

MODELLIERUNG DER NETZEINFLÜSSE VON
PHOTOVOLTAIKANLAGEN UNTER VERWENDUNG
METEOROLOGISCHER PARAMETER

VON DER
FAKULTÄT MATHEMATIK UND NATURWISSENSCHAFTEN
DER
CARL VON OSSIETZKY UNIVERSITÄT OLDENBURG
ZUR
ERLANGUNG DES GRADES UND TITELS EINES
DOKTORS DER NATURWISSENSCHAFTEN
(Dr. rer. nat.)
ANGENOMMENE DISSERTATION

von:

Herrn Georg WIRTH
geboren am 14.11.1981
in Starnberg

Erstgutachter: Prof. Dr. Jürgen PARISI

Zweitgutachter: Prof. Dr. Ulrike FEUDEL

Prof. Dr. Gerd BECKER

Tag der Disputation: 28.10.2014

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Grundlagen	7
2.1. Planung und Betrieb von Versorgungsnetzen	7
2.1.1. Struktur der Versorgungsnetze	7
2.1.2. Planung und Betrieb der Netze in der Mittel- und Niederspannungsebene	8
2.1.3. Qualität der Versorgungsspannung	11
2.2. Lastflussberechnung in elektrischen Energieversorgungsnetzen	13
2.3. Photovoltaik Simulation	14
2.4. Globalstrahlung	16
2.4.1. Strahlungsangebot außerhalb der Atmosphäre	16
2.4.2. Prozesse in der Atmosphäre	16
2.4.3. Strahlungsmodellierung	17
2.4.4. Globalstrahlung bei klarem und bewölktem Himmel	18
3. Vorstellung der Datenbasis	21
3.1. Elektrische Daten	22
3.2. Meteorologische Daten	23
4. Meteorologische Klassifizierung der maximalen Einspeiseleistung	25
4.1. Analyse des Gesamtlastflusses an einem Umspanner eines Mittelspannungsnetzes	26
4.2. Kategorisierung der auftretenden Netzengpässe	28
5. Modellierung der maximalen PV-Einspeisung bei klarem Himmel	31
5.1. Meteorologische Parameter	31
5.1.1. Globalstrahlung	31
5.1.2. Umgebungstemperatur	34

5.2. Modellierung der maximalen PV-Leistung	37
5.3. Simulation der DC Leistung	38
5.4. Simulation der AC Leistung	41
5.5. Analyse des Wechselrichterauslegungsverhältnis	41
5.6. Analyse der Systemverluste typischer PV-Anlagen	44
6. Ergebnis und Validierung der PV-Einspeiseleistung bei klarem Himmel	47
6.1. Maximale PV-Leistung in Deutschland	47
6.2. Validierung der Simulationsergebnisse	50
6.2.1. Validierung der PV-Einspeiseleistung in einem exemplarischen Ortsnetz	51
6.2.2. Spannungsniveau an einem exemplarischen Netzausläufer	53
7. Modellierung der räumlichen Glättung der Globalstrahlung	59
7.1. Räumliche Verteilung der Globalstrahlung	60
7.2. Räumliche Glättung in einem PV-Großkraftwerk	63
7.3. Bestimmung der flächenabhängigen Zeitkonstanten	69
8. Modellierung und Validierung der aktuellen PV-Einspeisung in einem Mittel- spannungsnetz	75
8.1. Nutzung des PV-Simulationsmodells für dynamische Anforderungen	75
8.2. Implementierung der räumlichen Dämpfung in das Modell	79
8.3. Validierung der Simulationsgüte	82
8.4. Variation der räumlichen und zeitlichen Auflösung	84
8.5. Auswertung der Rampensteigungen	88
8.6. Simulation mit Satellitendaten	90
9. Zusammenfassung und Ausblick	95
A. Validierung der Globalstrahlung	99
B. Validierung der Umgebungstemperatur	101
C. Lastgang an allen simulierten Tagen	103
Anhang	99
Literaturverzeichnis	107

Kurzfassung

Die Installation einer hohen Anzahl an Photovoltaik (PV) Anlagen führt zu neuen Herausforderungen für die Stromnetze. Ziel dieser Arbeit ist es, meteorologische Auswirkungen auf Planung und Betrieb von Verteilungsnetzen mit einer hohen Konzentration von dezentralen PV-Anlagen zu untersuchen und Modelle zu entwickeln, um diese zu beschreiben. Zur Validierung der Modelle werden elektrische und meteorologische Daten aus einer detaillierten Messkampagne in einem Verteilnetz verwendet. Der erste Schwerpunkt der Untersuchungen liegt darauf, die maximale Einspeiseleistung einer verteilten PV-Flotte zu bestimmen. Dazu werden die meteorologischen Situationen mit maximaler Einspeiseleistung verteilter PV-Anlagen identifiziert und aufbauend auf diese Analyse ein PV-Clearsky-Modell für die maximale Leistung einer verteilten PV-Flotte bei klarem Himmel entwickelt. Die maximale Einspeiseleistung einer verteilten PV-Flotte in Deutschland ergibt sich an klaren Tagen mit 85 % der installierten STC (standard test conditions) Leistung. Der zweite Schwerpunkt der Arbeit ist die Simulation der aktuellen Einspeiseleistung auf Verteilnetzebene auf Basis von meteorologischen Daten. Zur Abbildung der mittleren Einspeisung einer räumlich verteilten PV-Flotte wird eine Kombination aus mehreren Messpunkten und einer zusätzlich überlagerten Dämpfung vorgeschlagen. Daher wurde in dem Verteilnetz ein Messnetzwerk aus zehn Globalstrahlungssensoren eingerichtet. Mit diesem Ansatz wird für wechselhafte Tage bei einer 3-Sekundenauflösung ein rmse von durchschnittlich drei Prozent erreicht, und die Rampen der fluktuierenden PV-Leistung adäquat abgebildet. Dieser Ansatz wird in einem weiteren Schritt angepasst um die momentane Einspeiseleistung auf Basis von Satellitendaten zu bestimmen. Auch hier zeigen sich vergleichbare Ergebnisse.

Abstract

The installation of a large number of photovoltaic (PV) systems leads to new challenges for electric power grids. This thesis discusses and develops models for meteorological impacts on planning and operation of distribution networks. Electrical and meteorological data from a detailed measurement campaign in a distribution network are used to validate the models. The first focus thereby is to determine the maximum feed-in power of a distributed PV fleet. With these results, a PV-Clearsky-Model is developed to determine the maximum PV-feed-in power for Germany. The maximum feed-in of a distributed PV fleet in Germany is found for clear sky situations with a limit of 85 % of the installed standard test condition power. The second focus of this work is the simulation of the current PV-feed-in power on distribution network level on the basis of meteorological data. To represent the average feed-in power of a spatially distributed PV fleet a combination of several measurement points and a superposed damping is suggested. For this purpose a network of ten global radiation sensors was set up in the distribution network. With this approach, an average rmse of three percent at a 3-second resolution is achieved for days with a fluctuating cloudiness and the ramps of the fluctuating PV power can be modelled adequately. This approach is modified in a further step to determine the current PV-feed-in power on basis of satellite data, showing also good results.

1. Einleitung

Die Integration großer Mengen von fluktuierender Photovoltaik (PV) Leistung in das Stromnetz führt zu neuen Herausforderungen für deren Planung und Betrieb. Weltweit nimmt in vielen Ländern die Zahl der installierten PV-Anlagen stetig zu. Ein Schwerpunkt liegt in Deutschland, speziell im Süden. So überstieg die installierte PV-Kapazität in Bayern im August 2012 bereits 700 W pro Einwohner. Dies ergibt einen Durchschnitt von 1,5 kW pro Hausanschluss (HA) [Pho-12]. Setzt man einen typischen PV-Jahresertrag von etwa $900 \frac{kWh}{kW}$ und den durchschnittlichen Haushaltsstromverbrauch in Deutschland von rund 1700 kWh pro Kopf und Jahr an, werden in Bayern damit bereits über ein Drittel des privaten Stromverbrauches durch PV-Energie gedeckt.

Die meisten PV-Anlagen sind an das Verteilnetz in der Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen. Durch diesen hohen Anteil an dezentralen Erzeugerkapazitäten ergeben sich neue Herausforderungen zur Gewährleistung der Netzstabilität. So schafft die dezentrale Einspeisung neue Lastflüsse in diesen Spannungsebenen und führt zu einer veränderten Nutzung der Infrastruktur. Die Verteilnetze waren bisher rein auf die Versorgung von Verbrauchern ausgerichtet. In vielen Verteilnetzen in Bayern, insbesondere in ländlichen Gebieten, übersteigt die lokal erzeugte PV-Leistung tagsüber den lokalen Verbrauch und verursacht Rückspeisungen dieser Leistung in die darüber liegenden Netzebenen. In einigen Gebieten ist die maximale PV-Rückspeisung größer als die maximale Belastung im Bezugsfall und macht somit Netzverstärkungen erforderlich. Mit diesen neuen Anforderungen ändern sich auch die Regeln zur Dimensionierung sowie zur Betriebsführung dieser Netzebenen.

Diese neuen Herausforderungen werden in der vorliegenden Arbeit anhand von zwei zentralen Problemstellungen bearbeitet:

- Eine genaue Bestimmung der maximal möglichen Leistungsflüsse ist für eine optimierte Netzplanung von entscheidender Bedeutung. Eine Unterdimensionierung des Netzes führt zu Überlastungen und Ausfällen, während eine Überdimensionierung unnötige Kosten verursacht. In Gebieten mit einer hohen PV-Durchdringung

ist die PV-Einspeisung der bestimmende Faktor für die maximalen Leistungsflüsse geworden. Daher ist es für eine optimierte Netzplanung wichtig, die maximal mögliche PV-Einspeisung zu bestimmen. Die Bestimmung der maximalen PV-Erzeugung bildet deshalb den ersten Schwerpunkt dieser Arbeit.

- Für die Netzführung ist die Ermittlung der aktuellen Leistungsflüsse entscheidend. Mit dem Einspeisemanagement kommt die neue Aufgabe auf die Netzführung zu, mittels einer temporären Leistungsreduzierung der Einspeiseanlagen, Versorgungsausfälle durch Überlast zu vermeiden. Um die Effektivität einer reduzierten PV-Einspeisung hinsichtlich der Betriebsmittelentlastung beurteilen zu können, widmet sich der zweite Schwerpunkt der Arbeit einer Simulation der aktuellen Einspeiseleistung einer verteilten PV-Flotte. Die in Deutschland durch kleine und mittlere Dachanlagen auf privaten Häusern ohne messtechnische Erfassung dominiert wird.

Es gibt eine Reihe von Studien, die sich darauf konzentrieren, die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für dezentrale Erzeugereinheiten, beispielsweise durch Speicherung, Blindleistungseinsatz und regelbare Ortsnetztransformatoren zu erhöhen [Ker-11, Bod-06, Sch-02, Ble-12, Ste-13]. Auch die Glättung durch die räumliche Verteilung der PV-Anlagen und Auswirkungen von Leistungsschwankungen [Wie-01, Lav-11, Urq-13, Hof-10] sind gut untersucht. Ergänzend zu den bestehenden Arbeiten ist das Ziel dieser Arbeit, die meteorologischen Auswirkungen einer hohen Konzentration dezentraler PV-Anlagen auf Planung und Betrieb von Verteilnetzen zu beschreiben. Dabei steht der Unterschied im Verhalten zwischen einer Einzelanlage und mehreren, in einem Netzbereich verteilten PV-Systemen im Vordergrund.

Um bei der Planung eines Verteilnetzes die maximal mögliche Einspeiseleistung der installierten PV-Flotte zu bestimmen, müssen die meteorologischen Einflüsse auf die PV-Produktion und die Wechselwirkungen mit dem Verbrauch untersucht werden. Die Energieversorgungsnetze müssen so ausgelegt sein, dass sie das Maximum der Summe der Energieflüsse übertragen können. Die Übertragungsleitungen in einem Gebiet müssen jedoch nicht auf die Summe der maximalen Anschlussleistungen ausgelegt werden, da diese Leistungen nicht gleichzeitig auftreten. Für reine Bezugsnetze existieren bei den Netzbetreibern Erfahrungswerte zu diesen Gleichzeitigkeiten und der anzurechnenden Last, basierend auf Standardlastprofilen der Verbraucher. Durch den Zubau der Eigenerzeugungsanlagen ändern sich diese Werte. Für die Netzdimensionierung sind nicht mehr nur die Verbraucher mit deren Bezugsmustern sondern auch Erzeuger mit

ihrem Einspeisemuster und das Wechselspiel beider Lastgänge ausschlaggebend. Das Netz muss so ausgelegt sein, dass es den höchsten resultierenden Lastfluss übertragen kann. Diese Arbeit stellt für Deutschland grundsätzlich zwei Szenarien vor, an denen mit einer hohen Belastung zu rechnen ist, und quantifiziert dabei die anzusetzende Gleichzeitigkeit. Hierbei wird für die Ermittlung der relevanten Belastung auch die Position des jeweiligen Elementes innerhalb des Netzes in Betracht gezogen.

- An klaren Tagen mit hoher Einstrahlung weist die Einspeisung der PV-Anlagen eine hohe Gleichzeitigkeit auf, denn die meteorologischen Rahmenbedingungen sind in weiten Bereichen sehr homogen. Es wird daher für alle Netzelemente eine ähnliche Belastung erwartet.
- Hohe Belastungen sind auch an Tagen mit schnellen Wechseln zwischen Wolken und Sonnenschein zu erwarten. In diesem Fall treten hohe Einstrahlungen mit hohen Leistungen bei einzelnen Anlagen auf. Die Glättungseffekte sind abhängig von der räumlichen Ausdehnung des betrachteten Gebietes und somit auch stark von der Position des betrachteten Netzelementes.

Je nach Position des betrachteten Elementes im Netz und Anzahl der angeschlossenen Eigenerzeugungsanlagen bildet einer dieser beiden Fälle die maximale Belastung. Zusätzlich zur Einspeisung muss weiterhin der gesicherte Verbrauch betrachtet werden. Er reduziert die Belastung durch die Einspeisung, da ein Teil der Energie nicht über das Netz fließt sondern vor Ort verbraucht wird.

Durch die hohe Durchdringung mit dezentralen PV-Systemen und damit einhergehenden regulatorischen Vorgaben kommen neue Aufgaben auf die Leitstellen zu. Bisher benötigte die Netzleitstelle nur wenige Messwerte für eine adäquate Netzabbildung. Gerade für das Einspeisemanagement werden nun detaillierte Informationen benötigt. Es erlaubt dem Netzbetreiber die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von Anlagen der erneuerbaren Energien, gemäß § 11 EEG [EEG-12]. Ziel ist es, Netzbetriebsmittel in kritischen Situationen vor Überlastungen zu schützen und Versorgungsausfälle zu vermeiden. So soll eine optimale Nutzung der Netze bis zum Abschluss der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen ermöglicht werden. Die Reduzierung muss hohe Sicherheit garantieren und trotzdem möglichst wenig Energie abregeln. Zudem müssen nach dem derzeitigen EEG die verlorenen Energiemengen vergütet werden. Für die Netzbetreiber ist es äußerst schwierig, den aktuell gemessenen Lastfluss in die Anteile der PV Einspeisung und Verbrauch zu trennen. Selbst von vermessenen Anlagen

liegen üblicherweise keine Livedaten vor. Damit kann derzeit keine Aussage getroffen werden, wie sich eine Drosselung aller angeschlossenen PV-Erzeugungseinheiten auf den Lastfluss auswirkt. Daher werden im Falle einer Regelung komplette Anlagen vom Netz getrennt.

Ein weiterer Schwerpunkt der Untersuchungen liegt daher darauf, die momentanen Einspeiseleistungen der verteilten PV-Systeme mithilfe von meteorologischen Daten zu errechnen. Hiermit lässt sich der Gesamtlastfluss in dezentralen Verbrauch und Erzeugung trennen, und damit der aktuelle Netzzustand bestimmen. Mit diesem Ansatz kann die Wirksamkeit einer Einspeisereduktion überprüft, und das Abtrennen kompletter Erzeugungsanlagen verhindert werden.

Für diese Arbeit standen zur Überprüfung der Modelle eine Vielzahl an Messwerten aus einem Verteilnetz zur Verfügung. Dieses Netzgebiet ist Teil einer umfassenden Messkampagne (Netz der Zukunft) zur Identifizierung der Einflüsse der dezentralen Erzeugung auf die Verteilnetze. Es stehen Messwerte für die gesamte Wirkungskette der PV-Einspeisung, angefangen mit meteorologischen Daten, über Einspeisedaten vieler verteilter PV-Anlagen, den Lastflüssen an den Ortsnetztransformatoren und schließlich am Umspannwerk des gesamten Netzgebietes hin zur Hochspannung zur Verfügung.

In Kapitel 2 werden zunächst die Grundlagen der Netzplanung sowie meteorologische Zusammenhänge eingeführt. Im ersten Teil der Arbeit liegt der Fokus auf der Netzplanung. Kapitel 3 stellt kurz das Projektgebiet im Süden von Deutschland vor, mit dessen Daten in Kapitel 4 die meteorologischen Situationen mit den höchsten Rückspeiseleistungen hin zu höheren Spannungsebenen analysiert werden. In Kapitel 5 wird ein Ansatz zur Modellierung der maximalen PV-Einspeisung bei klarem Himmel eingeführt (PV-Clearsky-Modell). Dies beinhaltet ein Modell der meteorologischen Parameter zur Bestimmung der PV-Leistung (Kapitel 5.1) sowie ein Simulationsmodell für eine verteilte PV-Flotte (Kapitel 5.2). Die Ergebnisse dieses erstellten PV-Clearskymodell werden in Kapitel 6 vorgestellt und diskutiert. Zur Validierung vergleicht Kapitel 6.2 die Ergebnisse der Simulationen mit der maximalen Rückspeisung aus Messungen in einem realen Verteilnetz. Im zweiten Teil der Arbeit wird auf die neuen Anforderungen bei der Netzbetriebsführung eingegangen. Kapitel 7 beschreibt zunächst die speziellen Herausforderungen bei der räumlich verteilten Simulation der Einspeiseleistung (Kapitel 7.1) und erläutert die Anpassungen am bereits eingeführten PV-Modell um es auf die momentane PV-Einspeisung in einem Mittelspannungsnetz anzuwenden. Aufbauend auf

die Modellergebnisse wird in Kapitel 8 die benötigte Infrastruktur vorgestellt und es erfolgt eine Demonstration in dem vorgestellten Untersuchungsgebiet. Dazu wurde im Rahmen der Arbeit dort ein Messnetz für meteorologische Daten konzipiert und installiert. Aus den gewonnenen Erkenntnissen werden Rückschlüsse auf Simulationsgüte, Eingangsdaten und die benötigte Messnetzdicke gezogen.

2. Grundlagen

Das Thema dieser Arbeit beinhaltet sowohl energietechnische als auch meteorologische Fragestellungen. Daher sollen im Folgenden einige Grundlagen beider Fachgebiete dargestellt werden. Der Fokus liegt dabei auf Planung und Betrieb von Versorgungsnetzen sowie auf der Berechnung des solaren Strahlungsangebotes und der Simulation von Photovoltaikanlagen.

2.1. Planung und Betrieb von Versorgungsnetzen

2.1.1. Struktur der Versorgungsnetze

Das elektrische Energieversorgungsnetz Deutschlands besteht aus mehreren Spannungsebenen, siehe Tabelle 2.1. Mit sinkender Nennspannung sinkt auch die Übertragungskapazität und es steigen die spezifischen Übertragungsverluste der Spannungsebene. In der historisch gewachsenen Struktur speisen Großkraftwerke in die Höchstspannungsebene ein, durch die die Leistung in die Nähe der Verbrauchsschwerpunkte transportiert (Transportnetz) wird. Dort verzweigt sich der Lastfluss durch die Spannungsebenen bis zum Verbraucher (Verteilnetz). Dabei befinden sich typischerweise die Verknüpfungspunkte von Regionalwerken aber auch von energieintensiven Unternehmen und Industriekraftwerken in der Hochspannungsebene. Sonstige Großverbraucher werden direkt an die Mittelspannungsebene angeschlossen. Diese Spannungsebene verbindet einzelne Ortschaften, in denen die Ortsnetzstationen schließlich die Spannung auf die Niederspannung herabsetzen.

Mit der zunehmenden Dezentralisierung findet sich eine Vielzahl von Einspeisepunkten, meist aus erneuerbaren Energien, in niedrigen Spannungsebenen. Die meisten PV-Anlagen (ca. 80% [Bsw-12]) haben ihren Anschlusspunkt in der Niederspannung (NS). Ab einer Leistung von ca. 100 kW wird die Mittelspannung (MS) als Anschluss gewählt. Dies ist auch die typische Anschlussebene für Windkraftanlagen. Größere Wind- wie auch PV-Parks speisen direkt in die Hochspannungsebene (HS) ein. Der starke Zu-

Tabelle 2.1.: Spannungsebenen und Leistungen in Deutschland

Bezeichnung	Nennspannung	Klassifizierung	Einspeiseleistung
Höchstspannung	380-400 kV (220 kV - Bestand)	Übertragungsnetz Übertragungsnetz	einige 1000 MW (bis ca. 700 MW)
Hochspannung	110 kV	Verteilnetz	einige 100 MW
Mittelspannung	20 kV 10 kV	Verteilnetz Verteilnetz	einige 10 MW
Niederspannung	0,4 kV	Verteilnetz	bis ca. 100 kW

bau der EEG Anlagen führt zu teilweisen Umkehrungen der klassischen Lastflüsse mit Rückspeisungen von der Niederspannungsebene bis in die Hochspannungsebene.

2.1.2. Planung und Betrieb der Netze in der Mittel- und Niederspannungsebene

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Mittel- und Niederspannungsebene in Deutschland. Daher sollen im Folgenden die wichtigsten Grundzüge der Planung in diesen Spannungsebenen beschrieben werden. Prinzipielles Ziel der Netzplanung in diesen Spannungsebenen ist es die Betriebsmittel so auszulegen, dass für alle relevanten Netzkonfigurationen die Grenzwerte der maximalen thermischen Dauerbelastung, die Spannungshaltung, die Kurzschlussfestigkeit und das (n-1)-Ausfallkriterium eingehalten werden. Die Überwachung der statischen und dynamischen Stabilität sowie die Frequenzhaltung und Gewährleistung der Wirkleistungsabgabe findet bei normalen Betriebszuständen in den übergeordneten Spannungsebenen statt.

Mittelspannungsnetze sind in Umspannwerken mit der Hochspannung verbunden. Typischerweise beträgt die Bemessungsleistung solcher Stationen 20 bis 50 MVA. Die Transformatoren eines Umspannwerks (Umspanner) sind üblicherweise mit einem Stufensteller versehen, um die Spannung für das gesamte Netzgebiet zu regulieren. Die Spannungsregelung diente in der Vergangenheit dazu, Spannungsschwankungen aus der Hochspannungsebene auszugleichen. Heute werden in Gebieten mit hoher PV-Durchdringung auch Spannungsprobleme durch die PV-Einspeisung korrigiert. In ländlichen Gebieten mit geringer Lastdichte und einer großen Netzausdehnung beträgt die Betriebsspannung typischerweise 20 kV, in Städtetzen mit höheren Lastdichten 10 kV. Historisch wurden gerade in ländlichen Gebieten viele Freileitungen eingesetzt die zunehmend durch unterirdisch verlegte Kabel ersetzt werden. Die Struktur dieser Netze weist oft Ringleitungen oder verzweigte Ringe auf, die bei kleinen Netzbetreibern im

Normalfall mit offenen Trennstellen betrieben werden [Heu-13]. Somit werden die angeschlossenen Ortsnetzstationen im Normalbetrieb durch ein Strahlennetz versorgt. In größeren Netzstrukturen werden die Ringe auch geschlossen betrieben. Im Fehlerfall kann der Fehler an zwei Ortsnetzstationen isoliert und die Leitung rückwärtig gespeist werden.

In Ortschaften und Städten wird die Spannung über mehrere verteilte Ortsnetzstationen auf Niederspannung (0,4 kV) heruntersetzt. Die Bemessungsleistung dieser Stationen beträgt typischerweise 160, 250, 400 oder 630 kVA, als Übertragungsmittel wird fast nur noch auf Kabel zurück gegriffen. Bei geringen Siedlungsdichten werden die einzelnen Hausanschlüsse (HA) von den Ortsnetzstationen aus als Stich versorgt. Steigt die Siedlungsdichte kommen, wie in der Mittelspannung, Ringleitungen oder verzweigte Ringe zum Einsatz, die ebenfalls im Normalfall mit offenen Trennstellen betrieben werden. Darüber hinaus finden bei hohen Lastdichten noch Maschennetze, die nicht mit offenen Trennstellen betrieben werden Verwendung. Dadurch steigt die Versorgungssicherheit und die Spannung sinkt zu den Lasten weniger stark ab. Dieser Fall stellt jedoch für die Schutztechnik eine größere Herausforderung dar und die Netze sind nach Ausfällen schwieriger in Betrieb zu nehmen.

Das Verteilungsnetz muss so dimensioniert sein, dass es die maximal möglichen Lastflüsse übertragen kann. Diese Lastflüsse sind für jedes Element des Netzes unterschiedlich. In Abbildung 2.1 wird ein typisches Beispiel für eine ländliche Gegend ab der Mittelspannungsebene veranschaulicht.

Um die Belastung der unterschiedlichen Netzelemente abzuschätzen, müssen zwei grundlegende Faktoren berücksichtigt werden: Das sind zum einen die Lastmuster sowie die entsprechenden Höchstlasten der einzelnen Verbraucher und Erzeuger. Zum anderen ist die Gleichzeitigkeit in der Belastung der Netzelemente, die durch die Gesamtwirkung aus mehreren Systemen beeinflusst werden, zu bestimmen. Sie ergibt sich aus der Korrelation oder Synchronität der zeitlichen Schwankungen der beitragenden Systeme.

Betrachtet man nur Verbrauch, ist die maximale Last auf die Netzelemente ungleich der Summe der maximalen Lasten der einzelnen Haushalte, da die zeitliche Veränderung der Haushaltslasten stark asynchron ist. Empirische Studien und Betriebserfahrungen zeigen eine starke Abnahme der maximal auftretenden Last pro Hausanschluss mit einer steigenden Anzahl an Hausanschlüssen, die Einfluss auf ein Netzelement haben [Kau-85].

2. Grundlagen

In Abbildung 2.1 sind für unterschiedliche Ausdehnungen [CIC-84] des Netzes beispielhafte Belastungen, normiert auf die Anzahl der angeschlossenen Hausanschlüsse, angegeben. Das Beispiel beginnt mit der Dimensionierung eines Stromkreises, der eine Straße mit 10 HA versorgt. Es ergibt sich bei einer maximalen Last von 2,4 kW pro HA eine Summenbelastung von 24 kW. Die nächste Stufe, der Ortsnetztransformator, versorgt 50 HA und ist für eine Last von 1,6 kW pro HA (Summenleistung 80 kW) bemessen. An der Mittelspannungsebene sinkt für einen einzelnen Ausläufer, der 400 HA versorgt, die maximale Belastung weiter auf 1,3 kW pro HA ab. Das gesamte Mittelspannungsnetz in dem relativ kleinen Beispielnetz mit 5000 HA, muss am Umspannwerk auf 6 MW dimensioniert werden, was äquivalent zu 1,2 kW pro HA ist.

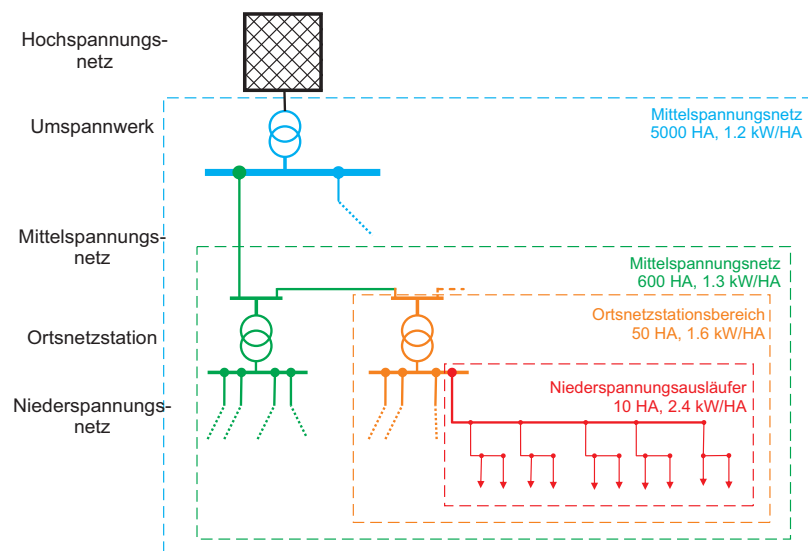


Abbildung 2.1.: Typische Verteilnetzstruktur mit verschiedenen Abschnitten und den jeweilig maximalen Lasten, normiert auf die Anzahl der Hausanschlüsse.

Die höheren Spannungsebenen - üblicherweise bis zu den Mittelspannungsabgängen - werden in Deutschland meist vollautomatisch durch Leittechnik betrieben. Diese Leittechnik wird, neben den als Primärtechnik geltenden Einrichtungen zum direkten Energietransport, als Sekundärtechnik bezeichnet. Netzstationen in der Mittelspannung werden bei kleinen Netzbetreibern meist manuell betrieben, da die Schaltanlagen nur für Wartungen oder bei Fehlern aufgesucht werden müssen. In größeren Mittelspannungs-

netzen können auch die Mittelspannungsverknüpfungen automatisch geschaltet werden. In der Niederspannungsebene finden sich derzeit fast ausschließlich manuelle Schaltanlagen. Im Rahmen des derzeit stark propagierten „Smart-Grid“-Ausbaus wandern einige der Möglichkeiten der Leittechnik bis in niedrigere Spannungsebenen um die neuen Herausforderungen, beispielsweise durch den im Fokus dieser Arbeit stehenden Photovoltaikausbau, kostengünstig zu integrieren. So ist beispielsweise ein regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) in der Lage, die Spannungen auf der Niederspannungsseite unabhängig von der Mittelspannung zu regeln.

2.1.3. Qualität der Versorgungsspannung

Die Qualität der Versorgungsspannung wird für die Mittel- und Niederspannungsebene in der DIN EN 50160 definiert [DIN-50160]. Diese Norm beschreibt die Grenzen innerhalb derer die Merkmale der Spannung im gesamten öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetz an der Kundenübergabestelle zu erwarten sind. Der Kunde und damit auch die Hersteller von elektrischen Geräten und Maschinen können sich somit auf diese Grenzwerte verlassen. Die Norm definiert Grenzwerte der Versorgungsspannung für den normalen Betrieb hinsichtlich der Frequenz, der Höhe der Nennspannung U_N für langsame Spannungsänderungen in Prozent, sowie für schnelle Spannungsänderungen über den Langzeitflicker P_{lt} . Die Grenzwerte der Kurvenform werden definiert über den THD (Total Harmonic Distortion). Die Symmetrie der Leiterspannungen ist über das Verhältnis der symmetrischen Komponenten des Gegensystem U_G und des Mitsystem U_M angegeben. Hinzu kommen Qualitätskriterien wie die maximale Anzahl an Versorgungsunterbrechungen und Spannungseinbrüchen. Tabelle 2.2 gibt einen Überblick über die entsprechenden Grenzwerte. Bezugszeitraum für langsame Spannungsänderungen, Asymmetrie und Oberschwingungen sind 10 Minutenmittelwerte, für die Frequenz 10-Sekundenwerte sowie 10-Millisekundenwerte für Spannungseinbrüche und Versorgungsunterbrechungen.

Um die normativen Vorgaben der DIN EN 50160 einzuhalten müssen beim Anschluss von Anlagen eine Reihe von Richtlinien beachtet werden. Dies sind zunächst die technischen Anschlussbedingungen in Abhängigkeit der Spannungsebene des jeweiligen Netzbetreibers. Hier gibt es einen Musterwortlaut des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) mit Ergänzungen der jeweiligen Netzbetreiber. Darüber hinaus haben Nutzer mit Erzeugungsanlagen in der Niederspannung die Vorgaben der Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4105 und in der Mittelspannung die vom FNN übernom-

Tabelle 2.2.: Grenzwerte nach DIN EN 50160

DIN EN 50160	Wertebereich (% Messwerte)
Frequenz	49,5 Hz bis 50,5 Hz (95%) 47 Hz bis 52 Hz (100%)
Langsame Spannungsänderungen	$U_N \pm 10\%$ (95%) $U_N + 10\%$ -15% (100%)
Schnelle Spannungsänderungen	$P_{lt} \leq 1$ (95%)
Spannungsasymmetrie	$U_{G1-3} \leq 2\%$ U_{M1-3} (95%)
Oberschwingungsspannung	$THD \leq 8\%$ (95%)
Spannungseinbrüche ($\leq 1 \text{ min}$)	einige 10 bis 1000 pro Jahr
Versorgungsunterbrechungen ($\leq 3 \text{ min}$)	einige 10 bis mehrere 100 pro Jahr
Versorgungsunterbrechungen ($\geq 3 \text{ min}$)	einige 10 bis 50 pro Jahr

mene BDEW Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz zu beachten.

Im Rahmen des in Kapitel 3 vorgestellten Projektes fanden Untersuchungen zur Spannungsasymmetrie [Par-13], der Oberschwingungsspannung [Par-14] und zu schnellen Spannungsänderungen [Spr-13] statt. Ebenso wie die Analysen dieser Arbeit beziehen sich die meisten Untersuchungen auf die Netzdimensionierung und damit in erster Linie auf langsame Spannungsänderungen. Denn eines der Hauptprobleme bei der Netzintegration von PV-Anlagen ist die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz. Die Nennspannung ist nach Tabelle 2.2 an der Kundenübergabestelle innerhalb eines Bands von $U_N \pm 10\%$ zu halten. Die Netze wurden historisch auf einen Lastbezug dimensioniert. Da bei einem Lastbezug die Spannung über die Netzimpedanz absinkt, ist dieses Spannungsband asymmetrisch ausgenutzt worden. Die Einspeisung einer Leistung hebt die Spannung jedoch durch den Stromfluss ($\underline{I}_{PV} = I_W + jI_B$) über die Netzimpedanz ($\underline{Z}_{Netz} = R_{Netz} + jX_{Netz}$) an (vgl. Abbildung 2.2):

$$\Delta U = \sqrt{3} * \underline{Z}_{Netz} * \underline{I}_{PV} = \sqrt{3} * [(R_{Netz} * I_W - X_{Netz} * I_B) + j(X_{Netz} * I_W + R_{Netz} * I_B)] \quad (2.1)$$

Der Imaginärteil aus Gleichung 2.1 wird als Querspannungsfall U_q bezeichnet, der Realteil als Längsspannungsfall U_l . Der messbare Spannungsunterschied zwischen den beiden Knotenpotentialen am Anfang und Ende der Leitung ΔU_{mess} ergibt sich aus der Projektion der Zeiger der beiden Spannungen U_1 und U_2 auf die reelle Achse (Abbildung 2.2). Da für Mittel und Niederspannungsnetze $U_q \ll U_2 + U_l$ wird der Spannungsunterschied

ungefähr gleich dem Längsspannungsunterschied $\Delta U_{mess} \approx \Delta U_l$ und damit kann der Imaginärteil aus Gleichung 2.1 vernachlässigt werden. Setzt man weiter Wirkstrom (I_W) und Blindstrom (I_B) aus der eingespeisten Scheinleistung der PV-Anlagen (S_{PV}) an:

$$I_W = \frac{S_{PV} * \cos(\varphi)}{\sqrt{3} * U_{Netz}} \quad \text{und} \quad I_B = \frac{-S_{PV} * \sin(\varphi)}{\sqrt{3} * U_{Netz}} \quad (2.2)$$

ergibt sich der Spannungshub aus der eingespeisten komplexen Scheinleistung, der Netzimpedanz und der Netzspannung (2.3).

$$\Delta U = S_{PV} * \frac{R_{Netz} * \cos(\varphi_{PV}) + X_{Netz} * \sin(\varphi_{PV})}{U_{Netz}} \quad (2.3)$$

Ein Großteil der in Deutschland installierten PV-Leistung befindet sich in ländlichen Gebieten. Aufgrund der geringen Lastdichte pro Fläche befindet sich dort eine schwache Netzerschließung. Daher ist dieser Spannungsanstieg stark ausgeprägt und Netzverstärkungen werden nötig.

2.2. Lastflussberechnung in elektrischen Energieversorgungsnetzen

In der Praxis hat sich zur Dimensionierung von Betriebsmitteln der elektrischen Energieversorgungsnetze bereits in der Planungsphase die rechnergestützte Lastflussberechnung als wichtiges Hilfsmittel etabliert. Es folgt ein kurzer Abriss, für detailliertere Ausführungen sei auf einschlägige Literatur [Heu-13, Sch-06] verwiesen. Als Eingangsgrößen werden üblicherweise die eingespeisten und abgenommenen Leistungen an den Netzknoten übergeben. Zusätzlich wird eine feste Spannungsreferenz am sogenannten „Slack Knoten“ benötigt. Das Ergebnis bilden die sich einstellenden komplexen Spannungen an den Netzknoten. Weitere gesuchte Größen wie zum Beispiel Leitungsströme werden durch Nachberechnung ermittelt. Um den Aufwand und die Rechenzeit zu reduzieren sind einige Vereinfachungen notwendig. So werden nur leitungsgebundene Vorgänge und die Zustände an Anfang und Ende der Leitungen betrachtet. Außerdem berücksichtigt die Berechnung nur stationäre Vorgänge. Die verschiedenen Netzelemente werden dabei durch ihre elektrischen Ersatzschaltbilder dargestellt.

Im Folgenden wird kurz auf das Ersatzschaltbild des wichtigsten Netzelements, der Leitung, eingegangen. Leitungen werden in Form von Freileitungen und Erdkabeln realisiert. Sie unterscheiden sich durch die Induktivitäts-, Widerstands-, Kapazitäts- und

Leitwertsbeläge. Die Berücksichtigung der Leitwerte der Isolierung wird meist aufgrund ihres geringen Einflusses vernachlässigt. Das π -Ersatzschaltbild ergibt sich damit nach Abbildung 2.2. Die Abbildung des Induktivitäts- und Widerstandsbelag $R_{Netz} + jX_{Netz}$ wird dabei vom Leitungsstrom durchflossen. Die kapazitiven Ableitströme durch den Kapazitätsbelag werden über die Kapazitäten $\frac{j\omega C_{Netz}}{2}$ ausgedrückt. Diese werden in der Niederspannung üblicherweise nicht berücksichtigt.

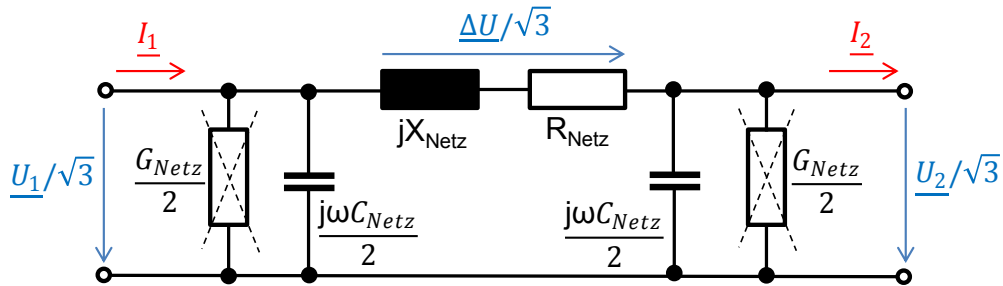


Abbildung 2.2.: Das π -Ersatzschaltbild einer Leitung.

Um die Netze effektiv rechnergestützt zu berechnen, werden die Gleichungen der Netzelemente in Analogie zur Knotenpotentialanalyse in Matrixform gebracht.

$$[Y][U] = [I] \quad (2.4)$$

In dieser Form lassen sich die einzelnen Spannungen des Spannungsvektors \underline{U} über die Admittanzmatrix \underline{Y} und den sich über die Leistung ergebenden Stromvektor \underline{I} bestimmen, wobei \underline{Y} eine quadratische Matrix von der Anzahl der Netzwerkknoten ist. Der Spannungsvektor wird dabei so gebildet, dass die einzelnen Elemente \underline{U}_i die Spannungen an den entsprechenden Knoten i angeben. Die Elemente des Stromvektors \underline{I}_i geben die Ströme in den Knoten i an. Die Elemente der Admittanzmatrix $\underline{Y}_{i,j}$ ergeben für $i \neq j$ die negativen Admittanzen zwischen den Knoten i und j . Die Diagonalelemente $\underline{Y}_{i,i}$ ergeben sich dann jeweils aus der Summe der angeschlossenen Admittanzen. Die Lösung des nichtlinearen Gleichungssystems erfolgt iterativ, zumeist über das Newton-Raphson-Verfahren oder das Stromiterationsverfahren.

2.3. Photovoltaik Simulation

Im Gegensatz zur konventionellen Energiegewinnung zeigt die Leistung von PV-Kraftwerken eine starke Abhängigkeit von den meteorologischen Bedingungen. Insbesondere die Leistung der PV-Module zeigt eine starke Abhängigkeit von der Globalstrahlung auf die

Modulebene. Der abgegebene Strom ist im Anwendungsbereich proportional zur Anzahl der absorbierten Photonen mit gleicher Wellenlänge. Dabei ist nicht nur die Intensität sondern auch das Spektrum der eintreffenden Strahlung von Interesse. Die Solarzelle wandelt nur die aufgenommene Energie der Photonen von der Breite ihrer Bandlücke in elektrische Energie um. Photonen mit einer Energie unterhalb des Bandabstandes werden nicht absorbiert, während die Energie der Photonen die über die Bandlücke hinausgeht in Wärme gewandelt wird [LUQ-11].

Auch die Umgebungstemperatur hat einen signifikanten Einfluss auf die Leistung. Bei einer Temperaturerhöhung kommt es zu einer Überlagerung von mehreren Effekten, die in erster Linie zu einer sinkenden Leerlaufspannung führen. Aber auch der Kurzschlussstrom der Zelle steigt aufgrund von zwei Effekten. Der Bandabstand des Halbleiters sinkt und damit können zusätzlich Photonen mit geringer Energie absorbiert werden. Zusätzlich vergrößert sich die Diffusionslänge in der Zelle, und dadurch können auch tiefer in der Zelle Ladungsträger generiert werden. Diesen Effekten steht jedoch gegenüber, dass der sinkende Bandabstand auch mehr Ladungsträgern ermöglicht, die Bandlücke thermisch angeregt zu überwinden. Zusammen mit der steigenden thermischen Anregung führt dies zu einem Ansteigen des dem Photostroms entgegengesetzten Diffusionsstroms in der Zelle und dadurch zu einem Absinken der Leerlaufspannung. Dieser Spannungsabfall übersteigt den Stromanstieg für typische Module in der Praxis in etwa um das 10-fache.

Zur Simulation der abgegebenen elektrischen Leistung von Photovoltaiksystemen in Abhängigkeit der meteorologischen Bedingungen werden unterschiedliche Modelltypen eingesetzt. So ermöglichen Simulationen mit dem Eindioden- oder Zweidiodenersatzschaltbild eine sehr genaue Abbildung des elektrischen Verhaltens der PV-Module. Allerdings werden detaillierte Modellparameter benötigt, deren Bestimmung aufwändig ist. Daher haben sich für viele Anwendungen gerade zur Bestimmung und Vorhersage der PV-Leistung empirische, wirkungsgradbasierte Modelle durchgesetzt. Diese Arbeit benützt ebenfalls ein wirkungsgradbasiertes Modell, das die Abweichung gegenüber dem MPP (Maximum Power Point) beschreibt. Eine genau Diskussion findet sich in Kapitel 5.3.

Die auf dem Typenschild spezifizierte STC-Leistung der Module wird bei *Standard Test Conditions*: einer Globalstrahlung von $1000 \frac{W}{m^2}$, mit dem Spektrum eines AM von 1,5 (Abschnitt 2.4.2) und einer Zelltemperatur von $25 \text{ }^\circ\text{C}$ bestimmt. Dies ist ein seltener Betriebspunkt in Deutschland. Trotzdem hat sich die STC Leistung als gängiges Maß zur Quantifizierung der installierten PV-Leistung etabliert.

Die Abhängigkeit des Wirkungsgrades einer Solarzelle im MPP von Intensität und Spektrum des eintreffenden Lichts kann über den Logarithmus der eintreffenden Strahlung abgebildet werden [Bey-04]. Dabei steigt der Wirkungsgrad für typische Module (siehe Kapitel 5.3) zunächst steil von etwa 60 % des STC Wirkungsgrad bei geringster Einstrahlung auf 90 % bei ca. $200 \frac{W}{m^2}$. Bis zur STC Einstrahlung von $1000 \frac{W}{m^2}$ steigt er dann deutlich langsamer um die restlichen 10 %. Zusammenfassend sinkt bei einer über die STC Werte ansteigenden Temperatur für typische Modulparameter (siehe Kapitel 5.3) die Effizienz von kristallinen Modulen mit etwa 0,4 % pro K. Damit ergibt sich die höchste Leistung des Systems bei gleichzeitig hoher Einstrahlung und niedrigen Modultemperaturen.

2.4. Globalstrahlung

Das Angebot an solarer Einstrahlung weist sowohl durch den Sonnenstand bedingte deterministische Schwankungen als auch eine Variabilität durch atmosphärische Bedingungen auf.

2.4.1. Strahlungsangebot außerhalb der Atmosphäre

Die Solarstrahlung senkrecht zur Einfallrichtung außerhalb der Atmosphäre wird mit der Solarkonstante $G_0 = 1367 \frac{W}{m^2}$ angegeben. Daraus lässt sich die vorherrschende extraterrestrische Strahlung G_{ext} auf eine horizontale Fläche in Abhängigkeit vom Sonnenstand θ und der Exzentrizität ϵ der elliptischen Erdbahn berechnen:

$$G_{ext} = G_0 * \epsilon * \cos(\theta) \quad (2.5)$$

2.4.2. Prozesse in der Atmosphäre

In der Atmosphäre erfolgt eine weitere Beeinflussung der Strahlung durch Streuungs- und Absorptionsprozesse. Damit ist die Beeinflussung abhängig von der Zusammensetzung der Atmosphäre, sowie von der Weglänge und damit von dem Sonnenstand. Dies wird auch über den Air Mass (AM) ausgedrückt. Ein AM von 0 entspricht dem Spektrum ohne Atmosphäre, ein AM von 1 einem senkrechten Einfall der Strahlung auf die Erdoberfläche. Die Streuung in der Atmosphäre bewirkt eine Aufspaltung der Strahlung in einen Direktstrahlungsanteil G_{dir} , der direkt aus dem Raumwinkel der Sonne eintrifft sowie einen Diffusstrahlungsanteil G_{dif} , der die Komponenten aus allen

anderen Richtungen beschreibt. Die Summe dieser beiden Strahlungsanteile wird als Globalstrahlung G_h bezeichnet.

$$G_h = G_{dir} + G_{dif} \quad (2.6)$$

Es können verschiedene Streu- und Absorptionsprozesse in der Atmosphäre identifiziert werden. Dies ist zunächst die Streuung an den Luftmolekülen. Sie wird auch als Rayleigh-Streuung nach John William Strutt, 3. Baron Rayleigh bezeichnet. Er fand eine analytische Lösung für statistisch verteilte dielektrische Kugeln, deren Radien viel kleiner sind als die Wellenlänge der eintreffenden Strahlung. Dabei ist der Streuquerschnitt stark abhängig von der Wellenlänge. Unter dem Begriff Aerosole sind Schwebeteilchen unterschiedlicher Herkunft zusammengefasst. Sie haben typischerweise Radien von 10^{-3} bis $10 \mu\text{m}$ und sind damit größer als die Wellenlänge der eintreffenden Strahlung. Die Streuung an diesen Partikeln wird durch die Mie-Streuung beschrieben. Die Streuung findet in erster Linie in Vorwärtsrichtung statt und ist deutlich weniger abhängig von der Wellenlänge als die Rayleigh-Streuung. Ein Teil der Strahlung wird auch durch die Aerosole absorbiert, es überwiegt jedoch die Streuung. Die Absorption durch die Moleküle der in der Atmosphäre vorhandenen Gase und durch Wasserdampf spielt eine weitere Rolle. Moleküle können spezifisch Photonen bestimmter Frequenzen absorbieren und dadurch ihren Energiezustand verändern. Die Absorption führt auch zu Ionisation und Dissoziation der Moleküle.

Wolken verändern die Transmission der Atmosphäre sichtbar. Unter Wolken versteht man eine Ansammlung von Wassertropfen und Eis, deren Konzentration groß genug ist, um eine für das Auge sichtbare Verringerung der Sichtweite zu sorgen. Diese Schwächung geht in erster Linie auf die Mie-Streuung zurück, kann aber in aerosolfreien Wolken bis zu 20 % aus Absorption bestehen.

2.4.3. Strahlungsmodellierung

Um den Einfluss dieser Prozesse auf die schließlich auf der Erdoberfläche ankommende Globalstrahlung zu berechnen gibt es verschiedene Modelle. Gerade die Einstrahlung bei klarem Himmel wird oftmals als Referenz herangezogen um den Einfluss von Wolken auf die Einstrahlung zu bestimmen. Für eine hohe Genauigkeit muss die Berechnung für jede Wellenlänge erfolgen, da die Absorptionsquerschnitte der aufgeführten Prozesse stark wellenlängenabhängig sind. Das beste Berechnungsergebnis wird daher durch eine Berechnung mit monochromatischem Licht und anschließender Integration über alle

Wellenlängen erreicht. Diese Berechnung ist aber sehr aufwändig und benötigt viel Rechenleistung. Eine Methode zur Reduktion des Rechenaufwandes ist die „k-distribution“ Methode. Dabei wird die mittlere Transmissivität eines Wellenlängenbereiches unter Verwendung einer eingeführten Verteilungsfunktion für die Absorptionsquerschnitte ermittelt [Kon-65, Ark-72]. Diese Verteilungsfunktion gibt die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines Absorptionsquerschnittes an. Die Integration der Verteilungsfunktion über den Absorptionsquerschnitttraum ergibt damit wiederum die mittlere Transmissivität τ_m . Numerisch betrachtet wird die Integration damit über die Summe

$$\tau_m = \sum_j a_j * e^{-k_j * u} \quad (2.7)$$

beschrieben. Dabei ist u der Betrag an absorbierter Strahlung, k_j der effektive Absorptionsquerschnitt eines Wellenlängenbereiches j , und a_j die jeweilige Gewichtung.

In dieser Arbeit wird die Clearsky-Strahlung mit Hilfe der Strahlungstransferbibliothek libRadtran [May-05] unter Verwendung der correlated-k Näherung nach [Kat-99] berechnet. Diese basiert auf der „k-distribution“ und unterteilt die Atmosphäre in horizontale Schichten die jeweils als homogen angenommen werden. Für jede dieser Schichten werden die beschriebenen Absorptionsvorgänge definiert und aufgrund der spektralen Einflüsse in Abhängigkeit der Wellenlänge gelöst. Zur Beschleunigung des Vorganges bündelt [Kat-99] das Spektrum in 32 Bänder für die jeweils die Berechnung zusammengefasst wird. Diese Spektralbänder orientieren sich dabei im nahen Infrarotbereich an den Absorptionsbereichen von Wasserdampf, Kohlenstoffdioxid, Sauerstoff und Ozon derart, dass deren starke Absorptionsbänder jeweils in eines dieser Intervalle fallen. Im sichtbaren Bereich ist das für die Absorption dominierende Gas Ozon, dessen Spektrum eine relativ glatte Funktion der Wellenlänge ist. In diesem Wellenlängenbereich wird das Spektrum in kleine Intervalle unterteilt, für die jeweils der Absorptionsquerschnitt von Ozon eine näherungsweise lineare Funktion der Wellenlänge des jeweiligen Intervalls ist.

2.4.4. Globalstrahlung bei klarem und bewölktem Himmel

Bei einer klaren Atmosphäre lässt sich die Globalstrahlung auf der Erdoberfläche mit den meisten Modellen sehr präzise bestimmen. Der wichtigste Faktor für die Bestimmung der Güte sind die Atmosphärenparameter. Diese gute Übereinstimmung wird in Abbildung 2.3 für einen exemplarischen Tag mit der modellierten und gemessenen Strahlung im Untersuchungsgebiet verdeutlicht. Dort ist auch die Aufteilung der gemessenen Strahlung in Direkt- und Diffuskomponenten zu sehen. In dieser Arbeit wird

zur Aufteilung in die Strahlungskomponenten das empirische Modell nach Skartveit und Olseth, beschrieben in [Ska-87], herangezogen. Dieses bestimmt anhand des Clearness-Index k , auf den im folgenden Absatz eingegangen wird, das Verhältnis von Diffus- zu Globalstrahlung. Durch die Ermittlung der Diffusstrahlung kann der direkte Anteil der Globalstrahlung durch Subtraktion ermittelt werden. In Abbildung 2.3 ist ebenfalls eine gute Übereinstimmung der modellierten Globalstrahlung und der aufgeteilten Strahlungskomponenten aus der Messung zu erkennen.

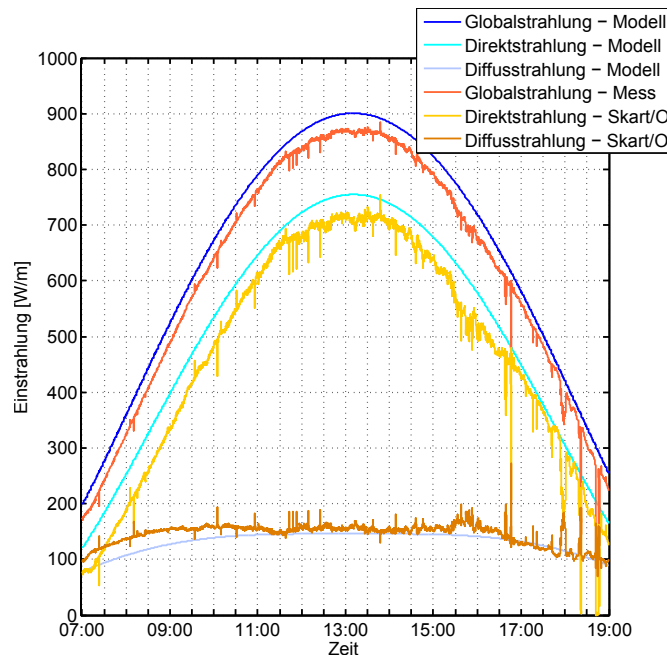


Abbildung 2.3.: Gemessene und modellierte Globalstrahlung, sowie die Zerlegung in die Direkt- und Diffuskomponenten nach [Ska-87].

Ein Maß, um die Variabilität durch die atmosphärischen Bedingungen von der deterministischen Änderung durch den Sonnenstand zu unterscheiden, ist der Clearness-Index k . Er setzt die am Boden gemessene Strahlung G_h ins Verhältnis zur Strahlung außerhalb der Atmosphäre G_{ext} :

$$k = \frac{G_h}{G_{ext}} \quad (2.8)$$

Er hat vor allem für die Analyse gemessener Zeitreihen der Global- und Diffusstrahlung eine große Bedeutung. In dieser Arbeit findet er Anwendung, um die gemessene Globalstrahlung in Direkt- und Diffuskomponenten zu zerteilen und damit die Einstrahlung auf geneigte Flächen zu errechnen.

Ein genaueres Bild von den meteorologischen Bedingungen liefert der Clearsky-Index (k^*). Er eliminiert gegenüber k den Einfluss des AM. Der Clearsky-Index ist als das Verhältnis der gemessenen Einstrahlung (G_h) und einer modellierten Strahlung bei klarem Himmel (G_{cl}) definiert:

$$k^* = \frac{G_h}{G_{cl}} \quad (2.9)$$

Es folgt aus der Definition, dass ein k^* nahe Eins einen klaren Himmel anzeigt. Einstrahlungsüberhöhungen werden durch Werte über Eins repräsentiert und eine Wolkendecke erscheint bei Werten unter Eins. Je weiter sich der Wert von Eins entfernt desto weiter weicht der Messwert von einem theoretisch klaren Himmel ab. Situationen mit fluktuierender Bewölkung weisen deshalb eine breite Streuung um Eins auf.

Ein zusätzlicher Indikator ist die Variabilität des Clearsky-Index. Diese wird durch Subtraktion zweier aufeinander folgender k^* Werte berechnet:

$$k_{var}^* = k^*(t) - k^*(t - 1) \quad (2.10)$$

Damit zeigt sich, dass k_{var}^* nahe Null Situationen mit klarem Himmel repräsentiert während ein von Null verschiedener Wert Schwankungen zwischen zwei Datenpunkten, und damit eine fluktuierende Bewölkung anzeigt.

3. Vorstellung der Datenbasis

Die meisten Ergebnisse und Annahmen wurden anhand von Daten aus dem Projekt „Netz der Zukunft“ der Bayernwerk AG abgeleitet. Im Folgenden werden das Projektgebiet und die vorhandene Messtechnik vorgestellt. Ziel des Projektes ist es, den Einfluss von PV-Anlagen auf das Mittel- und Niederspannungsnetz zu ergründen, um diese Netzebenen optimal für die dezentrale Energieeinspeisung auszubauen und anzupassen. In der Arbeit kommen an einigen Stellen Datensätze aus anderen Quellen (DWD, TROPOS, PV-Park Rothenburg) zur Anwendung. Da hier aber der Bezug zur Anwendung eine wesentliche Rolle spielt, werden diese in den jeweiligen Kapiteln eingeführt.

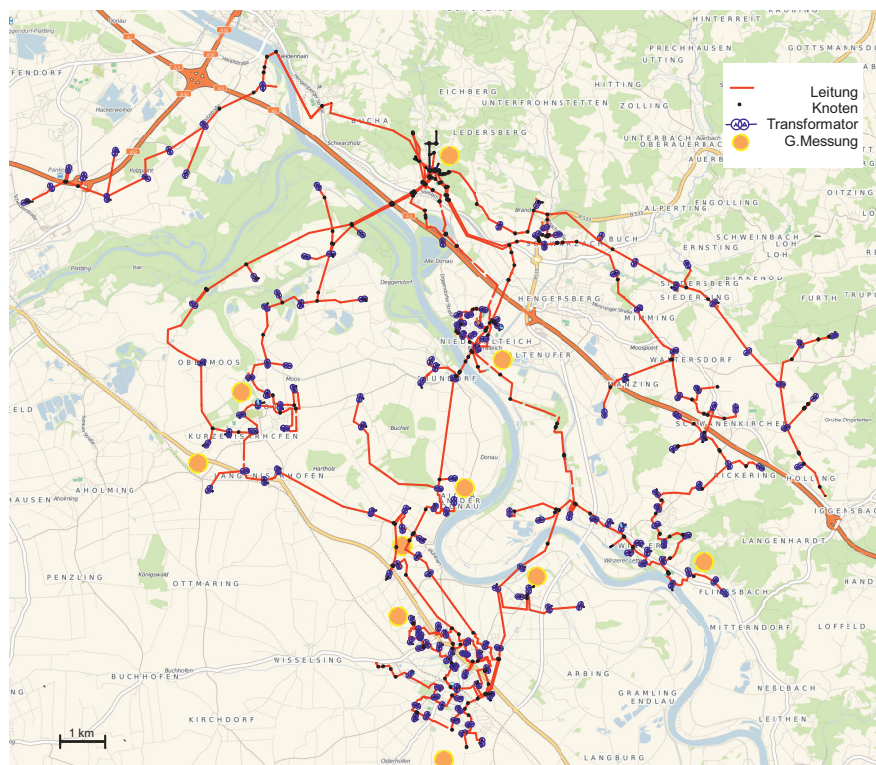


Abbildung 3.1.: Karte des Untersuchungsgebiets mit überlagertem Mittelspannungsnetz, die Ortsnetztransformatoren und den Globalstrahlungsmesspunkten.

In dem Projekt Netz der Zukunft wird ein Mittelspannungsnetz (Nennspannung 20 kV) und mehrere über ca. 150 Ortsnetzstationen gekoppelte Niederspannungsnetze (Nennspannung 400 V) mit einer geographischen Ausdehnung von etwa 12 km x 12 km vermessen [Wir-11]. Abbildung 3.1 zeigt eine Karte mit dem überlagerten Mittelspannungsnetz und den Ortsnetztransformatoren. Dieses versorgt, ausgehend vom Umspannwerk zum 110 kV Netz bei Seebach am Nordende, etwa 5000 Hausanschlüsse in einer ländlichen Gegend mit einigen Dörfern und der Kleinstadt Osterhofen am Süden- de. Geographisch liegt es in Niederbayern in der Nähe von Deggendorf, im Mündungs- gebiet der Isar in die Donau. Die Gegend weist eine sehr hohe PV-Durchdringung auf. Bei der Auswertung der Daten muss außerdem der PV-Zubau berücksichtigt werden. Anfang 2010 war im gesamten Gebiet eine PV-Leistung von 18,5 MW installiert. Im Dezember 2011 waren es 28,4 MW, die bis Dezember 2012 weiter zu einer verteilten PV-Flotte von 33,1 MW anwuchsen. Dies entspricht im Mittel einer Leistung von 5 kW pro Hausanschluss. Diese Leistung verteilt sich auf ca. 1200 Anlagen in der Nieder- spannung mit 24,3 MW und 5 PV-Parks in der Mittelspannung mit 8,8 MW. Für diese Arbeit werden im ersten Teil (Kapitel 4 bis 6) Daten aus dem Sommer 2011 und im zweiten Teil (Kapitel 7 und 8) aus dem Sommer 2012 herangezogen. Tabelle 3.1 gibt einen Überblick über die verwendeten Messdaten, Standorte der Messgeräte, sowie der Zeitauflösung der Messdaten.

3.1. Elektrische Daten

Im Rahmen des Projektes wurden durch die Bayernwerk AG im Laufe des Jahres 2010 eine Vielzahl von Messstellen in den beiden unteren Spannungsebenen einge- baut. Für diese Arbeit werden Daten der hochauflösenden Power-Quality-Messgeräte (PQ-Messgeräte) im Umspannwerk Seebach und im Schalthaus Osterhofen verwendet. Die Messgeräte zeichnen unter anderem die aktuelle Leistung im 3-Sekunden und 10- Minuten-Intervall auf. Zusätzlich wurden im Zuge des Projektes bei etwa 330 Hausan- schlüssen Lastgangzähler mit Fernauslesung (Smart-Meter) eingebaut, die unter an- deren sowohl die Einspeiseleistung als auch die Bezugsleistung in 10 Minuten Intervallen erfassen. Dabei wird bei den Kunden nicht zwangsläufig Verbrauch und Einspeisung gemessen. Es wurden sowohl Verbrauchszähler als auch Einspeisezähler und Zweiwe- gezähler verbaut. Für die in dieser Arbeit verwendeten Daten der PV-Einspeisezähler steht neben den Zählerdaten nur die angeschlossene PV-Leistung, aber keine weiteren Anlageninformationen wie beispielsweise Ausrichtung oder Neigung der Anlage zur Ver-

fügung. Die Smart-Meter sind darüber hinaus willkürlich im Projektgebiet verteilt, da die Kunden freiwillig an der Messkampagne teilnahmen. Es entstehen daher zwangsläufig Netzgebiete mit hoher und niedriger Messabdeckung. Alle Messgeräte senden ihre Daten per DSL- oder GPRS-Modem an eine zentrale Datenbank. Die Übertragung muss hierbei sehr hohen Sicherheitsmaßstäben entsprechen.

Da es sich bei dem Projekt um ein Pilotprojekt zur Erprobung der Smart Meter handelt, kommt es immer wieder zu Lücken in den Messdaten. Die für die Kunden essenzielle Übertragung der Abrechnungsdaten funktioniert reibungslos. Hierfür wird nur in gewissen Abständen die kumulierte Energie benötigt, die bei Übertragungsproblemen von dem Zähler autark weitergeführt wird. Die Messdaten von Strom, Spannung und Leistung mit 10 Minutenauflösung werden jedoch niedriger priorisiert und im Zähler-Speicher überschrieben, wenn sie nicht an den Server übertragen werden können. Daher ist die Zählerverfügbarkeit eine wesentliche Größe bei der Datenauswertung.

3.2. Meteorologische Daten

Am Schalthaus Osterhofen werden auf zusätzlichen analogen Kanälen des PQ Messgerätes auch Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit und Umgebungstemperatur aufgezeichnet. Mit einem einzelnen Globalstrahlungssensor lassen sich jedoch nur begrenzt Aussagen über die meteorologische Situation im gesamten Untersuchungsgebiet treffen. Daher wurde im Rahmen dieser Arbeit eine Messkampagne mit verteilten Globalstrahlungsmessstationen im Untersuchungsgebiet konzipiert und durchgeführt. Dazu wurde ein Projekt in Zusammenarbeit mit GE Global Research und NH.Engineering für Finanzierung und technische Umsetzung gestartet. Das Konzept für die Kampagne mit ihren 10 autarken Messstationen und die Inbetriebnahme wurde im Rahmen dieser Dissertation erstellt. Die Messstationen erfassen die Umgebungstemperatur über ein Widerstandsthermometer sowie die Einstrahlung auf die Horizontale im Sekundentakt mit einem Siliziumsensor. Sie versorgen sich über ein 100 W Solarpanel und eine 7 Ah Pufferbatterie mit Energie. Die Messdaten werden via GPRS an einen zentralen FTP-Server übermittelt. Aufgrund der begrenzten Systemressourcen kann die Datenaufzeichnung und Übermittlung nicht gleichzeitig geschehen. Daher werden die Messdaten tagsüber (7:00 Uhr bis 19:00 Uhr) nur aufgezeichnet und lokal gespeichert. Nach Sonnenuntergang beginnt die Datenübertragung, die sich bei der Inbetriebnahme, gerade in der ländlichen Umgebung, als größte Herausforderung dargestellt hat. Auch bei mittlerer bis guter Mobilfunksignalstärke treten bei der GPRS-Übermittlung häufig Fehler auf. Dies

3. Vorstellung der Datenbasis

wird verschärft, da das FTP-Protokoll nur ganze Dateien annimmt, und bei Übertragungsfehlern die gesamte Datei neu übertragen wird. Daher wurde die zu übermittelnde Dateigröße reduziert, indem Messwert und Zeitstempel nur bei veränderten Messgrößen abgelegt werden. Zusätzlich zerteilt die Übertragungsroutine die aufgezeichneten Messwerte in 10 kB große Blöcke. Für einen Tag fallen pro Station so etwa 40 Dateien also etwa 400 kB an. Die gewonnene Erfahrung bei der Datenübertragung zeigt die Herausforderung für die informationstechnische Infrastruktur, besonders wenn zukünftig im Rahmen von Smartgrid-Anwendungen nicht nur Messgrößen aufgezeichnet, sondern auch Kommandos übermittelt und ausgeführt werden.

Die Standorte der Sensoren im Gebiet (Abbildung 3.1) wurden nach mehreren Kriterien ausgewählt: Zunächst müssen die Messpunkte das Untersuchungsgebiet möglichst gleichmäßig abdecken und unverschattet sein. Hier bieten sich die Ortsnetzstationen der Bayernwerk AG sowie die der Freiflächenanlagen an. Zum Schutz gegen Vandalismus und um den Montageaufwand möglichst gering zu halten, wurden Ortsnetzstationen mit Flachdächern ausgewählt. Eine wichtige Anforderung der Bayernwerk AG war es, die Messstationen ohne bauliche Veränderung an den Stationen anzubringen. Daher wurden die Messeinrichtungen auf handelsüblichen Gehsteigplatten vormontiert und mussten so nur auf die Dächer gesetzt werden. Bei nicht allen Stationen konnte die Verschattung gänzlich vermieden werden. Der Messpunkt 5 kann daher nicht bei allen Auswertungen berücksichtigt werden, da hier sporadisch zusätzlich Verschattungen auftreten.

Damit steht in dieser Arbeit erstmals ein breiter Datensatz zur Verfügung, der es ermöglicht, die Einflüsse der meteorologischen Größen Temperatur und Globalstrahlung über die Einspeiseleistungen einzelner PV-Anlagen bis zum kumulierten Lastfluss des gesamten Gebietes zu analysieren (Tabelle 3.1).

Tabelle 3.1.: Übersicht der verwendeten Messdatenkette von meteorologischen Daten über elektrische Daten am Hausanschluss zu elektrischen Daten im Verteilnetz

Standort	Verwendete Größen	Auflösung	Spannungsebene
Schaltheus Seebach	Globalstrahlung Temperatur	10 Min.	
10 Trafostationen	Globalstrahlung	1 Sek.	
330 Hausanschlüsse	El. Leistung	10 Min.	0,4 kV
Umspannwerk Seebach	El. Leistung	10 Min. 3 Sek.	20 kV

4. Meteorologische Klassifizierung der maximalen Einspeiseleistung

In diesem Kapitel werden die meteorologischen Situationen diskutiert, an denen die höchste Rückspeiseleistung auftritt. Dabei wird eine Unterscheidung zwischen Situationen mit klarem Himmel und Situationen mit einer variablen Bewölkung eingeführt. Bei welchem Szenario die höchsten Rückspeiseleistungen auftreten hängt von der Ausdehnung der betrachteten PV-Flotte ab. An Sommertagen mit klarem Himmel erreicht die Globalstrahlung in Süddeutschland mittags um $900 \frac{W}{m^2}$. Die erzeugte Leistung verteilter PV-Anlagen weist aufgrund der homogenen Wettersituation eine hohe Gleichzeitigkeit auf. Bei Betrachtung einer Flotte aus mehreren verteilten PV-Anlagen speisen somit alle Systeme synchron eine relativ hohe Leistung in das Netz. Diese kumulierte Leistung wird jedoch durch hohe Modultemperaturen gemindert. Die auf dem Typenschild von Solarmodulen angegebene STC Leistung ($1000 \frac{W}{m^2}$, $25 \text{ }^\circ\text{C}$ Zelltemperatur, AM 1,5; siehe Kapitel 2.3) wird häufig herangezogen, um die installierte PV-Leistung zu quantifizieren. Sie ist aber im Gegensatz zu den Typenschildangaben von konventionellen Generatoren nicht die maximal abgegebene Leistung. Bei einer fluktuierenden Bewölkung können Überhöhungen der Globalstrahlung bis zu Werten über der Solarkonstante auftreten (Irradiance Enhancement [Zeh-11]). Diese hohen Einstrahlungswerte treffen aufgrund des Wolkenzuges auf vergleichsweise niedrige Modultemperaturen und führen damit zu hohen Leistungen der Einzelanlagen. Die resultierenden Leistungsspitzen sind jedoch durch die maximale Wechselrichterausgangsleistung begrenzt. Bei Betrachtung einer verteilten Anlagenflotte, dem Fokus dieser Arbeit, sind einige PV-Anlagen verschattet und damit die resultierende Ausgangsleistung der gesamten Flotte reduziert.

Um diese räumlichen Effekte abzubilden werden Messdaten mit verschiedenen Ausdehnungen herangezogen. Eine schematische Klassifizierung erfolgt anhand von Abbildung 2.1, aus Kapitel 2.1.2. Die Bestimmung der meteorologischen Situationen bei denen sich die höchsten Leistungsrückspeisungen ergeben, erfolgt in diesem Kapitel anhand von Messdaten des Lastflusses über den MS/HS-Transformator (Abbildung 2.1, Analyse I), der das gesamte Untersuchungsgebiet versorgt. Basierend auf dieser Analyse

wird ein Ansatz zur Bestimmung der maximalen PV-Einspeisung vorgestellt und mit den Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) abgeglichen. Die Validierung findet in Kapitel 6 auch für kleinere räumliche Skalen (Abbildung 2.1, Analyse II und III) statt.

4.1. Analyse des Gesamtlastflusses an einem Umspanner eines Mittelspannungsnetzes

Die Identifikation der Situationen mit maximalen Leistungsrückspeisungen hin zu höheren Spannungsebenen findet auf Basis einer detaillierten Messdatenanalyse statt, dazu sind sowohl elektrische als meteorologische Informationen nötig. Die Analyse der 10-Minuten-Mittelwerte des Lastflusses des Jahres 2011 am Umspannwerk ermöglicht die Identifizierung der Einstrahlung und Umgebungstemperatur zum Zeitpunkt der höchsten Leistungsrückspeisung in höhere Spannungsebenen. Abbildung 4.1 zeigt die Wirkleistung über der Globalstrahlung und der Umgebungstemperatur. Trotz der Streuung können die Maximalwerte ganz klar identifiziert werden. Die höchsten Rückspeiseleistungen treten bei einer Globalstrahlung von $750 \frac{W}{m^2}$ bis $900 \frac{W}{m^2}$ auf. Bis zu diesem Niveau zeigen sich zunehmende Rückspeiseleistungen mit steigender Globalstrahlung. Diese Einstrahlungsleistungen sind typisch für klaren Himmel um die Mittagszeit. Einstrahlungen über $900 \frac{W}{m^2}$ werden in der Regel durch Reflektionen an Wolkenkanten [Zeh-11] verursacht. Bezogen auf den Lastfluss am analysierten Umspannwerk treffen diese hohen Einstrahlungswerte aber nicht mit den höchsten gemessenen Rückspeiseleistungen zusammen. Die höchsten Rückspeiseleistungen sind in einem Temperaturbereich von $15 \text{ }^\circ\text{C}$ bis $27 \text{ }^\circ\text{C}$ zu finden. Oberhalb einer Temperatur von $28 \text{ }^\circ\text{C}$ sind Rückspeiseleistungen rückläufig. Messwerte oberhalb des 99% Quantils (blaue Linie) treten alle in den Monaten April bis Juli 2011 auf.

Um ein genaueres Bild von den meteorologischen Bedingungen für die Situationen mit der maximalen Leistungsrückspeisung zu bekommen, wird die Analyse um den Clearsky-Index (k^*) und dessen Variabilität k_{var}^* erweitert. Die Clearsky-Strahlung wird dazu für jeden Messpunkt mit der Strahlungstransport Bibliothek "libRadtran" berechnet (siehe Abschnitt 2.4).

Bei der Analyse werden die Messwerte für Globalstrahlung und Temperatur mit einem Sensor am Schalthaus Osterhofen erfasst. Da die Einstrahlungsfluktuationen durch Wolkenzug verursacht werden, besteht eine klare Korrelation zwischen räumlicher und zeitlicher Variabilität der Einstrahlung. Daher ermöglichen Messungen mit einem einzigen Sensor eine Unterscheidung zwischen klaren und variablen Wetterbedingungen,

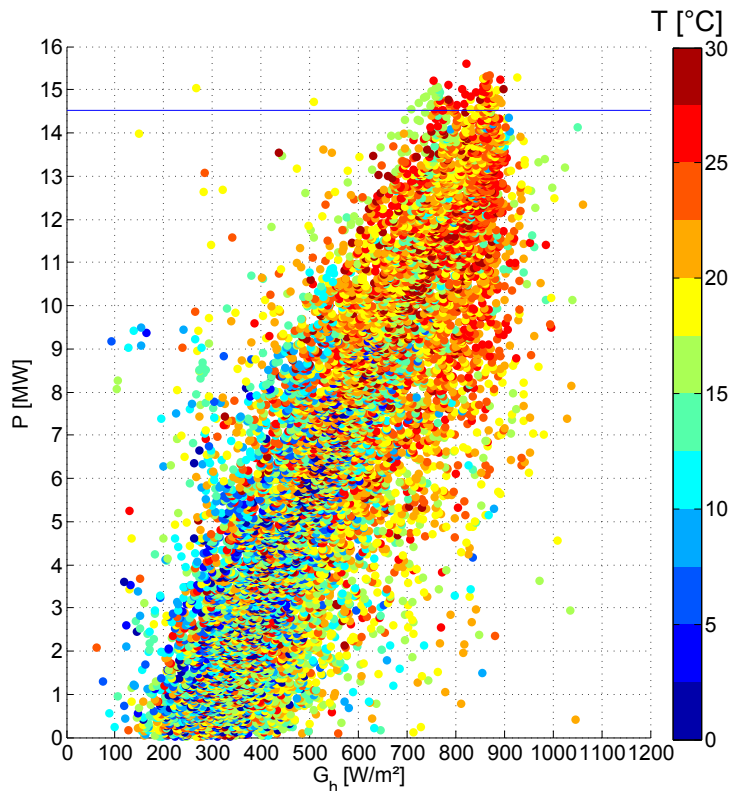


Abbildung 4.1.: Die rückgespeiste Wirkleistung des analysierten MS-Netzes über Globalstrahlung und Umgebungstemperatur am Sensor Osterhofen auf Basis von 10-Min.-Mittelwerten. Die blaue Linie zeigt das 99% Quantil.

auch für die Fläche des Untersuchungsgebietes von 12 km x 12 km. Bei klarem Himmel mit einer geringen Variabilität von k^* können darüber hinaus die mittlere Einstrahlung sowie die mittlere PV-Leistung in der Umgebung mit Messungen eines einzelnen Sensors ermittelt werden. Dies ist für variable Wettersituationen mit Wolkenzug nicht der Fall. Eine genauere Diskussion unter Verwendung des verteilten Globalstrahlungsmesssystems findet sich in Kapitel 7.1.

Abbildung 4.2 visualisiert die Rückspeiseleistungen über k^* und Sonnenzenitwinkel (a) sowie über k^* und dessen Variabilität (b). Die höchsten Rückspeiseleistungen treffen auf einen k^* nahe Eins mit niedriger Variabilität und einem niedrigen Sonnenzenitwinkel. Dies spricht für Situationen mit klarem Himmel um die Mittagszeit im Sommer. Zusätzlich ist die geringe Variabilität für k^* Werte bei klarem Himmel deutlich zu erkennen (b). Für diese Situationen zeigt die Einspeisung der PV-Anlagen einer verteilten Flotte eine hohe Korrelation (siehe Abbildung 7.3). Ein k^* , der von eins abweicht, trifft oft

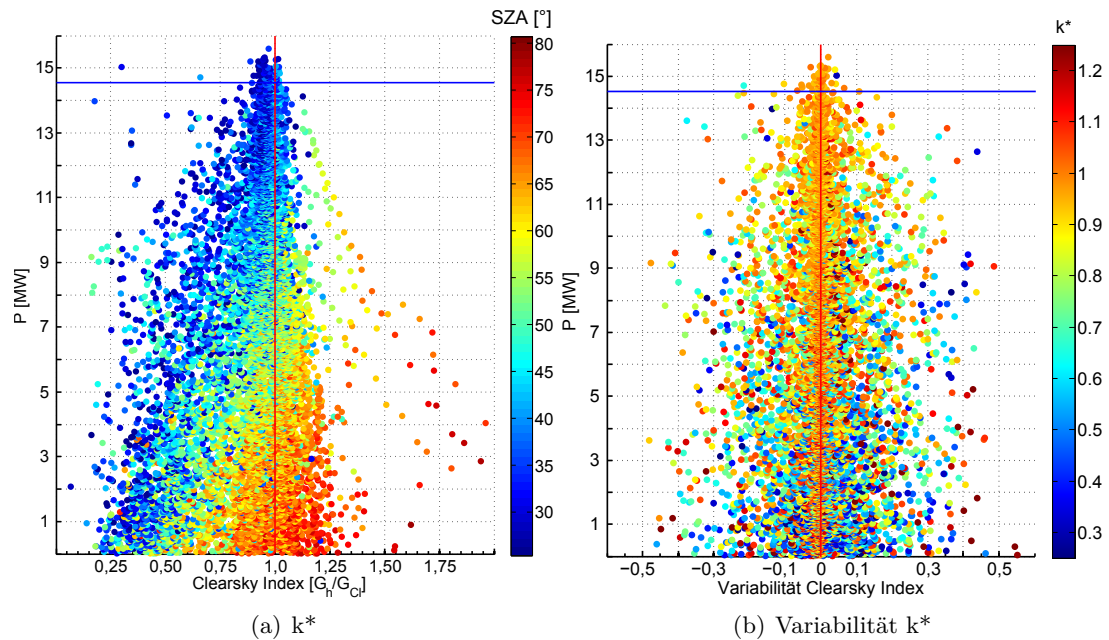


Abbildung 4.2.: Die rückgespeiste Wirkleistung des analysierten MS-Netz über Clearsky-Index und Sonnenzenitwinkel (a) sowie der Variabilität des Clearsky-Index (b), auf Basis von 10-Min.-Mittelwerten gemessen am Sensor in Osterhofen.

auf Situationen mit einer fluktuierenden Wolkendecke und einer entsprechend weniger korrelierten Stromeinspeisung. Trotz sehr hoher Einspeiseleistungen, die an einzelnen Systemen durch Einstrahlungsüberhöhung ($k^* > 1$) auftreten können, ist die aggregierte Einspeisung der PV-Flotte kleiner als für stabile Situationen bei klarem Himmel. Dennoch zeigen Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2, dass spürbare Rückspeiseleistungen auch bei fluktuierender Bewölkung auftreten können. Situationen mit fluktuierender Bewölkung und Situationen, in denen diese für die Netzdimensionierung relevant sind, werden in Kapitel 4.2 und 6.2.2 angesprochen.

4.2. Kategorisierung der auftretenden Netzengpässe

Die vorhergehenden Untersuchungen zeigen, dass die maximale Rückspeisung einer verteilten PV-Anlagenflotte bei klarem Himmel auftritt. An Tagen mit wechselhafter Bewölkung treten hohe Einspeiseleistungen der Einzelanlagen auf. Im Verteilnetz treten dabei hohe Spannungen an einzelnen Ausläufern auf, dies wird in Kapitel 6.2.2 genauer beleuchtet. Diese Ergebnisse werden im Folgenden aus einem anderen Blickwinkel

dargestellt. Es werden dazu immer die Maximalwerte jedes Tages betrachtet. Es erfolgt eine Klassifizierung aller Tage des Jahres 2011 nach der am jeweiligen Tag auftretenden maximalen Globalstrahlung. Zusätzlich werden die Tage mit den maximalen Leistungsrückspeisungen zur Hochspannungsebene, und den maximalen Spannungen an den Hausanschlüssen identifiziert. Anhand des Datums kann somit eine Zuordnung zu Tagen mit hohen Rückspeiseleistungen und Tagen mit hohen Spannungen getroffen werden.

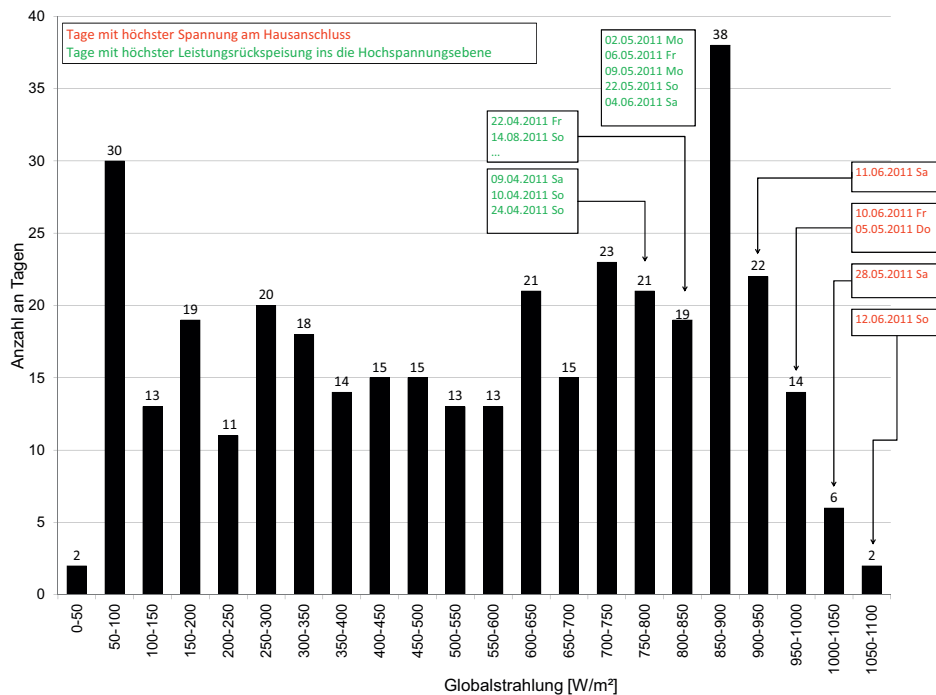


Abbildung 4.3.: Klassifizierung der Tage des Jahres 2011 nach der maximal gemessenen Globalstrahlung, mit Zuordnung der höchsten Leistungsrückspeisung des MS Netz, und den maximal auftretenden Spannungen an Hausanschlüssen.

Abbildung 4.3 zeigt die absolute Anzahl und die relative Häufigkeit der Tage 2011 klassifiziert nach der am jeweiligen Tag maximal auftretenden Globalstrahlung. In grün sind die Tage mit den höchsten Rückspeiseleistungen zur Hochspannungsebene bei den entsprechenden Klassen angetragen. In Übereinstimmung mit Abbildung 4.1 treten die höchsten Rückspeiseleistungen an Tagen mit einer maximalen Globalstrahlung von $750 - 900 \frac{W}{m^2}$ auf. Hingegen treffen die höchsten Spannungen am Netzausläufer (rot) auf eine maximale Einstrahlung über $900 \frac{W}{m^2}$.

Zusammenfassend tritt die maximale Rückspeisung am Umspannwerk HS/MS gegen Mittag bei Situationen mit klarem Himmel mit einer niedrigen k^* Variabilität auf. Bei Betrachtung einer Flotte aus mehreren verteilten PV-Anlagen, wie bei der Netzplanung, ist dies die maßgebende Größe. Im folgenden Kapitel wird daher die maximale PV-Einspeiseleistung in das Netz für Situationen mit klarem Himmel modelliert. Aufgrund der geringen Variabilität der Globalstrahlung und der Umgebungstemperatur zeigen die PV-Anlagen der Flotte eine sehr ähnliche Einspeiseleistung. Daher kann die Leistung einer verteilten PV-Flotte mit einem repräsentativen System mit typischen Eigenschaften modelliert werden. Situationen mit fluktuierender Bewölkung werden in der Validierung des Ansatzes sowie in Kapitel 7 untersucht.

5. Modellierung der maximalen PV-Einspeisung bei klarem Himmel

Die Modellierung der PV-Leistung für Situationen mit klarem Himmel beginnt in dieser Arbeit mit den meteorologischen Eingangsparametern Globalstrahlung und Temperatur, gefolgt von den angewendeten Modellen zur Umrechnung der Einstrahlung auf die geneigte Ebene und schließlich der Photovoltaik- sowie Wechselrichtersimulation. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Auswahl der PV-Systemparameter zur Beschreibung der Leistung einer typischen PV-Anlage. Die räumliche Auflösung der in Deutschland simulierten Einspeiseleistung der verteilten PV-Flotte ist dabei 1 km^2 , um den unterschiedlichen lokalen Bedingungen Rechnung zu tragen. Es soll dabei eine Obergrenze für die Einspeiseleistung ermittelt werden [Wir-14]. Daher wird eine hohe Globalstrahlung durch eine sehr klare Atmosphäre und zugleich eine niedrige Umgebungstemperatur angesetzt.

5.1. Meteorologische Parameter

Um die Abhängigkeit von der geographischen Lage der PV-Anlagen abzubilden, sind meteorologische Daten mit hoher räumlicher Abdeckung erforderlich. Daher werden die identifizierten Situationen mit klarem Himmel mit geeigneten Datensätzen abgeglichen. Für diese Studie wird die Abhängigkeit der Globalstrahlung bei klarem Himmel von Breitengrad und Höhe unter Zuhilfenahme einer Strahlungstransferbibliothek (Abschnitt 2.4) errechnet. Da sich die Umgebungstemperatur sehr schwer modellieren lässt, wird dieser Parameter aus einer langjährigen Datenreihe abgeschätzt. Für beide Parameter wird eine Validierung im Vergleich zu Messwerten bei klarem Himmel angegeben.

5.1.1. Globalstrahlung

Die Berechnung der Globalstrahlung erfolgt für klaren Himmel, repräsentiert durch eine Standardatmosphäre und eine Standardaerosol mit einer Sichtweite von 50 km. Diese

geringe Trübung wurde gewählt, um eine Obergrenze für die mögliche Einspeiseleistung zu finden.

Mit diesen Parametern wird die Globalstrahlung für den 25. jedes Monats, mittags zum Sonnenzenit, bestimmt. Die Berechnung erfolgt zwischen den Wellenlängen 250 nm bis 2500 nm mit der Strahlungstransferbibliothek libRadtran, unter Verwendung der correlated-k Methode [May-05, Kat-99]. Abbildung 5.1 zeigt die ermittelte maximale Globalstrahlung (G_h) in $\frac{W}{m^2}$ als Summe aus direkter und diffuser Strahlung auf eine horizontale Fläche für den 25. jedes Monats zum Sonnenhöchststand für Deutschland. Die berechnete Globalstrahlung erreicht ihr Maximum im Juni bei Sommersonnenwende. Nur im Norden von Deutschland bleibt G_h zu dieser Zeit unter $900 \frac{W}{m^2}$. Im Süden wird diese Grenze auch im Mai und Juli überschritten. Hohe Werte bis zu $800 \frac{W}{m^2}$ sind im Süden von April bis August zu sehen. Die Monate März und September sind in der Verteilung durchaus vergleichbar und zeigen Werte bis zu $700 \frac{W}{m^2}$. Der Unterschied zwischen Deutschlands Süden und Norden beträgt im ganzen Jahr ca. $100 \frac{W}{m^2}$. Die Einstrahlung während der Sommermonate zeigt eine gute Übereinstimmung mit der Einstrahlung im diskutierten Bereich von $750 \frac{W}{m^2}$ auf $900 \frac{W}{m^2}$, bei der die maximale Leistungsrückspeisung auftritt.

Die berechnete Solarstrahlung bei klarem Himmel wird zur Validierung mit stündlichen Messungen des Deutschen Wetterwetterdienstes (DWD) an den Standorten in Hamburg, Potsdam und Stuttgart im Zeitraum 2007 bis 2011 überprüft. Diese Stationen liefern auch Beobachtungen der Wolkendecke in Oktas. Die Himmelsfläche wird dabei in Achtel geteilt und die Anzahl der bedeckten Achtel angegeben. Diese Informationen werden benutzt, um klare Himmel zu erkennen. Der Schwellwert dazu ist eine Wolkenbedeckung von $2/8$ des sichtbaren Himmels. Die mittleren Werte der Einstrahlung bei klarem Himmel für die einzelnen Standorte sind dem Anhang A zu entnehmen. Um die Daten der verschiedenen Messstationen zu vergleichen, wurden die Werte zuerst auf die höchste berechnete Clearsky Strahlung jeder einzelnen Station normiert und danach über alle drei Standorte gemittelt. Abbildung 5.2 zeigt die berechnete (schwarz) und normierte mittlere gemessene Einstrahlung zum Zenit der Sonne bei klarem Himmel (weiß) der drei Standorte für jeden Monat. Es zeigt sich, dass die gemessenen und modellierten Werte durchaus vergleichbar sind, auch wenn die berechnete Clearsky-Strahlung im Sommer etwas höher und im Winter niedriger als die gemessene Einstrahlung ist. Ein Grund dafür ist die Berechnungen mit einer konstanten Atmosphäre für das ganze Jahr, obwohl tatsächlich die Trübung im Sommer höher ist als im Winter [Bou-92]. Weiterhin ist zu erwähnen, dass im Winter sehr wenige Datenpunkte zur Verfügung

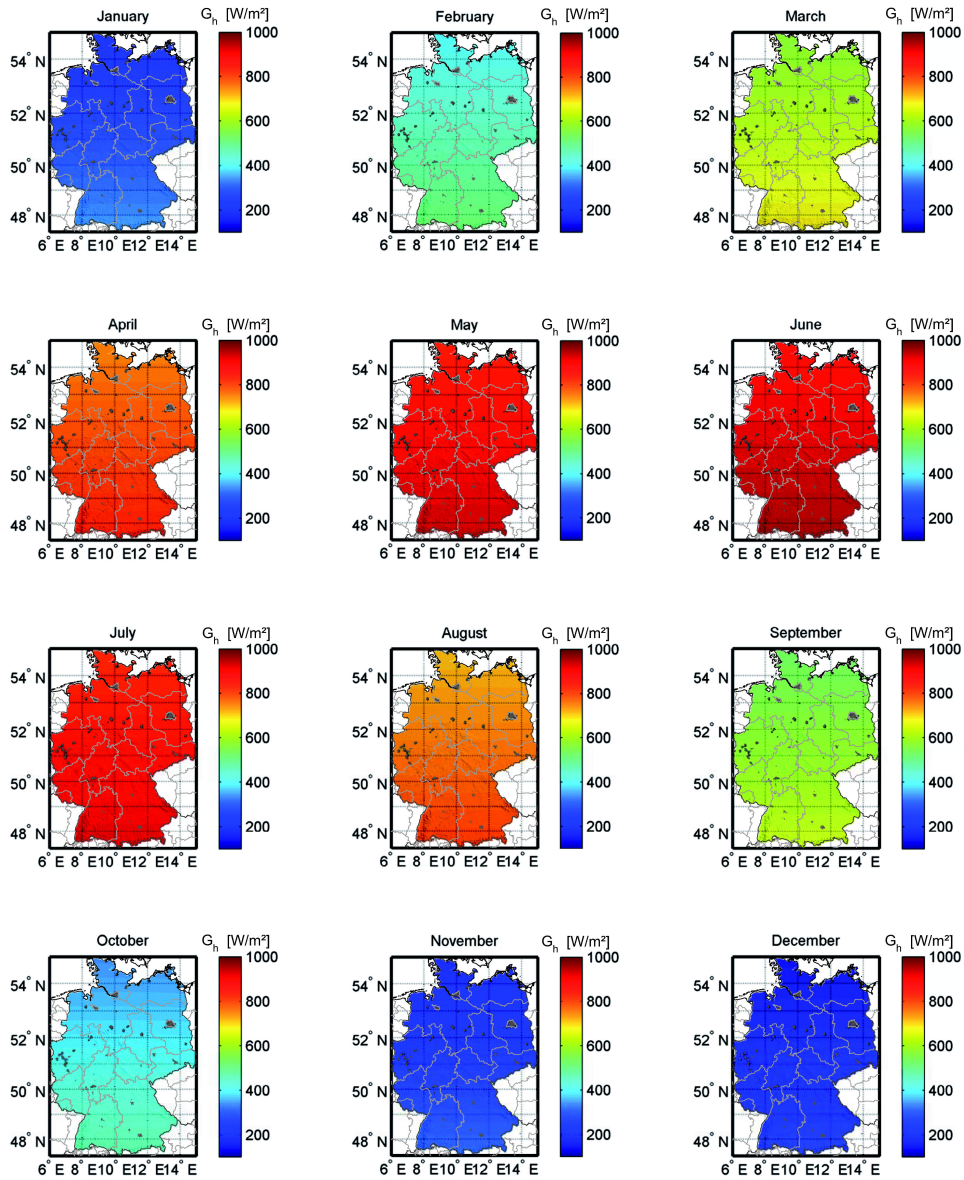


Abbildung 5.1.: Für das Modell errechnete Globalstrahlung (G_h) bei klarem Himmel zum 25. jedes Monats in $\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ für Deutschland.

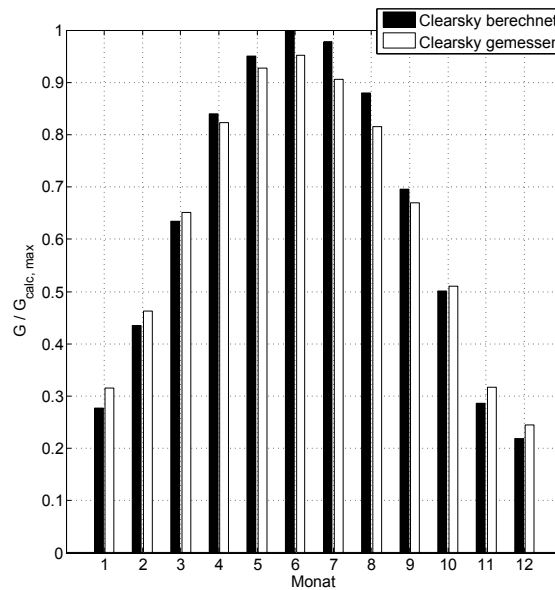


Abbildung 5.2.: Normierte berechnete Clearsky Strahlung (schwarz), und normierter Mittelwert der mittags aufgezeichneten Strahlung (weiß) an den DWD-Stationen Stuttgart, Potsdam und Hamburg. Die Darstellung ist auf die maximale berechnete Clearsky Strahlung jeder Station normiert.

stehen. Für die Anforderung, eine Obergrenze für die maximale Einspeiseleistung zu schätzen, ist die leichte Überschätzung der Clearsky Strahlung im Sommer zusätzlich begünstigend.

5.1.2. Umgebungstemperatur

Der zweite wichtige Parameter für die Simulation der Leistung von PV-Systemen ist die Umgebungstemperatur. Der DWD stellt für Deutschland Datensätze der Temperatur in flächendeckende Rasterdaten mit einer 1 km^2 -Auflösung zu Verfügung. Diese räumliche Auflösung ist deutlich höher als bei anderen Produkten wie zum Beispiel meteorologischen Reanalysedaten und ermöglicht damit die Modellierung des Einflusses der Topographie. Reanalysedaten sind historische Simulationsergebnisse eines Wettermodells auf Basis von Beobachtungswerten.

Die Temperaturdaten des DWD in Tageswerten erlauben es nicht, die Mittagstemperaturen für Tage mit klarem Himmel direkt zu identifizieren. Daher werden diese Werte mit Hilfe des monatlichen Mittelwertes der Tageshöchsttemperatur approximiert. Die maximale Temperatur wird am Nachmittag erreicht, nachdem die Sonne bereits ihren Zenit überschritten hat. Daher liegt sie etwas höher als die Temperatur bei Sonnen-

höchststand. Mit der Mittelung über die verschiedenen Wetterbedingungen in einem Monat ist jedoch eine ausgleichende Wirkung zu erwarten, weil in der Regel, außer im Winter, an klaren Tagen höhere Temperaturen auftreten als an bewölkten Tagen.

Abbildung 5.3 zeigt die Monatsmittel der Tageshöchsttemperatur. Wie zu erwarten, sind die Temperaturen im Juli und August mit 25 °C über weite Teile Deutschlands am höchsten. Im Juni wird diese Temperatur um 25 °C nur in wenigen Gebieten erreicht. Die Temperaturen im September und Mai liegen etwa 5 °C unter den Werten vom Juni. April und Oktober zeigen einen weiteren Rückgang von 5 °C. Ein dominierender Einfluss der Topographie auf die Umgebungstemperatur ist zu beobachten. Es zeigt sich nur eine geringfügige Abhängigkeit von der geographischen Breite.

Um den diskutierten Ansatz zur Approximation der Mittagstemperatur bei klarem Himmel zu bewerten, werden die Daten des DWD von den gleichen Stationen aus derselben Messperiode wie bei der Validierung der Globalstrahlung verwendet. Auch die Schwelle für klaren Himmel ist wieder ein Wolkenbedeckungsgrad von 2/8 und die Daten werden ebenfalls normalisiert. Dieses Mal ist die Referenz zur Normierung der Werte jeder Station die durchschnittliche Tageshöchsttemperatur im Juli. Abbildung 5.4 zeigt den Monatsdurchschnitt der normierten Tageshöchsttemperatur in Schwarz und die mittlere normierte Temperatur zum Sonnenzenit bei klarem Himmel in Weiß. Es zeigt sich in den meisten Monaten eine gute Übereinstimmung zwischen den beiden Werten für die jeweiligen Monate. Der Vergleich der einzelnen Standorte ist dem Anhang B zu entnehmen.

Eine Verwendung der durchschnittlichen Tageshöchsttemperatur von April bis September ist eine konservative Näherung, da die Mittagstemperaturen bei klarem Himmel höher sind und damit die tatsächliche Einspeiseleistung unter der simulierten Photovoltaikleistung bleibt (siehe Abschnitt 2.3). Die Abweichung im Juni wird hauptsächlich von den Messungen der DWD-Station in Potsdam verursacht. Sie zeigt für Juli deutlich höhere Temperaturen als die anderen Stationen. Die Monate von Dezember bis Februar zeigen an Tagen mit klarem Himmel deutliche Unterschiede zwischen gemessener und geschätzter Temperatur. Im Winter sind klare Tage oft kälter als bewölkte Tage und damit auch kälter als der monatliche Durchschnitt. Da in diesen Monaten die PV-Stromeinspeisung aber nicht entscheidend für die Netzstabilität ist, beeinträchtigen diese Abweichungen nicht die Anwendbarkeit des Ansatzes.

Zusammenfassend zeigen die ausgewählten Datensätze für Globalstrahlung und die Umgebungstemperatur bei klarem Himmel eine gute Übereinstimmung mit den gemessenen Referenzwerten. Der Datensatz überschätzt die PV-Produktion in den Sommer-

5. Modellierung der maximalen PV-Einspeisung bei klarem Himmel

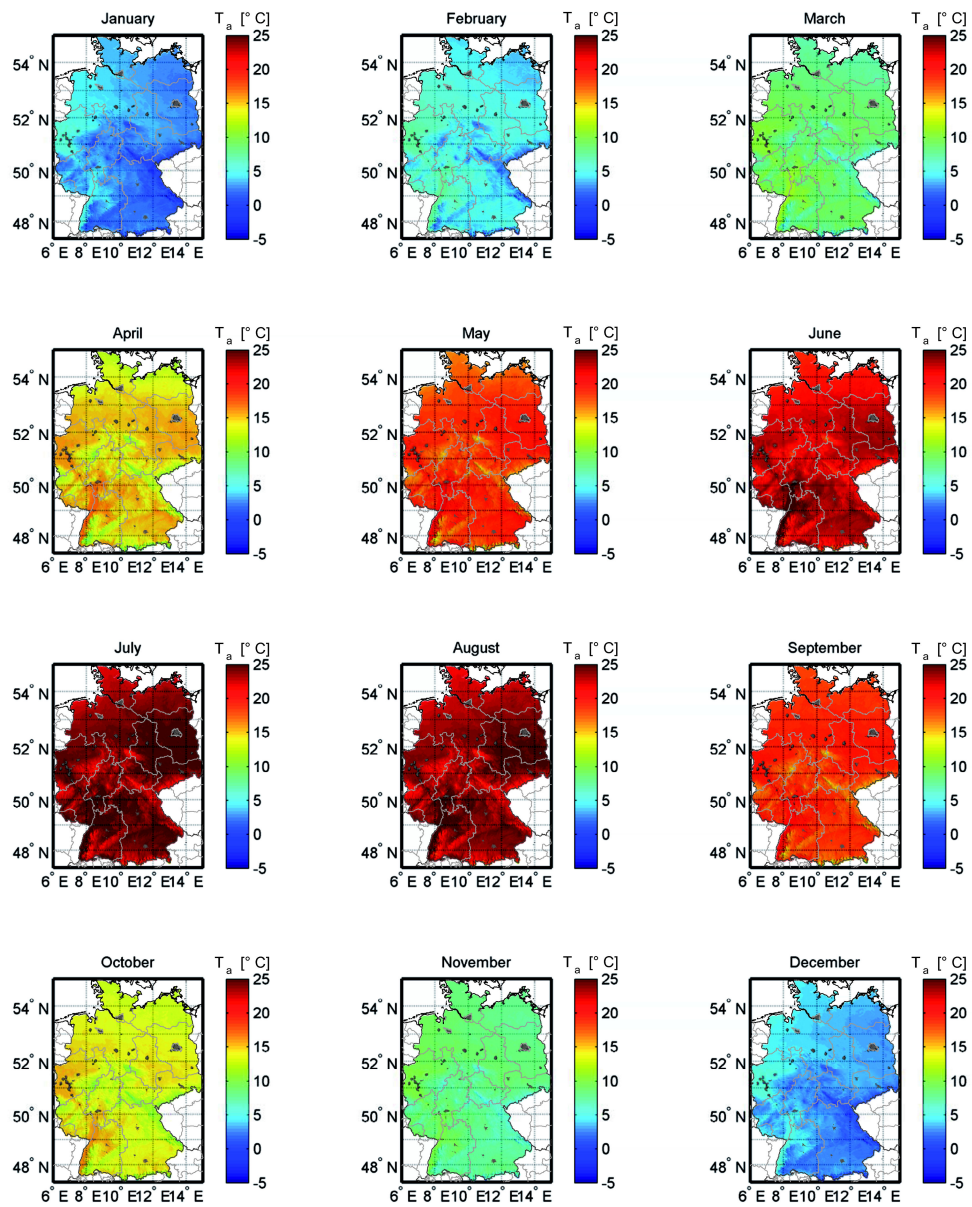


Abbildung 5.3.: Für das Modell ermittelte durchschnittliche Tagesmaximaltemperatur in °C für Deutschland.

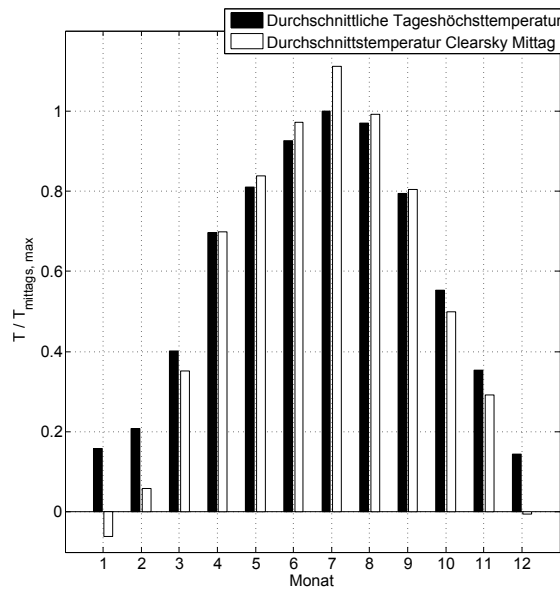


Abbildung 5.4.: Durchschnittliche Tageshöchsttemperatur (schwarz) und die Durchschnittstemperatur mittags bei klarem Himmel (weiß) für die DWD-Stationen Stuttgart, Potsdam und Hamburg. Die Darstellung ist normiert auf die mittlere Tageshöchsttemperatur jeder Station im Juli.

monaten bei klarem Himmel leicht und ist daher für die Bestimmung einer Obergrenze der maximalen PV-Einspeiseleistung geeignet.

5.2. Modellierung der maximalen PV-Leistung

Mit den diskutierten Eingangsdaten für Temperatur und Einstrahlung wird die maximale Einspeiseleistung einer verteilten PV-Flotte für die Situationen mit klarem Himmel modelliert. Aufgrund der in Kapitel 4 identifizierten Wetterbedingungen mit klarem Himmel, kann die PV-Flotte durch ein durchschnittliches System dargestellt werden. Dieses Kapitel beschreibt die Simulationskette für ein PV-System von der Einstrahlung und der Umgebungstemperatur bis zu der (Wechselstrom - Alternating Current) AC-Leistung des Systems. Abbildung 5.5 zeigt ein Blockdiagramm der verschiedenen Simulationsschritte. Zur Umrechnung der Strahlung von der Horizontalen auf die der geneigten Ebene wird das Perez-Modell [Per-87] verwendet. Die Simulation der (Gleichstrom - Direct Current) DC-Leistung verwendet ein wirkungsgradbasiertes Anlagenmodell [Bey-04]. Die Umrechnung in die AC-Leistung folgt dem in [Sch-96] vorgeschlagen Wechselrichtermodell.

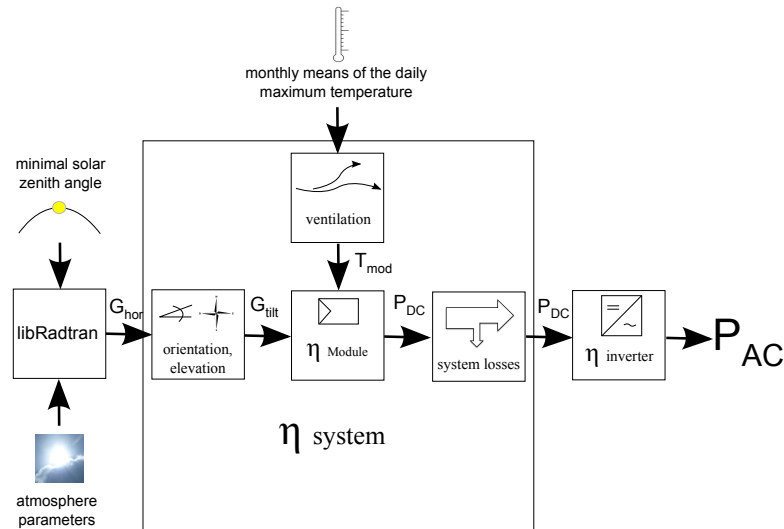


Abbildung 5.5.: Blockdiagramm des Simulationsmodells.

Bei der Netzplanung sind die Maximalwerte ausschlaggebend. Für die beabsichtigte Anwendung zur Modellierung der aggregierten Einspeisung an einem Umspannwerk muss das Modell jedoch eine verteilte Flotte aus mehreren PV-Systemen und nicht das absolute Maximum eines Systems mit herausragender Leistung abbilden. Deshalb bilden die Simulationsparameter eine typische PV-Anlage mit optimaler Ausrichtung und durchschnittlicher Qualität ab. Ausrichtung und Neigung des Systems sind auf die für Deutschland optimalen Werte, nach „Süd“ mit einer Neigung von 28° gesetzt [Hae-10]. Die Anlagenqualität wird mit typischen Systemparametern für Module und Wechselrichter sowie mit typischen Parametern für Systemverluste und Hinterlüftung modelliert.

5.3. Simulation der DC Leistung

Der erste Schritt der Simulation ist die Transformation der Strahlung von der horizontalen Ebene auf die geneigte Ebene. Dazu sind Informationen über die diffusen und direkten Einstrahlungskomponenten erforderlich. Diese beiden Komponenten sind direkt als Ausgabe der Clearsky Simulation mit libRadtran verfügbar. Die Strahlung auf die geneigte Ebene wird mit dem empirischen Modell nach [Per-87] ermittelt. Der PV-Simulationsalgorithmus selbst beginnt mit der Modellierung der Abhängigkeit der

Moduleffizienz am Punkt maximaler Leistung η_{MPP} von der Globalstrahlung auf die Modulebene, G_{tilt} , bei einer Modultemperatur von 25°C [Bey-04].

$$\eta_{MPP}(G_{tilt}, 25^\circ C) = a_1 + a_2 + a_3 * \log(G/\frac{W}{m^2}) \quad (5.1)$$

So zeigt zum Beispiel kristallines Silizium eine erhöhte Effizienz bei höheren Einstrahlungsleistungen [Wil-03]. Ein Modul ist durch drei modulspezifische Parameter gekennzeichnet: a_1 , a_2 und a_3 . Diese drei Parameter werden gewählt, um wie in [Lor-10] vorgeschlagen, ein typisches Modul zu repräsentieren.

Weiter muss der Wirkungsgrad für von 25 °C abweichende Modultemperaturen, T_{Mod} , angepasst werden. Dies geschieht durch die Verwendung eines Standardansatzes mit einem Temperaturkoeffizienten α :

$$\eta_{MPP}(G_{tilt}, T_{Mod}) = \eta_{MPP}(G_{tilt}, 25^\circ C) * (1 + \alpha(T_{Mod} - 25^\circ C)) \quad (5.2)$$

Die Temperaturabhängigkeit eines repräsentativen Moduls wurde unter Verwendung der großen Moduldatenbank von SMA Sunny Design, von der Solarschmiede GmbH gewartet, bestimmt. Es enthält Kennwerte der meisten verfügbaren Module.

Da die Datenbank neue und ältere Module enthält, wird angenommen, dass die Verteilung der tatsächlich installierten Systeme eine ähnliche Verteilung aufweist. Tabelle 5.1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Modultypen mit ihren mittleren Temperaturkoeffizienten. Zum Vergleich werden auch die Moduleffizienzen angegeben. Der Durchschnitt aus 7958 Modulen zeigt einen typischen Wirkungsgrad von 12,7 % und einen Temperaturkoeffizienten von 0,43 %/K. Dieser Temperaturkoeffizient wird als Eingabeparameter für die Simulation verwendet. Um die Modultemperatur, T_{Mod} , auf

Tabelle 5.1.: Temperaturkoeffizient und Wirkungsgrad verschiedener Modultypen.

Modultyp	Anzahl	Temperaturkoeffizient α	Wirkungsgrad η
Dünnschicht	345	0,25 %/K	7,2 %
Polykristalline	2954	0,44 %/K	12,91 %
Monokristalline	4311	0,45 %/K	13,40 %
Gesamt	7958	0,43 %/K	12,7 %

Basis der Umgebungstemperatur, T_a , und der Einstrahlung auf die geneigte Ebene, G_{tilt} zu bestimmen, wird ein einfacher Ansatz nach [Lor-10] verwendet. Dabei wird die ther-

Tabelle 5.2.: Typische Systemverluste in PV Anlagen nach [Lor-10].

Ursache	Verluste
Abweichung Modulwirkungsgrad vom Datenblattwert	5,0 %
Reflexionen, spektrale Verluste und Mismatch	1,5 %
Ohmsche Kabelverluste	0,5 %
Übergangsverluste an den Lötstellen	1,0 %
Abweichung Wechselrichterwirkungsgrad vom Datenblattwert	1,5 %

mische Zeitkonstante der PV-Module vernachlässigt. Er nimmt eine lineare Beziehung zwischen der Erwärmung des Moduls und der Einstrahlung an:

$$T_{Mod} = T_a + \gamma * G_{tilt} \quad (5.3)$$

Die Werte für die Parameter γ hängen von der Art des Montagesystems ab. Typische Werte für Dachanlagen sind im Bereich von $0,036 \frac{K*m^2}{W}$ bis $0,056 \frac{K*m^2}{W}$. Freistehende Anlagen haben eine bessere Hinterlüftung und werden typischerweise mit $0,02 \frac{K*m^2}{W}$ angegeben. In den folgenden Simulationen wird ein Durchschnittsfaktor von $0,03 \frac{K*m^2}{W}$ angesetzt, der eine Mischung von verschiedenen Systemtypen repräsentiert.

Unter Verwendung der Gleichungen (5.1) und (5.2) kann die DC-Leistung, P_{DC} , eines typischen PV-Generator errechnet werden:

$$P_{DC} = \eta_{MPP}(G_{tilt}, T_{Mod}) * G_{tilt} * A = \frac{\eta_{MPP}(G_{tilt}, T_{Mod})}{\eta_{STC} * \frac{G_{tilt}}{1000 \text{ W/m}^2}} \quad (5.4)$$

Mit den diskutierten Eingangswerten für die Einstrahlung auf die geneigte Ebene, G_{tilt} , und der Umgebungstemperatur, T_a , kann die DC-Leistung einer verteilten PV-Flotte bei klarem Himmel berechnet werden.

Darüber hinaus werden weitere, typische Systemverluste berücksichtigt. Nach [Lor-10] sind durch Langzeitbetriebs erfahrung aus Überwachung von PV-Systemen 9,5% Systemverluste realistisch. Diese Verluste setzen sich aus Abweichungen der Modul- und Wechselrichterwirkungsgrade von Datenblattwerten, Reflexion und spektrale Verluste, das Missverhältnis zwischen den Modulen sowie aus Kabelverlusten zusammen. Einen Überblick gibt Tabelle 5.2. Eine Analyse dieser angenommenen Verluste wird in Abschnitt 5.6 gegeben.

Tabelle 5.3.: Parameter des verwendeten Wechselrichtermodelles normiert auf 8kW

Parameter	Wert
P_{nom}	1
P_{self}	0.00119%
v_{loss}	0.00813
r_{loss}	0.02223

5.4. Simulation der AC Leistung

Die errechnete Leistung des Photovoltaikgenerators, P_{DC} , wird durch das ebenfalls wirkungsgradbasierte Model nach [Sch-96] in die AC Leistung, P_{AC} , der gesamten Photovoltaikanlage umgerechnet. Hierbei wird die DC Leistung nach Formel (5.4) mit dem Wirkungsgrad, η_{WR} , des Wechselrichters multipliziert.

$$P_{AC} = P_{DC} * \eta_{WR} \quad (5.5)$$

Der Wirkungsgrad in Abhängigkeit von P_{DC} wiederum errechnet sich aus den Spannungsverlusten, v_{loss} , dem Selbstverbrauch, P_{self} , und ohmschen Verlusten, r_{loss} , nach Gleichung (5.6). Alle Werte werden auf die Nennleistung normiert.

$$\eta_{WR} = -\frac{1 + v_{loss}}{2 * r_{loss} * P_{DC}} + \sqrt{\frac{(1 + v_{loss})^2}{(2 * r_{loss} * P_{DC})^2} + \frac{P_{DC} - P_{self}}{r_{loss} * P_{DC}^2}} \quad (5.6)$$

Die für die Berechnungen benützen Parameter werden von einem typischen 8 kW Wechselrichter abgeleitet. Tabelle 5.3 gibt einen Überblick über die verwendeten Parameter.

5.5. Analyse des Wechselrichterauslegungsverhältnis

Der wichtigste Wechselrichterparameter für die Bestimmung der maximalen Einspeiseleistung ist die Nennleistung des Wechselrichters, P_{INVAC} , die die maximale AC-PV-Leistung, die in das Netz eingespeist wird, begrenzt. Hier spielen neben einer Vielzahl von technischen Gründen auch finanzielle Aspekte eine Rolle. Zur optimalen Auslegung müssen sowohl standortspezifische Gründe als auch systemspezifische Parameter ausgewertet werden. Standortspezifische Größen sind zum Beispiel die Umgebungstemperatur und die Globalstrahlung, während der Neigungswinkel, die Ausrichtung und

die Hinterlüftung systemspezifisch ist. Der Anlagenplaner muss alle diese Informationen analysieren und schließlich die optimale und wirtschaftlich beste Auslegung finden. In verschiedenen Artikeln und Fachbüchern gibt es diverse Ratschläge und Hinweise zu diesem Auslegeverhältnis $\frac{P_{STC}}{P_{INVAC}}$. In der Vergangenheit empfohlen die meisten Autoren eine Auslegung unterhalb der STC-Leistung der Module, aktuelle Empfehlungen tendieren zu einer 1:1-Dimensionierung [Hae-10, DGS, Bur-06]. Im folgenden Abschnitt soll zur Optimierung der Modellbildung die typische Auslegung realer Anlagen analysiert werden.

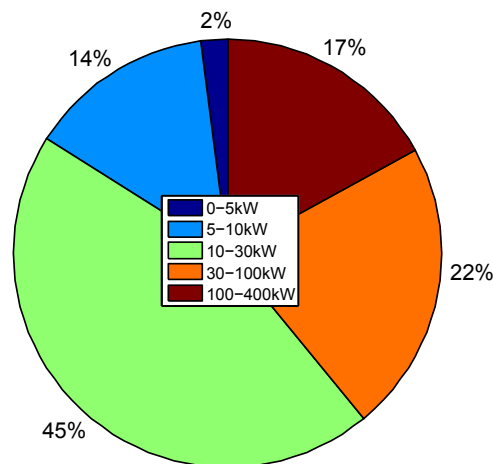


Abbildung 5.6.: Verteilung der Leistung der untersuchten Anlagen in Leistungsklassen.

Um typische Werte für das Wechselrichterauslegeverhältnis zu finden wurden 934 Photovoltaikanlagen im Projektgebiet, die in das 0,4 kV Niederspannungsnetz einspeisen, untersucht. Das Auslegeverhältnis ist dabei definiert als das Verhältnis der Ausgangsnennleistung des Wechselrichters, P_{INVAC} , zur STC Leistung des PV-Generators, P_{STC} .

Die untersuchten Daten stammen aus der Datenbank des Bayernwerk AG Netzcenters Vilshofen, in der sowohl die Generatorgröße in kW, als auch die Wechselrichterausgangsnennleistung in kVA angegeben sind. Zur Genauigkeit der angegebenen Wechselrichterdaten ist zu bemerken, dass diese vom Anlagenbetreiber angegeben und danach in die Datenbank eingepflegt wurden. Während dieser Arbeiten sind also Fehlerquellen nicht auszuschließen. Auslegeverhältnisse unter 0,4 oder über 1,6 werden daher als fehlerhaft angesehen und vernachlässigt. Die Anlagen werden nach ihrer Größe in Klassen unterteilt, um den Einfluss der Anlagengröße auf das Auslegeverhältnis zu untersuchen. Abbildung 5.6 gibt einen Überblick über die Verteilung der Anlagen in den verschiedenen Klassen nach Leistung.

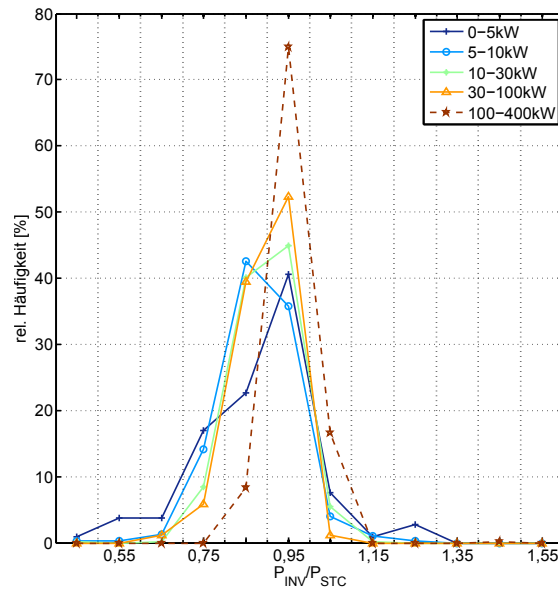


Abbildung 5.7.: Verlauf des Auslegeverhältnis der verschiedenen Anlagenklassen. Dabei sind nur 12 Anlagen über 100 kW.

Der Mittelwert des Auslegeverhältnis $\frac{P_{INVAC}}{P_{STC}}$ bezogen auf alle 934 untersuchten Anlagen in Abbildung 5.7, beträgt 0,89. Betrachtet man dieses Verhältnis in Tabelle 5.4 über alle Anlageklassen, so fällt ein Anwachsen des Faktors hin zu größeren Anlagen auf. Während Systeme bis 10 kW im Mittel ein Auslegeverhältnis von 0,88 aufweisen, ist es bei Anlagen von 100 kW bis 400 kW auf einen Wert von 0,93 angewachsen. Dies kann damit begründet werden, dass eine optimale Qualität für größere Systeme entscheidender ist.

Tabelle 5.4.: Durchschnittliches Auslegeverhältnis der untersuchten Anlagen.

Systemgröße	Auslegeverhältnis
bis 5 kW	0,88
5 kW bis 10 kW	0,88
10 kW bis 30 kW	0,90
30 kW bis 100 kW	0,90
100 kW bis 400 kW	0,93
Alle Anlagen	0,89

Die Verteilung der Auslegung für die verschiedenen Anlagenklassen in Abbildung 5.7 zeigt zunächst eine relativ ähnliche Verteilung. Über einen Faktor von 1,05 und unter

0,65 liegen kaum Anlagen. Die meisten Anlagen liegen bei allen Klassen entweder bei 0,85 oder 0,95. Es ist dabei zu beachten, dass sich in der Klasse >100 kW (gestichelte Linie) nur zwölf Anlagen befinden.

Für das weitere Vorgehen wird im Modell das durchschnittliche Auslegungsverhältnis von 0,89 angesetzt, da der Schwerpunkt der Studie die aggregierte Rückspeisung eines Querschnittes aus verschiedenen PV-Systemen ist.

5.6. Analyse der Systemverluste typischer PV-Anlagen

Um die in dem verwendeten Modell gewählten Systemverluste zu überprüfen, wird ein Datensatz aus 150 in ganz Bayern verteilten PV-Anlagen (Länge: $9 - 14^\circ$, Breite: $47^\circ - 51^\circ$) verwendet. Abbildung 5.8 gibt einen Überblick über die analysierten Anlagen. Sie haben eine installierte STC-Leistung im Bereich von 30 kW bis 180 kW, mit einer Gesamtleistung von 11,2 MW. Bei den Anlagen handelt es sich in erster Linie um Aufdachanlagen im Netzgebiet der Bayernwerk AG. Die ausgewerteten Messdaten sind 15 Minutenwerte der Einspeisung aus Lastgangzählern der Jahre 2009 und 2010. Zusätzlich liegen weitere detaillierte Systeminformationen der Anlagen (z.B. Ausrichtung, Neigung, Modul- und Wechselrichtertyp) vor. Durch die räumliche Verteilung können die Auswirkungen des Standortes (Einstrahlung, Temperatur) und der systemspezifische Parameter (Ausrichtung, individuelles Systemdesign) beobachtet werden. Im Folgenden wird die Analyse für das Jahr 2010 gezeigt, da die jährliche Einstrahlung im Süden Deutschlands in der Nähe des langfristigen Durchschnitts lag [DWD-10].

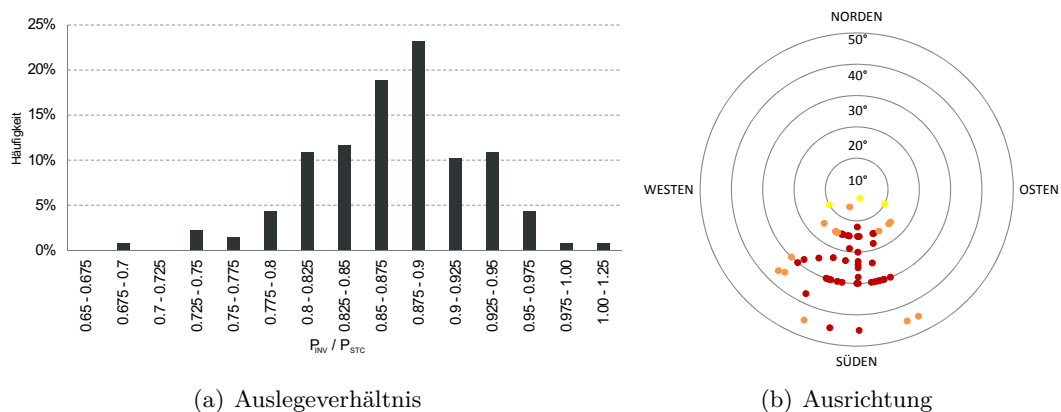


Abbildung 5.8.: Auslegeverhältnis (a) sowie die Ausrichtung und Neigung (b) der untersuchten Systeme.

Der Jahresenergieertrag in kWh normiert auf die installierte STC-Leistung der Module in kW (Y_r) ist ein gutes Merkmal für die Qualität einer PV-Anlage. Der erwartete Ertrag in Bayern für optimal ausgerichtete Systeme mit geringen Systemverlusten ist in der Regel $1000 \frac{kWh}{kW}$ [Hae-10]. Ausrichtung und Neigung der meisten untersuchten PV-Anlagen sind in diesem optimalen Bereich (Abbildung 5.8, rot). Nach [Bur-06] sollten sie dadurch fast keine Verluste gegenüber optimal ausgerichteten Modulen im Jahresertrag zeigen. Einige Systeme haben eine geringfügig weniger optimale Ausrichtung, aber die Verluste sollten noch unter 10 % liegen (orange und gelb markiert).

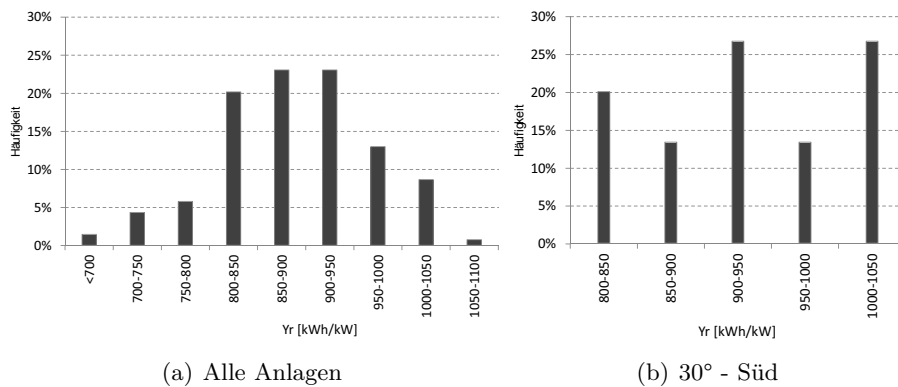


Abbildung 5.9.: Relative Häufigkeit des relativen Jahresertrags 2010 für alle Referenzanlagen (a) und für nur nach Süden ausgerichtete Systeme mit 30° Neigung (b).

Die Verteilung des Ertrags 2010 weist wie in Abbildung 5.9 gezeigt, deutliche Unterschiede zwischen den Anlagen auf. Auch wenn nur die Anlagen betrachtet werden, die direkt nach Süden mit einer Neigung von 30° zeigen, tritt noch eine weite Streuung auf, obwohl die Erträge besser vergleichbar sein sollten. Dieses breite Spektrum kann nicht nur mit geographischen Unterschieden erklärt werden, da auch benachbarte Anlagen deutliche Unterschiede aufweisen. Weiterhin zeigen auch Anlagen an Standorten mit geringer Einstrahlung [DWD-10] oder mit ungünstigeren Ausrichtungen hohe Erträge. Der Durchschnittsertrag liegt etwa 10 % unter den $1000 \frac{kWh}{kW}$ und bestätigt daher die Annahme typischer Systemverluste von 9,5 %.

Zusammenfassend wurden in Kapitel 5 geeignete meteorologische Eingangsdaten für die maximale Summeneinspeiseleistung einer verteilten PV-Flotte in Deutschland identifiziert. Mit diesen Daten kann die Einspeiseleistung mit Hilfe eines wirkungsgradbasierten PV-Modells berechnet werden. Aufgrund der homogenen Wetterbedingungen, wird dabei die PV-Flotte mit einem einzigen System mit durchschnittlichen Systemparametern und Verlusten nachgebildet.

6. Ergebnis und Validierung der PV-Einspeiseleistung bei klarem Himmel

Dieses Kapitel zeigt in Abschnitt 6.1 die Ergebnisse des entwickelten Simulationsansatzes für die maximale PV-Einspeiseleistung bei klarem Himmel in Deutschland. Diese Ergebnisse werden in Abschnitt 6.2 für verschieden räumliche Ausdehnungen, von einem einzelnen Niederspannungsausläufer bis zur Ausdehnung einer Kleinstadt, validiert.

6.1. Maximale PV-Leistung in Deutschland

Die maximale Leistung einer verteilten PV-Flotte, repräsentiert durch eine typische PV-Anlage wird mit dem spezifizierten Modell und den angegebenen Eingangsdaten für Deutschland berechnet. Das Modell gibt eine typische, nach Süden ausgerichtete PV-Anlage mit einer Neigung von 28° wieder.

Die Ergebnisse der Simulation der maximalen AC-Leistung normiert auf die STC-Leistung sind in Abbildung 6.1 visualisiert. Hohe Einspeiseleistungen bei klarem Himmel treten von April bis Juli auf. Abbildung 6.2 zeigt die maximale Einspeiseleistung für diese Monate in einer detaillierteren Skala. Zusätzlich werden auch die Umgebungstemperatur und die Globalstrahlung auf die geneigte Fläche dargestellt. Auch wenn die höchste Globalstrahlung Ende Juni zur Sonnenwende auftritt, kompensiert die niedrigere Umgebungstemperatur im Mai und vor allem April die geringere Leistungsaufnahme aufgrund der höheren Effizienz der Module. Die Einstrahlung auf die geneigte Fläche ist an einem klaren Tag im Juni etwas über der STC-Bedingung von $1000 \frac{W}{m^2}$. Allerdings führt die hohe Umgebungstemperatur zusammen mit der hohen Einstrahlung zu hohen Modultemperaturen um $55^\circ C$. Zusätzlich zu den anderen Systemverlusten die in Abschnitt 5.6 diskutiert wurden, verringert dies den Wirkungsgrad der Module um nochmals etwa 13 % (siehe Gl. (3) und (4)). Damit bleibt die Ausgangsleistung in diesem Monat meist im Bereich von 82 % - 83 % P_{STC} , und damit sogar unter der typischen Wechselrichterbegrenzung von 89 % P_{STC} . Im Mai und im April ist im Süden von Deutschland die Leistung bei klarem Himmel wegen der deutlich niedrigeren Umgebung-

6. Ergebnis und Validierung der PV-Einspeiseleistung bei klarem Himmel

stemperaturen etwas höher als im Juni. Aber auch dort bleibt in ganz Deutschland die maximale Leistung an klaren Tagen unter 85 % der installierten STC-Leistung (P_{STC}).

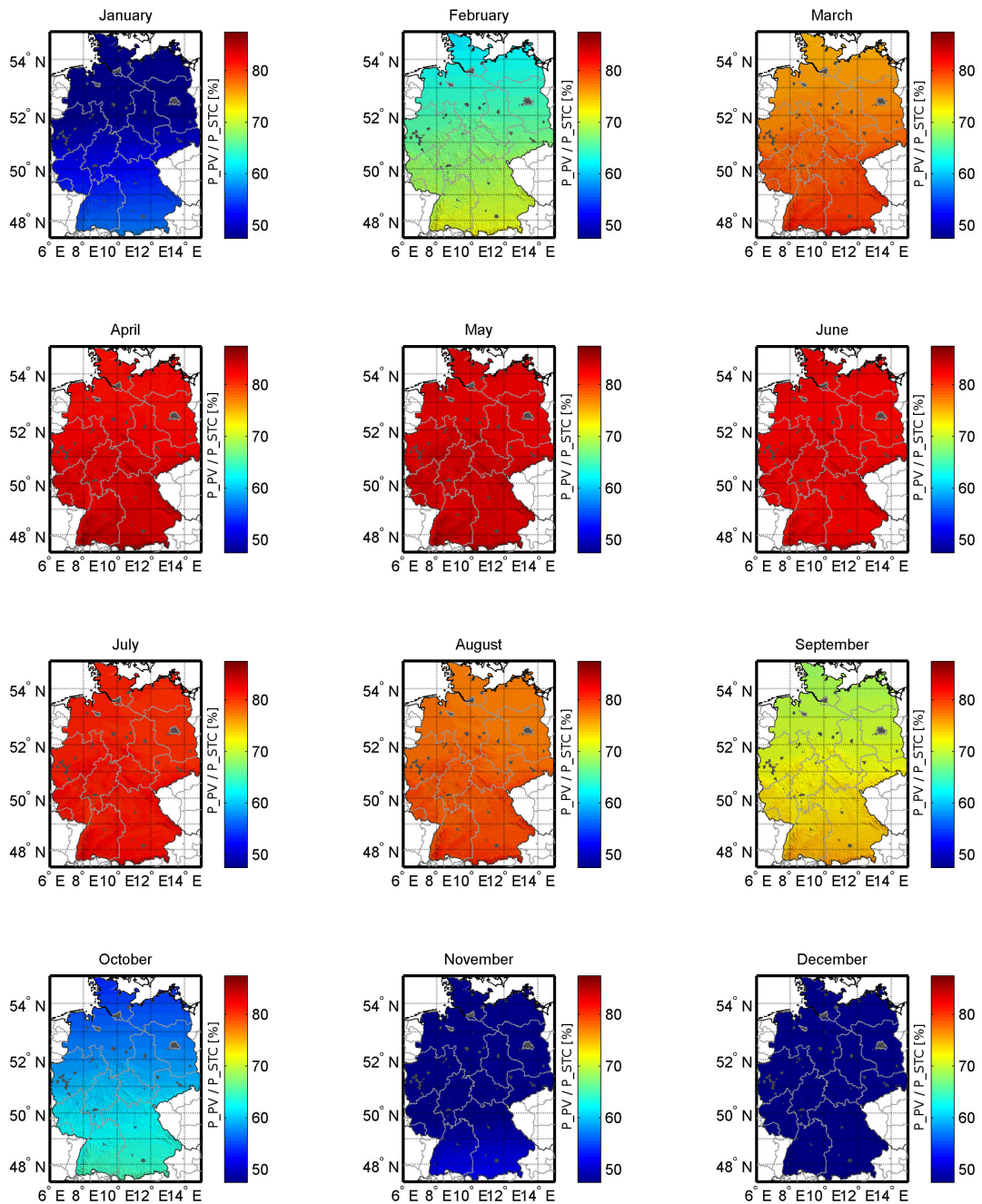


Abbildung 6.1.: Mit dem entwickelten Clearsky-Modell ermittelte relative maximale PV-Anlagenleistung P_{PV}/P_{STC} an einem klaren Tag für Deutschland in %.

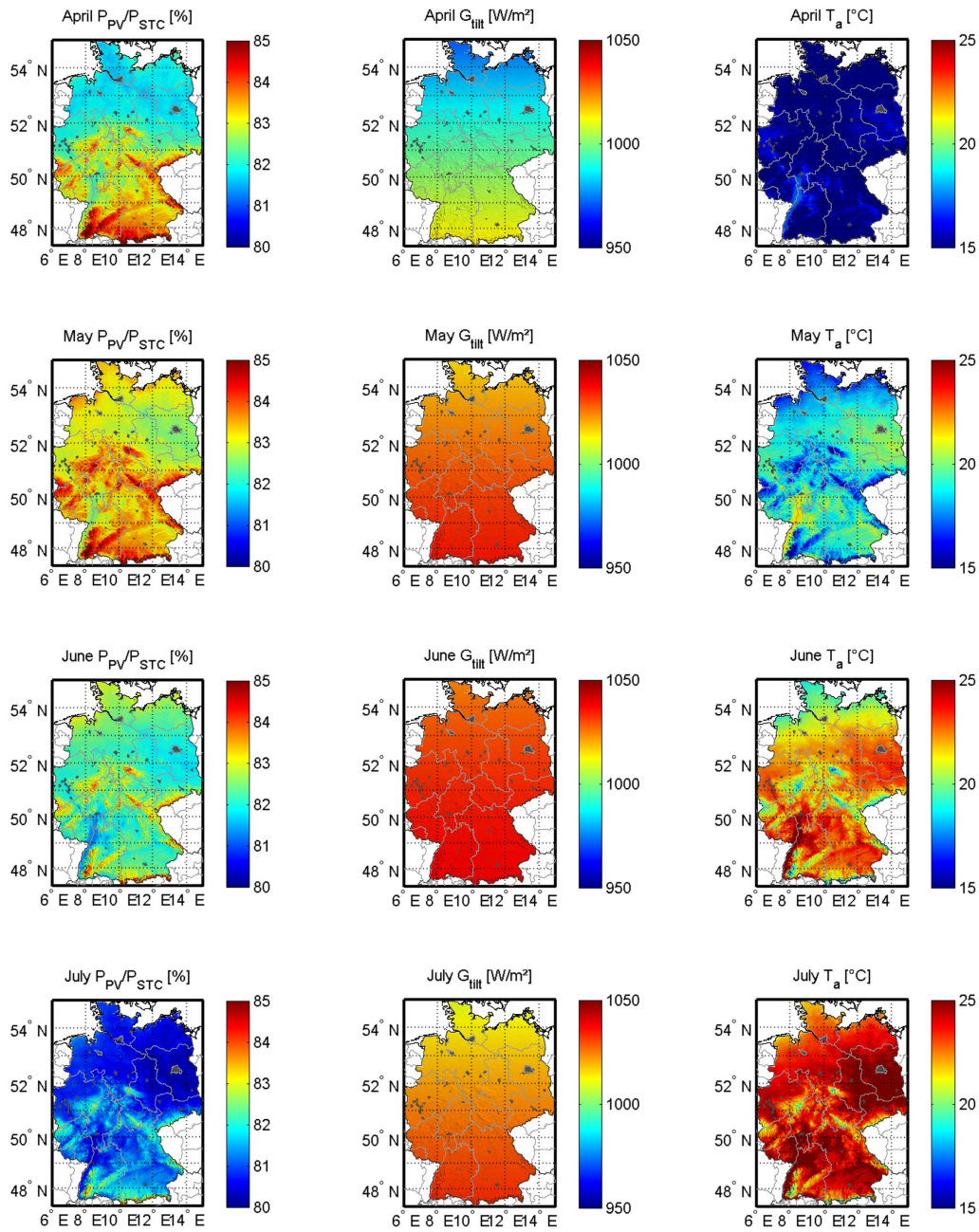


Abbildung 6.2.: Mit dem entwickelten Clearsky-Modell ermittelte relative maximale PV-Anlagenleistung P_{PV}/P_{STC} , sowie die meteorologischen Parameter: Einstrahlung auf die geneigte Ebene und Umgebungstemperatur für die Monate April bis Juli.

Der Jahresgang der Leistung bei klarem Himmel variiert von 50 % P_{STC} im Dezember auf 85 % P_{STC} im Juni. Damit ist dessen Variation weniger ausgeprägt als die der Globalstrahlung auf die Horizontale. Diese ändert sich von $250 \frac{W}{m^2}$ im Dezember auf $950 \frac{W}{m^2}$ im Juni. Dafür lassen sich zwei Gründe finden: Zum einen der Einfluss der Umgebungstemperatur und zum anderen die Strahlungsintensität auf die geneigten Ebene. Sie hat einen stärkeren Einfluss bei niedrigen Sonnenständen, so ist beispielsweise im Dezember die Einstrahlung auf die geneigte Ebene etwa $500 \frac{W}{m^2}$ und im Juni etwa $1050 \frac{W}{m^2}$.

Beim Vergleich von Monaten mit ähnlichen Einstrahlungsbedingungen (Abbildung 5.1) während des ersten und des zweiten Halbjahrs wird Folgendes festgestellt: Die PV-Leistung (Abbildung 6.1) ist in der ersten Hälfte des Jahres mit niedrigeren Temperaturen (Abbildung 5.3) größer als in der zweiten Hälfte des Jahres mit höheren Temperaturen. Die hohe Auflösung der gerasterten Temperaturdaten zeigt auch die Auswirkungen der niedrigeren Temperaturen in den deutschen Mittelgebirgen, den Alpen und an der Küste. Hingegen zeigt sich in der Rhein-Ebene eine geringere maximale Leistung aufgrund der höheren Temperaturen.

Zusammenfassend kann eine Grenze von 85 % P_{STC} für die maximale Einspeiseleistung einer verteilten PV-Flotte angenommen werden. Diese Grenze wird in den Monaten April bis Juni erreicht.

6.2. Validierung der Simulationsergebnisse

Die Simulationsergebnisse werden mit zwei verschiedenen Ansätzen für unterschiedliche räumliche Ausdehnungen mit Smart-Meter-Daten aus dem Projektgebiet validiert. Die räumliche Ausdehnung der PV-Flotte wird anhand von Kapitel 2.1.2 Abbildung 2.1 erläutert. Zunächst wird in Abschnitt 6.2.1 die Einspeiseleistung von 137 PV-Anlagen in der Kleinstadt Osterhofen mit 38 Ortsnetzstationen auf einer Fläche von ca. 6 km^2 (Abbildung 2.1, Analyse II) ausgewertet. Die Einspeiseleistung wird dabei auf der Ebene der einzelnen Systeme sowie auf der Ebene der aggregierten Einspeisung der gesamten Flotte analysiert. Die Analyse der Auswirkungen der PV-Einspeisung auf kleine räumliche Skalen (Abbildung 2.1, Analyse III) und daher mit einem erhöhten Einfluss der Einzelsysteme erfolgt in Abschnitt 6.2.2 mittels Daten eines Niederspannungsnetzes auf Stationsebene (ca. $0,1 \text{ km}^2$) und einzelner Niederspannungsausläufer (ca. $0,01 \text{ km}^2$). Dafür wurden Niederspannungsausläufer im Projektgebiet mit einer hohen Smart-Meter und PV-Dichte gewählt. Hierbei wird das Spannungsniveau eines einzelnen Niederspan-

nungsausläufers unter Verwendung von Daten aus dem gleichen Netzgebiet untersucht. Dadurch kann die Auswirkung auf verschiedene Netzelemente beobachtet werden, die aufgrund der unterschiedlichen räumlichen Ausdehnung durch eine unterschiedliche Anzahl an PV-Systemen beeinflusst sind. Unter Berücksichtigung dieser Messdaten sind die Ergebnisse von einem Niederspannungsausläufer, an dem mehrere PV-Anlagen angeschlossen sind, bis zu einem Mittelspannungsnetz mit vielen Einzelsystemen anwendbar.

6.2.1. Validierung der PV-Einspeiseleistung in einem exemplarischen Ortsnetz

Die maximale Einspeiseleistung der PV-Anlagen wurde von allen im Rahmen des Forschungsprojektes vermessenen Hausanschlüssen in der Kleinstadt Osterhofen mit seiner räumlichen Ausdehnung von etwa 2 km x 3 km, für das Jahr 2011 ausgewertet. Osterhofen bietet sich aufgrund der geringen Entfernung zum ebenfalls im Ort installierten Globalstrahlungssensor für diese Untersuchung an. Um den Unterschied zwischen einer Flotte von verteilten PV-Anlagen, dem Schwerpunkt dieser Arbeit, und einem einzelmem PV-System zu diskutieren, zeigt die folgende Analyse zunächst die normierte Einspeiseleistung jedes einzelnen PV-Systems und im Anschluss die normierte Einspeiseleistung der kumulierten PV-Flotte.

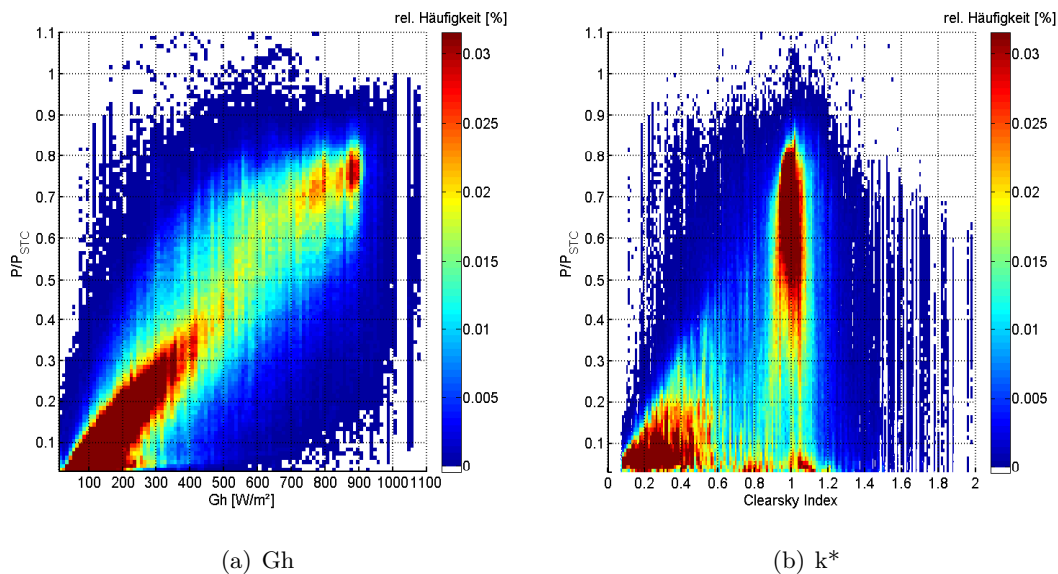


Abbildung 6.3.: Normierte Einspeiseleistung aller einzelnen PV-Anlagen im Ortsnetz über der Globalstrahlung (a) und dem k^* (b) auf Basis von 10-Min. Werten.

6. Ergebnis und Validierung der PV-Einspeiseleistung bei klarem Himmel

Abbildung 6.3 zeigt die Einspeiseleistung aller Einzelanlagen normiert auf die jeweils installierte STC-Leistung der Module über der am Schalthaus Osterhofen gemessenen Globalstrahlung (a) sowie über den daraus errechneten k^* (b). Es zeigt sich, dass Einzelwerte mit hoher Einspeisung bereits bei niedrigen Einstrahlungsleistungen bzw. niedrigen k^* -Werten auftreten und nicht nur bei hohen Globalstrahlungswerten und einem k^* in der Nähe von Eins. Dies bestätigt die Erwartung, dass einzelne Systeme an Tagen mit einer fluktuierenden Bewölkung die höchsten Leistungen in das Netz speisen. Bei diesen Situationen treten große Unterschiede zwischen der gemessenen Einstrahlung und PV-Einspeisung auch zwischen benachbarten Systemen auf. Dies erklärt hohe Einspeiseleistungen einzelner PV-Anlagen auch bei niedrigen Einstrahlungen, die mit einem Sensor mit einem räumlichen Abstand zu den verschiedenen PV-Anlagen gemessen werden. Es können weiterhin gelegentlich Werte oberhalb der angegebenen STC-Leistung der Module und des typischen Auslegeverhältnis der Wechselrichter gefunden werden. Der größte Anteil der Werte liegt jedoch unter $0,85 P_{STC}$. Dabei kann eine Häufung der Werte in dem diskutierten Clearsky Bereich von $750 \frac{W}{m^2}$ bis $900 \frac{W}{m^2}$ mit Einspeiseleistungen zwischen $0,7 P_{STC}$ und $0,8 P_{STC}$ beobachtet werden. Auch in Abbildung 6.3 (b) zeigt sich der klare Himmel mit einer hohen Punktedichte bei k^* Werten nahe Eins.

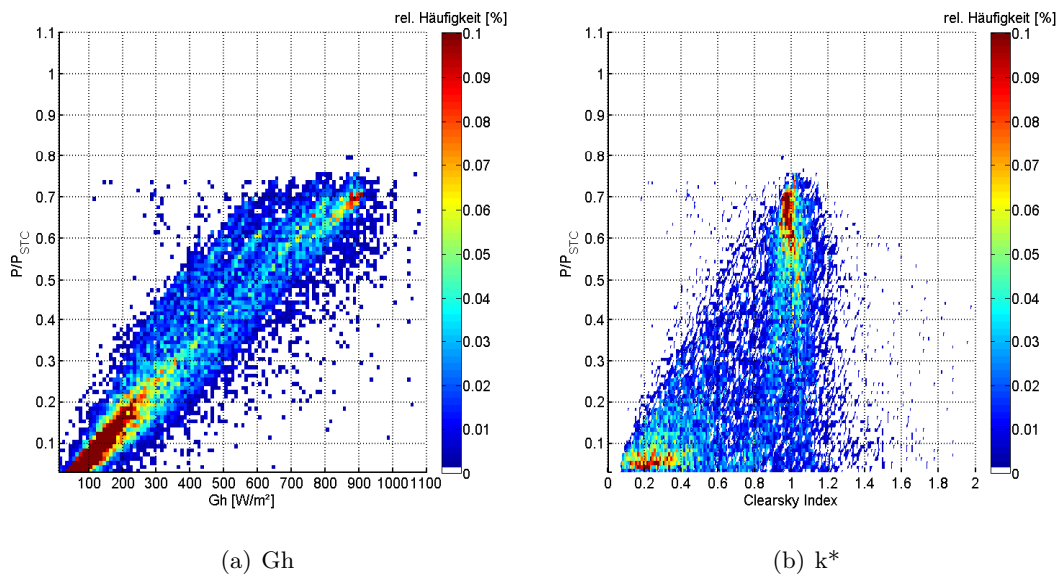


Abbildung 6.4.: Normierte Einspeiseleistung der verteilten PV-Flotte im Ortsnetz über der Globalstrahlung (a) und dem k^* (b) auf Basis von 10-Min. Werten.

Um die mittels Simulation einer verteilte PV-Flotte ermittelte 85 % P_{STC} Grenze zu bestätigen und um die räumliche Dämpfung für eine solche Flotte zu ermitteln, wird im Folgenden das Verhalten der kumulierten Einspeisung der 137 PV-Systeme analysiert. In Abbildung 6.4 wird die normierte kumulierte Gesamtleistung aller PV-Systeme über der Globalstrahlung und dem k^* dargestellt. Zunächst fällt auf, dass die normierte kumulierte Leistung $0,8 P_{STC}$ nicht überschreitet. Es gibt kaum hohe Einspeiseleistungen während geringer Einstrahlung und Bewölkung, die mit einem von Eins abweichenden k^* beschrieben werden. Wieder ist die Anhäufung der Clearsky-Werte der Einstrahlungen zwischen $750 \frac{W}{m^2}$ und $900 \frac{W}{m^2}$ mit k^* -Werte nahe Eins und Einspeiseleistungen von etwa $0,65$ bis $0,75 P_{STC}$ deutlich sichtbar. Diese Analyse unterstreicht, dass Situationen mit klarem Himmel entscheidend für die maximale Rückspeisung einer verteilten PV-Flotte sind, und bestätigt damit die Eignung der eingeführten 85 % P_{STC} Grenze. Die beobachtete Grenze von $0,8 P_{STC}$ ist sogar noch unterhalb des berechneten Limits von $0,85 P_{STC}$ der Simulation. Ein Grund für diesen Unterschied ist die weniger optimale Ausrichtung der realen PV-Flotte, ein weiterer Grund die Wahl der meteorologischen Größen. Der Simulationsansatz wurde, wie in den vorhergehenden Abschnitten dargestellt entworfen, um einen Sicherheitsabstand für die Netzdimensionierung einzuschließen (siehe Kapitel 5).

6.2.2. Spannungsniveau an einem exemplarischen Netzausläufer

Im zweiten Ansatz zur Analyse der maximalen PV-Einspeiseleistung werden die Auswirkungen auf die Spannung in einem Verteilnetz analysiert. Wenn die Netzstruktur mit allen Komponenten und Abmessungen bekannt ist, kann die Spannung nach Kapitel 2.2 für gegebene Einspeiseleistung und Verbrauch an allen Knoten im gesamten Netz mit Hilfe der Lastflussberechnung bestimmt werden. Diese Spannung ermöglicht es wiederum auf den kumulierten Lastfluss über beliebige Netzelemente rückzuschließen.

Für die gewählten Netze wird eine symmetrische Lastflussberechnung mit der gemessenen Einspeiseleistung als Erzeugungsprofil durchgeführt und die Spannung am Hausanschluss betrachtet. Auch wenn alle PV-Anlagen im Netz die Spannung beeinflussen, so dominiert am Hausanschluss die Auswirkung des einzelnen angeschlossenen Systems. Bei einem einzelnen PV-System tritt keine Reduktion durch die räumliche Mittelung auf, es kann sogar mehr als seine Nennleistung in das Netz speisen (siehe Abbildung 6.3). Deshalb ist diese Analyse eine Worst-Case-Studie um die Anwendbarkeit des Ansatzes auch im kleinen Maßstab zu testen. Die ermittelte Spannung am Hausanschluss wird mit der Spannung, einer Einspeiseleistung von 85 % P_{STC} aller verteilten PV-Systeme,

wie von dem Modell als obere Grenze vorgeschlagen, verglichen. Als zusätzliche Referenz wird die Spannung einer Einspeisung aller PV-Systeme mit 100 % P_{STC} ebenfalls bestimmt. Für alle Berechnungen folgt der Ansatz zur minimalen Verbrauchslast gemäß [Ker-13]. Die Arbeit schlägt vor, die Minimallast des Standardlastprofils (SLP) für private Haushalte, das der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) für die Prüfung von mehr als 150 HA entwickelt hat, zu verwenden [BDEW-85]. Für weniger Hausanschlüsse ist das SLP unzulässig, daher lautet der Vorschlag hier, die minimale Last linear von der SLP-Last auf eine personenunabhängige Last von 160 W/HA für 10 Hausanschlüsse zu interpolieren.

Für diese Auswertung wurden für ländliche Netze charakteristische Niederspannungsausläufer mit Einfamilienhäusern und einer hohen PV-Durchdringung ausgewählt [Wir-12]. Die Diskussion der Ergebnisse erfolgt für einen exemplarischen Niederspannungsausläufer mit 8 HA und einer sehr hohen PV-Dichte sowie einer installierten PV-Leistung von 7,5 kW pro HA in einem sehr kleinen Bereich (0,01 ha). Abbildung 6.5 zeigt die relative Spannung U_{sym} (Spannung normiert auf die Nennspannung) für einen typischen Tag mit klarem Himmel (grün), einen typischen fluktuierenden Tag (rot) und einen fluktuierenden Tag mit zwei extremen Spitze (blau). Zusätzlich wird die Spannung für eine Einspeisung aller PV-Anlagen mit 100 % und 85 % der installierten PV-Leistung, P_{STC} , angegeben.

Es zeigt sich, dass die Spannung bei klarem Himmel unter der Spannung des Referenzszenarios mit einer Einspeisung von 85 % P_{STC} bleibt. An Tagen mit einer fluktuierenden Wolkendecke treten selten Überschreitungen dieser Grenze auf. Dies kann durch den erhöhten Einfluss der einzelnen angeschlossenen Anlage gegenüber der gesamten PV-Flotte am Hausanschluss erläutert werden. Allerdings bleiben fast alle analysierten Situationen unter der ermittelten Maximalspannung einer kumulierten 85 % P_{STC} Einspeisung wie sie durch das vorgestellte Modell vorgeschlagen wird. Nur an fünf Tagen im Jahr 2011 konnte eine kurzzeitige Überschreitung dieser Grenze gezeigt werden. Diese Überschreitungen treten nur an dem gezeigten extremen Ausläufer mit sehr hoher PV-Dichte auf. Die wenigen Überschreitungen können daher als extreme Ausreißer gewertet werden.

Die Auswirkungen dieser wenigen Überschreitungen der 85 % P_{STC} -Grenze wird im Folgenden für einen Tag mit fluktuierender Wolkendecke analysiert. Dabei wird der Einfluss der räumlichen Dämpfung im Netz an einem exemplarischen Tag demonstriert.

Beim Vergleich der Spannung an verschiedenen Netzelementen muss beachtet werden, dass mit zunehmender Entfernung vom Transformator aufgrund der wachsenden Impe-

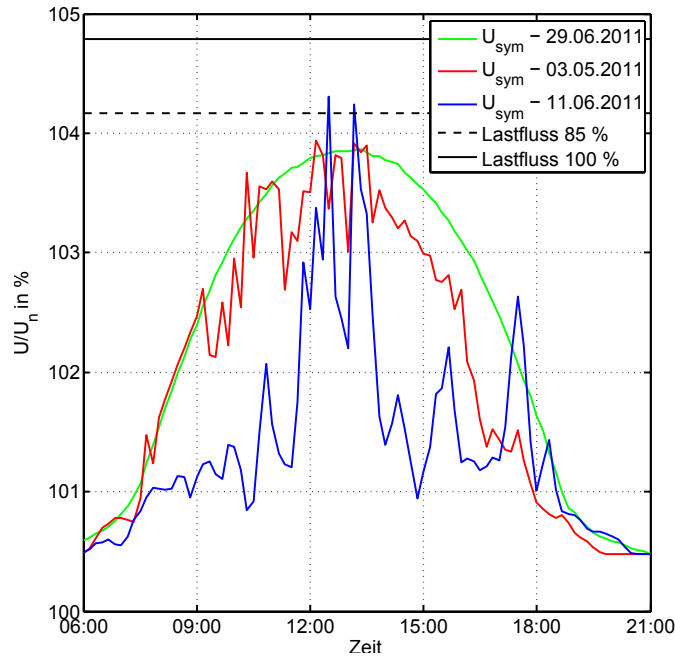


Abbildung 6.5.: Relative Spannung an beispielhaften Tagen an einem repräsentativen Netzausläufer.

danzen die Kurzschlussleistung in einem Ortsnetz sinkt. Das Netz wird somit weniger starr und die Spannung steigt an den Ausläufern schneller an. Um die Berechnungen von diesem Effekt zu bereinigen, setzt die folgende Berechnung die relative Abweichung der dynamischen Lastflussrechnung von der Nennspannung zu der relativen Abweichung von der Nennspannung bei einer statischen Lastflussberechnung mit einer festen Einspeisung von 85 % P_{STC} , dem Referenzszenario, nach Formel (6.1) ins Verhältnis.

$$\Delta_{rel} = \frac{\Delta U_{dyn}}{\Delta U_{85\%}} \quad (6.1)$$

Setzt man den Spannungshub wie in Kapitel 2.1.3 diskutiert nach Formel (2.3) an, zeigt sich in (6.2) wie sich der Einfluss der Netzimpedanz löst, und nur noch das Verhältnis der an diesem Punkt wirkenden Einspeiseleistungen ohne Einfluss der Netzstarrheit wiedergegeben wird.

$$\Delta_{rel} = \frac{\Delta U_{dyn}}{\Delta U_{85\%}} = \frac{\frac{S_{dyn}}{U_N} * (R_N * \cos |\varphi| + X_N * \sin |\varphi|)}{\frac{S_{85\%}}{U_N} * (R_N * \cos |\varphi| + X_N * \sin |\varphi|)} = \frac{S_{dyn}}{S_{85\%}} \quad (6.2)$$

Die Spannung kann mit gegebener Einspeisung für jedes Netzelement errechnet werden. Somit ist es möglich, an jedem Netzelement die Abweichung von dem 85 % P_{STC} -Referenzszenario zu untersuchen und damit die Glättung der Einspeisung im Netz zu zeigen.

Abbildung 6.6 zeigt an einem beispielhaften Tag den Verlauf dieser Abweichung für den Hausanschluss als schwächsten Netzknoten, den Netzverknüpfungspunkt (8 HA auf einer Fläche von $0,01 \text{ km}^2$), eine Niederspannungssammelschiene (22 HA auf einer Fläche von $2,7 \text{ km}^2$) und die Niederspannungsseite des Ortsnetztransformators (76 HA auf einer Fläche von $8,7 \text{ km}^2$). Dabei wird ersichtlich, dass die Überschreitung des 85 %-Lastflusses nur direkt am Hausanschluss auftritt, am Netzverknüpfungspunkt ist das Niveau bereits darunter. Hier tritt bereits eine Wechselwirkung mit den anderen PV-Anlagen im Straßenzug auf. Auch wenn aufgrund der geringen Entfernung die räumliche Glättung einen eher kleineren Einfluss hat, spielen die etwas unterschiedlichen Ausrichtungen und Güten der benachbarten PV-Anlagen eine maßgebliche Rolle. An der Niederspannungssammelschiene des Ortsnetztransformators wirken sich nun alle PV-Anlagen im gesamten Netzgebiet aus, somit fallen die räumliche Ausdehnung sowie die unterschiedlichen Anlagenparameter noch deutlicher ins Gewicht. Somit wird durch die Analyse auch die Glättung an bewölkten Tagen im Netz deutlich sichtbar.

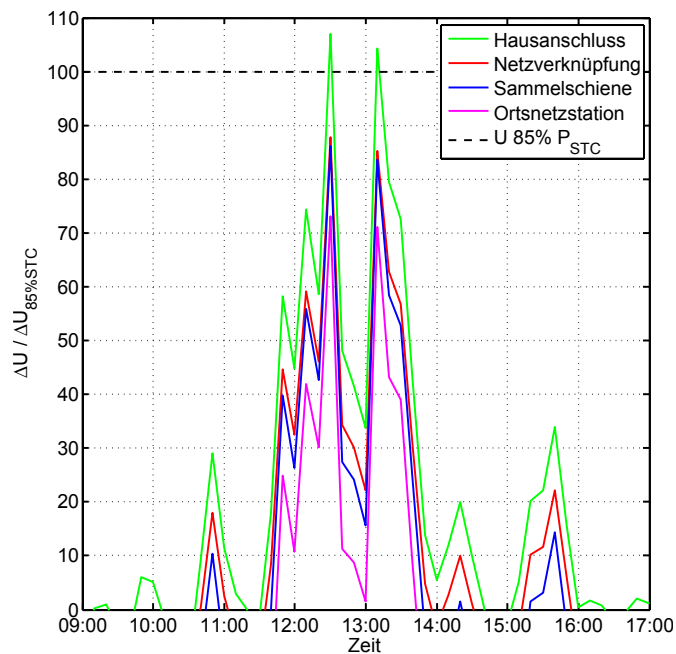


Abbildung 6.6.: Spannungshub normiert auf den Spannungshub einer statischen 85 % P_{STC} Einspeisung für verschiedene Netzelemente am 11.06.2011.

Zusammenfassend bestätigen beide Bewertungsansätze, dass Situationen mit klarem Himmel entscheidend für die maximale Rückspeisung einer Flotte aus verteilten PV-Systemen sind und, dass die modellierte maximale Einspeiseleistung von 85 % P_{STC} für Niederspannungsnetze anwendbar ist. Die Ergebnisse aus der Analyse exemplarischer Ausläufer zeigen, dass durch den dominierenden Einfluss des einzelnen PV-Systems, Situationen mit einer fluktuierenden Wolkendecke ausschlaggebend für die maximalen Spannungen an den einzelnen Hausanschlüssen sind. Dies bestätigen auch die Beobachtungen aus Kapitel 4.2. Allerdings ist die gezeigte 85 % P_{STC} Grenze auch für kleinere Ausdehnungen, z.B. ein einzelner Niederspannungsausläufer mit mehreren PV-Systemen, gültig. So kann für die Dimensionierung von Verteilungsnetzen für die Mittel- und Niederspannungsebene eine maximale Einspeiseleistung von 85 % P_{STC} angesetzt werden. In extremen Ausläufern mit einer hohen PV-Durchdringung auf kleiner Fläche können vereinzelt Verletzungen auftreten. Größere Gebiete zeigen keine Verletzungen des Grenzwertes, wie anhand des Niederspannungsnetzes Osterhofen gezeigt.

7. Modellierung der räumlichen Glättung der Globalstrahlung

Der zweite Schwerpunkt der Arbeit liegt in der Bestimmung des aktuellen Netzzustandes. Durch die hohe Durchdringung mit dezentralen PV-Systemen und damit einhergehenden regulatorischen Vorgaben kommen neue Aufgaben auf die Netzleitstelle zu. Bisher benötigte die Leitstelle nur wenige Messwerte für eine adäquate Netzabbildung. Dies verändert sich durch den hohen Grad an dezentraler PV-Einspeisung. In Kapitel 6 wurde gezeigt, dass verteilte PV-Anlagen eine maximale Summeneinspeiseleistung von 85 % P_{STC} aufweisen. Dabei wurden auch Unterschiede zwischen Einzelanlagen und dem Flottenverhalten deutlich. Bei der Bestimmung des Netzzustandes müssen diese Unterschiede berücksichtigt werden.

Gerade für das Einspeisemanagement werden detaillierte Informationen benötigt. Das Einspeisemanagement erlaubt dem Netzbetreiber die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von Anlagen der erneuerbaren Energien, gemäß § 11 EEG (2012). Ziel ist es, Netzbetriebsmittel in kritischen Situationen vor Überlastungen zu schützen und Versorgungsausfälle zu vermeiden. So soll eine optimale Nutzung der Netze bis zum Abschluss der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen ermöglicht werden. Die Reduzierung soll hohe Sicherheit garantieren und dabei auf die nötigste Energiemenge begrenzt werden, da verlorene Energiemengen vergütet werden müssen.

Daher liegt ein weiterer Schwerpunkt der Untersuchungen darauf, die momentane Einspeiseleistung der verteilten PV-Systeme mithilfe von meteorologischen Daten zu errechnen. Die aktuelle Einspeiseleistung steht selbst auf Basis der Smart-Meter-Daten nicht in Echtzeit zur Verfügung. Ausgehend von dieser simulierten PV-Leistung wird ein Ansatz präsentiert, um den Gesamtlastfluss in dezentralen Verbrauch und Erzeugung zu trennen und damit den Netzzustand zu bestimmen. Ziel ist dabei mit möglichst wenigen Globalstrahlungsmesspunkten den Gesamtlastfluss eines Mittelspannungsnetzes bei einer hohen Zeitaufösung nachzubilden. In Abschnitt 7.1 wird zunächst auf die speziellen Herausforderungen bei der räumlich verteilten Simulation der Einspeiseleistung eingegangen. Aufbauend auf diese Analysen wird die prinzipielle Machbarkeit und das

benötigte Strahlungsmesssystem vorgestellt. Schließlich folgt in Kapitel 8 die Demonstration des Ansatzes in einem Testgebiet. Aus den gewonnenen Erkenntnissen können Rückschlüsse auf Simulationsgüte, Eingangsdaten und die benötigte Messnetzdicke gezogen werden. Zusätzlich erfolgt in Abschnitt 8.6 eine Simulation der Einspeiseleistung auf Basis von Satellitendaten und ein Vergleich der beiden Ansätze.

7.1. Räumliche Verteilung der Globalstrahlung

Um die räumliche Verteilung der Globalstrahlung zu analysieren, kann ab dem Sommer 2012 auf die Daten des verteilten Messnetzwerks im Untersuchungsgebiet zurückgegriffen werden, das im Rahmen dieser Arbeit errichtet wurde (siehe Kapitel 3.2).

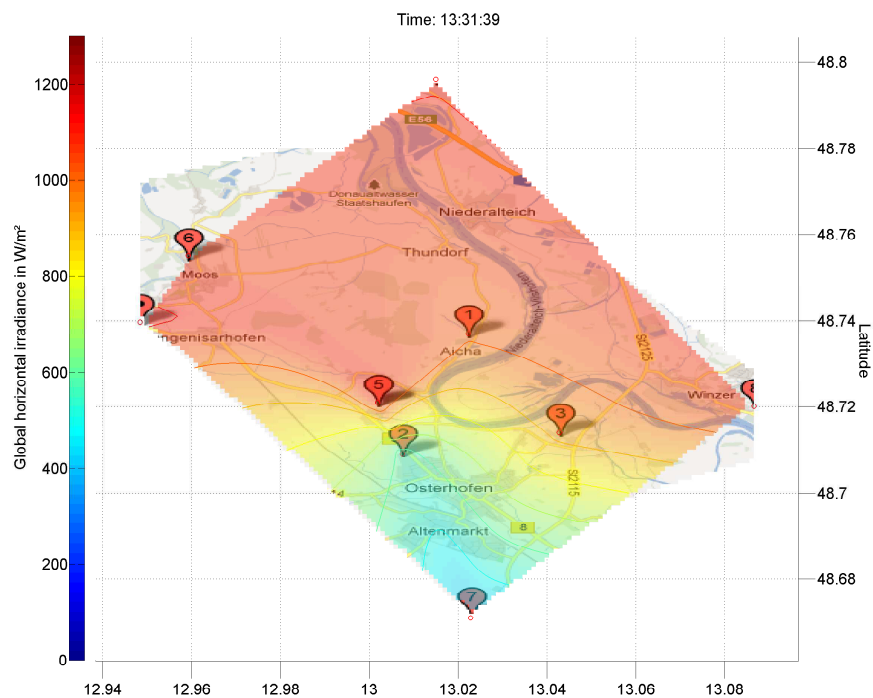


Abbildung 7.1.: Die an neun Punkten gemessene Einstrahlung interpoliert über das gesamte Untersuchungsgebiet.

Abbildung 7.1 zeigt die Lage der Sensoren und eine Augenblicksaufnahme mit einer hohen Globalstrahlung im Norden des Untersuchungsgebietes. Zwischen den einzelnen Sensoren wird dabei nach der „natural neighbor“-Methode interpoliert. Die Darstellung verdeutlicht räumliche Glättungseffekte. Im dargestellten Augenblick werden nur im

nördlichen Teil hohe Einstrahlungswerte gemessen, während der Süden um Osterhofen geringere Einstrahlungsleistungen zeigt. Die Summeneinspeisung aller PV-Anlagen im Untersuchungsgebiet ist nicht maximal, da sie durch die nördlichen Anlagen reduziert wird. Aufgrund dieser Glättungseffekte wurde in Kapitel 4 die maximale Rückspeisung der PV-Flotte des gesamten Untersuchungsgebietes an klaren Tagen identifiziert. Die Analysen der Netzspannung zeigen auch die hohen Werte einzelner PV-Anlagen an wechselhaften Tagen.

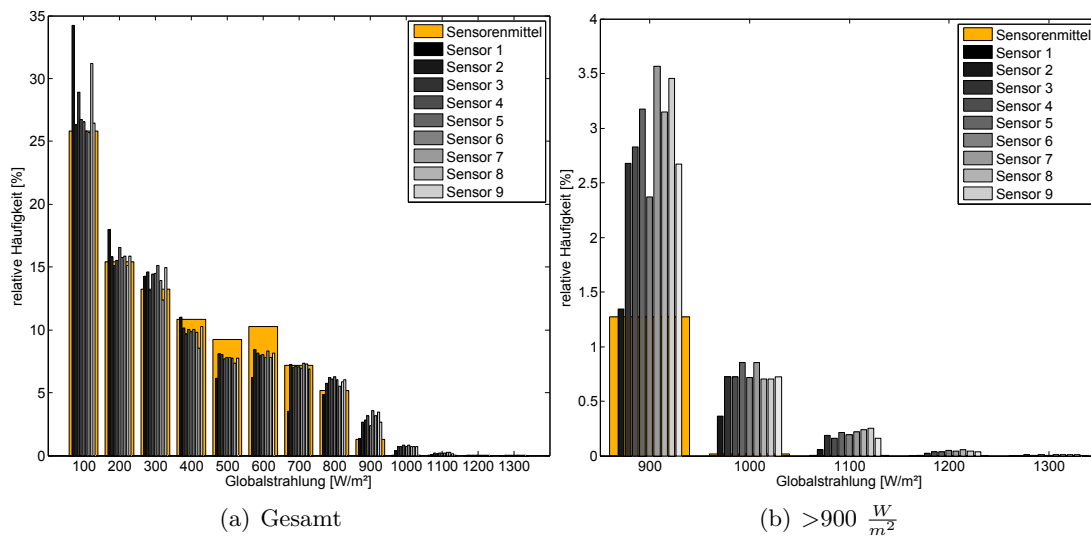


Abbildung 7.2.: Histogramm der einzelnen Einstrahlungswerte aller Messpunkte sowie des Sensormittels im Untersuchungsgebiet für 120 Sommertage des Jahres 2012.

Um die Gleichzeitigkeit der Globalstrahlung für einen größeren Zeitraum zu zeigen, wird die Häufigkeitsverteilung der gemessenen Einstrahlungsleistungen herangezogen. Abbildung 7.2 zeigt ein Histogramm der Einstrahlungswerte der einzelnen Messstationen für 120 Tage aus dem Sommer des Jahres 2012, sowie das Histogramm des Mittelwertes aus allen Sensoren. Einzelne Sensoren weisen noch Einstrahlungswerte bis $1300 \frac{W}{m^2}$ auf. Dies deckt sich mit den hohen Einspeiseleistungen einzelner PV-Anlagen in Abbildung 6.3. Die hohen Werte treten jedoch nicht gleichzeitig an allen Messpunkten auf, daher zeigt der Mittelwert aus allen Sensoren kaum über $900 \frac{W}{m^2}$. Darüber hinaus tauchen nur noch marginal Messwerte über $1000 \frac{W}{m^2}$ auf. Dies steht im Einklang mit der verminderten Einspeisung der gesamten PV Flotte in Abbildung 6.4.

Mit den Daten aus dem Sensornetzwerk kann auch der in Kapitel 4.1 diskutierte Zusammenhang zwischen räumlicher und zeitlicher Variabilität der Einstrahlung genauer

untersucht werden. Dies erfolgt exemplarisch für einen klaren Tag, den 16.6.2012 mit einem mittleren k^* von 0,91 und einem mittleren absoluten k_{var}^* auf Basis von 10 Minutenwerten von 0,02. Als Tag mit fluktuierender Bewölkung wird der 22.6.2012 mit einem mittleren k^* von 0,73 und einem mittleren absoluten k_{var}^* von 0,12 gewählt. Beide Tage finden auch in Kapitel 8 bei der Simulation der PV-Einspeisung Anwendung.

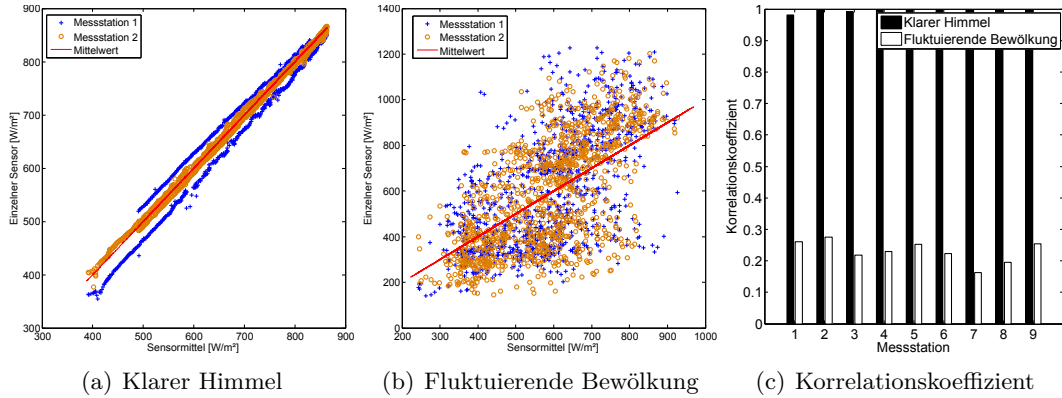


Abbildung 7.3.: Gemessene Einstrahlung zweier Sensoren über dem Mittel aller Sensoren, sowie die mittleren Korrelationskoeffizienten aller Sensoren untereinander an einem wechselhaften und einem klaren Tag auf Basis von Sekundenwerten.

In Abbildung 7.3 ist die Messung an einem klaren Tag (a) und einem wechselhaften Tag (b) zweier 2,7 km von einander entfernten Sensoren über dem Mittel aus allen Sensoren aufgetragen. Für eine bessere Übersichtlichkeit ist nur jeder 30. Messpunkt dargestellt. Am klaren Tag zeigen beide Messungen ähnliche Werte, die nahe am Sensormittel liegen. An dem Tag mit wechselhafter Bewölkung liegen die Messungen weit gestreut um das Sensormittel. Es lässt sich aus einer Messung nicht auf das Sensormittel schließen. Allerdings lassen sich beide Tage klar an der gemessenen Charakteristik unterscheiden und damit, wie in Kapitel 8, Situationen mit klarem Himmel identifizieren, für die ein Messpunkt ausreichend ist.

Abbildung 7.3 (c) stellt den Zusammenhang zwischen den Messstationen über die mittleren Korrelationskoeffizienten der einzelnen Sensoren (m,n) untereinander her. Der Korrelationskoeffizient ist definiert durch:

$$Kor(m, n) = \frac{\sum_{i=1}^n (G_{hm,i} - G_{hm,mean}) * (G_{hn,i} - G_{hn,mean})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (G_{hm,i} - G_{hm,mean})^2 * \sum_{i=1}^n (G_{hn,i} - G_{hn,mean})^2}} \quad (7.1)$$

Er ist ein dimensionsloses Maß für den Grad des linearen Zusammenhangs, der Werte zwischen 0 und $|1|$ annehmen kann, wobei letztere einen positiven bzw. negativ linearen Zusammenhang der untersuchten Größen anzeigen. Um den mittleren Korrelationskoeffizienten anzugeben, wird der Mittelwert über die Korrelationskoeffizienten der einzelnen Koeffizienten gebildet. Es zeigt sich am klaren Tag mit einem Korrelationskoeffizienten nahe Eins ein hoher linearer Zusammenhang, während am Tag mit fluktuierender Bewölkung nur ein Wert um etwa 0,3 auftritt. Dies bestätigt nochmals den Ansatz aus Kapitel 5, die Summeneinspeisung der PV-Flotte an klaren Tagen durch ein einzelnes PV-System abzubilden. An wechselhaften Tagen wird durch die Mittelwertbildung der Anlagen eine deutliche Glättung erwartet, die im Folgenden genauer untersucht wird.

7.2. Räumliche Glättung in einem PV-Großkraftwerk

Um die Auswirkung dieses Effektes auf die verteilte PV-Einspeisung genauer zu untersuchen, kann auf die hoch aufgelösten Betriebsdaten eines PV-Großkraftwerkes der Gehrlicher Solar AG zurückgegriffen werden. In diesem Datensatz stehen sowohl Einstrahlungsleistungen als auch die erzeugte PV-Leistung des Sommers 2010 in Sekundenintervallen zur Verfügung. Die Ausdehnung der Gesamtanlage entspricht, wie in Abbildung 7.4 dargestellt, etwa der eines typischen Ortsnetzes. Die Anlage besteht aus 11 Teilsystemen mit Siemens Zentralwechselrichtern und befindet sich auf dem Gelände eines ehemaligen Militärflughafens bei Rothenburg/Oberlausitz. Das gesamte PV-Kraftwerk ist in drei verteilten Feldern realisiert. Zwei Felder stehen auf der westlichen Seite (blau / türkis) und eines auf der östlichen Seite (orange). Der östliche Teil erstreckt sich über etwa 300 m auf 800 m, während sich der westliche Teil über 1900 m x 450 m erstreckt. Der gesamte Park verteilt sich dann über etwa 1100 m von Ost nach West und 2100 m von Nord nach Süd und besitzt somit eine Fläche von etwa 2,3 km².

Die größere bestrahlte Fläche einer Photovoltaikanlage im Vergleich zur Fläche eines Globalstrahlungssensors führt aufgrund der räumlichen Dämpfung zu einem ruhigeren Zeitverlauf der Anlagenleistung gegenüber der vom Sensor erfassten Einstrahlungsleistung. Abbildung 7.5 verdeutlicht diesen Zusammenhang mit Messwerten eines Teilfeldes der Anlage. Mehrere Arbeiten befassen sich mit dieser Thematik [Mar-10, Mar-12, Hof-10, Hof-12]. Das Ziel dieses Abschnittes ist es, diesen Zusammenhang durch ein einfaches mathematisches Modell zu beschreiben. Nach [Mar-10] können diese Glättungseffekte zwischen Einstrahlung und Leistung durch einen Tiefpass beschrieben werden. Im Fol-

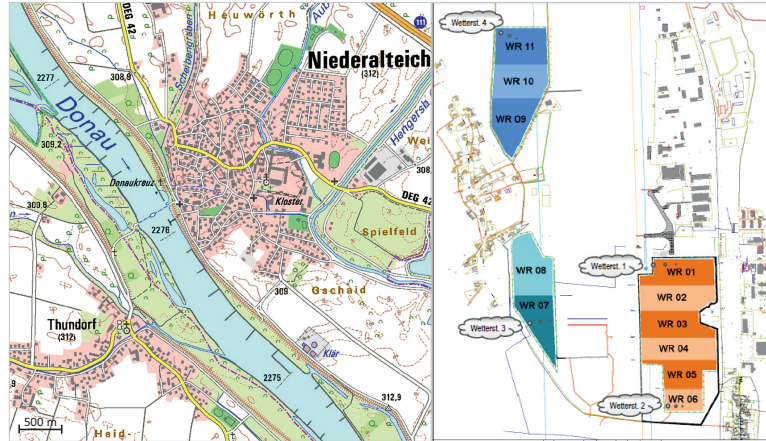


Abbildung 7.4.: Ausdehnung des PV-Kraftwerks Rothenburg und Niederalteich im Untersuchungsgebiet. Kartengrundlage: Bayerische Vermessungsverwaltung; 10/14

genden wird das regelungstechnische Analogon zum Tiefpass, das PT1 Glied mit Eingangsgröße $u(t)$ und Ausgangsgröße $y(t)$ herangezogen. Das PT1-Element wird durch einen Proportionalitätsfaktor K_p und eine Zeitkonstante T beschrieben.

$$T * \dot{y}(t) + y(t) = K_p * u(t) \quad (7.2)$$

In der Datentechnik lässt sich die zeitdiskrete Form besser umsetzen:

$$y(n) = T^* * (K_p * u(n) - y(n - 1)) + y(n - 1) \quad (7.3)$$

wobei T^* in Abhängigkeit von der Aufzeichnungsrate Δt angegeben wird:

$$T^* = \frac{1}{\frac{T}{\Delta t} + 1} \quad (7.4)$$

Zunächst verstärkt das Element die Eingangsgröße $u(t)$ mit dem Faktor K_p (P-Verhalten). Zusätzlich folgt die Ausgangsgröße $y(t)$, bei sprunghafter Änderung der Eingangsgröße, erst mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung (T-Verhalten). Diese wird durch die Zeitkonstante T des PT1-Elements ausgedrückt. Die Zeitkonstante wird als die Zeit definiert, nach der die Ausgangsgröße 63 % ihres Endwertes erreicht hat. Abbildung 7.6 zeigt einen exemplarischen Verlauf der Eingangs- und Ausgangsdaten eines PT1-Elements.

Übertragen auf die PV-Simulation bildet der Modulwirkungsgrad η zusammen mit der installierten PV-Anlagengröße P_{nom} den Proportionalitätsfaktor. Die Zeitkonstante des PT1-Gliedes wird im Folgenden mit einem iterativen Optimierungsverfahren be-

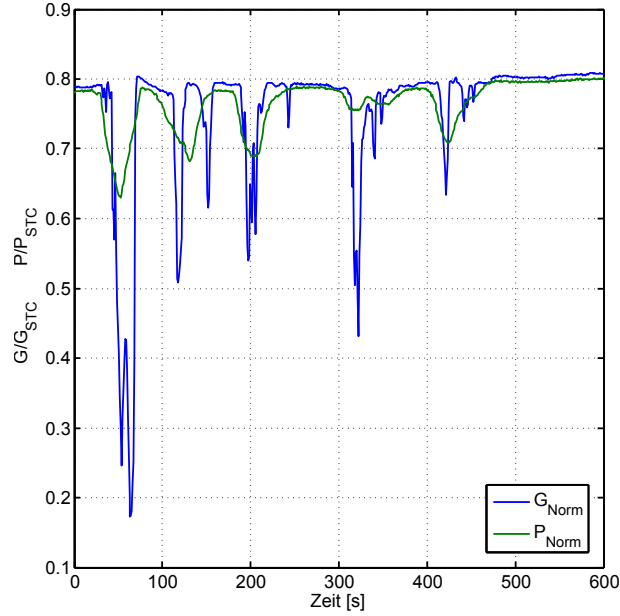


Abbildung 7.5.: Exemplarischer Zeitverlauf der auf STC-Bedingungen normierten Globalstrahlung erfasst mit einem Sensor, sowie der auf die installierte STC-Leistung normierten Leistung der gesamten PV-Anlage Rothenburg bei wechselnder Bewölkung.

stimmt. Dafür findet zunächst eine wirkungsgradbasierte Simulation der DC-Leistung nach [Bey-04] wie in Kapitel 5.3 erläutert, statt. Sie liefert den Verstärkungsparameter K_p des PT1-Systems. Das Modell kann etwas vereinfacht werden, da direkt die Einstrahlung auf die Generatorebene und die Modultemperatur aufgezeichnet werden. Die Anlage Rothenburg besteht aus CdTe-Dünnschichtmodulen, für die keine Zahlenwerte des Schwachlichtverhaltens und des temperaturabhängigen Wirkungsgrads vorliegen. Die Parameter werden an klaren Tagen mit Hilfe der gemessenen Leistungs- und Einstrahlungswerte ermittelt. In Tabelle 7.1 sind alle Simulationsparameter zusammengefasst.

Tabelle 7.1.: Die verwendeten Simulationsparameter der Referenzanlage Rothenburg.

Parameter	a_1	a_2	a_3	$a_p[\%/K]$
Wert	0,2340	-3,3125e-4	0,1465	-0,25

Mit diesen Parametern und der Formel für ein zeitdiskretes PT1-System erhält man:

$$P_{DCsim}(n) = T^*(P_{nom} * \eta_{G(n), TMod(n)} * G_{tilt}(n) + P_{DCsim}(n-1)) + P_{DCsim}(n-1) \quad (7.5)$$

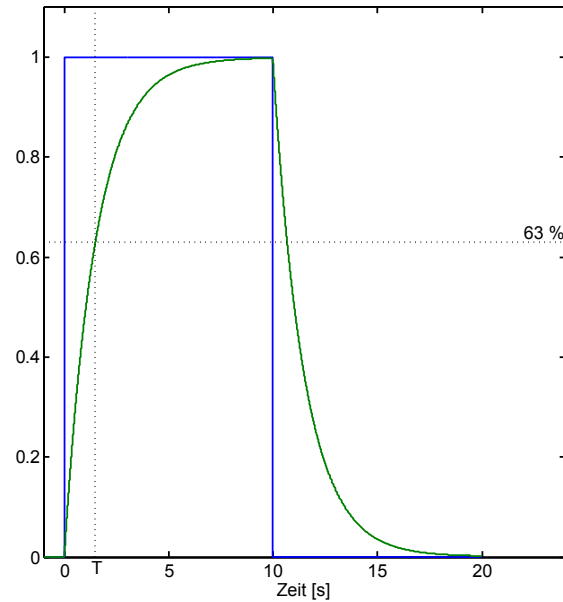


Abbildung 7.6.: Exemplarischer Verlauf der Eingangs- und Ausgangsdaten eines PT1 Elements mit $T=1$ und $K_p = 1$.

Mit Sekundenwerten $\Delta t = 1 \text{ s}$ als Eingangsdaten wird

$$T^* = \frac{1}{T + 1} \quad (7.6)$$

Die Verstärkung des PT1-Glieds setzt sich somit aus dem temperatur- und einstrahlungsabhängigen Wirkungsgrad $\eta_{G(t)}$, $T_{Mod(t)}$ sowie der Anlagengröße P_{nom} zusammen. Damit wird aus der gemessenen Globalstrahlung in die Generatorebene G_{tilt} die DC-Leistung der Gesamtanlage ermittelt.

Der Zahlenwert der Zeitkonstanten wird mittels Fehleroptimierung angenähert. Hierzu wird nach dem root-mean-square error (*rmse*):

$$rmse = \sqrt{\frac{1/N \sum_{i=1}^N (P_{DCmess} - P_{DCsim})^2}{P_{PVinst}^2}} \quad (7.7)$$

minimiert. Der ermittelte Wert für T^* wird wiederum nach (7.4) unter Verwendung der Messdatenaufösung in die Zeitkonstante T umgerechnet. Abbildung 7.7 zeigt die Ergebnisse der Optimierung. Für die Monate Juni, Juli und September 2010 ergibt sich eine mittlere Zeitkonstante von 8 s für einen Anlagenteil (2,025 MW) bis 80 s für die gesamte Anlage (20,493 MW). Die Ausgleichsgerade über den Mittelwert der drei

Monate zeigt ein annähernd lineares Anwachsen der Zeitkonstanten mit der Anlagengröße. Zusätzlich werden zum Vergleich die, aus der Grenzfrequenz der Tiefpassfilter aus [Mar-10] berechneten Zeitkonstanten dargestellt. Dabei fällt auf, dass diese gerade für kleinere Anlagen größer ausfallen. Gründe hierfür könnten in den verschiedenen Standorten sowie an den unterschiedlichen Ansätzen bei der Identifizierung liegen.

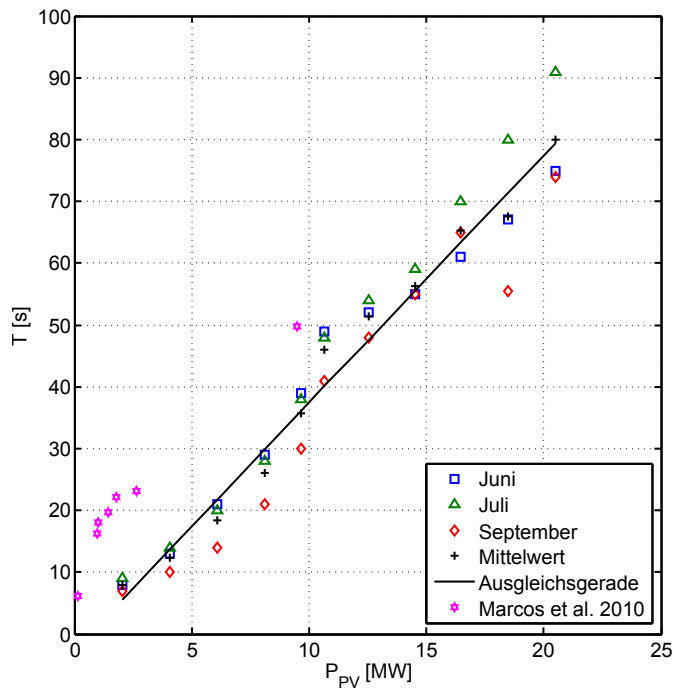
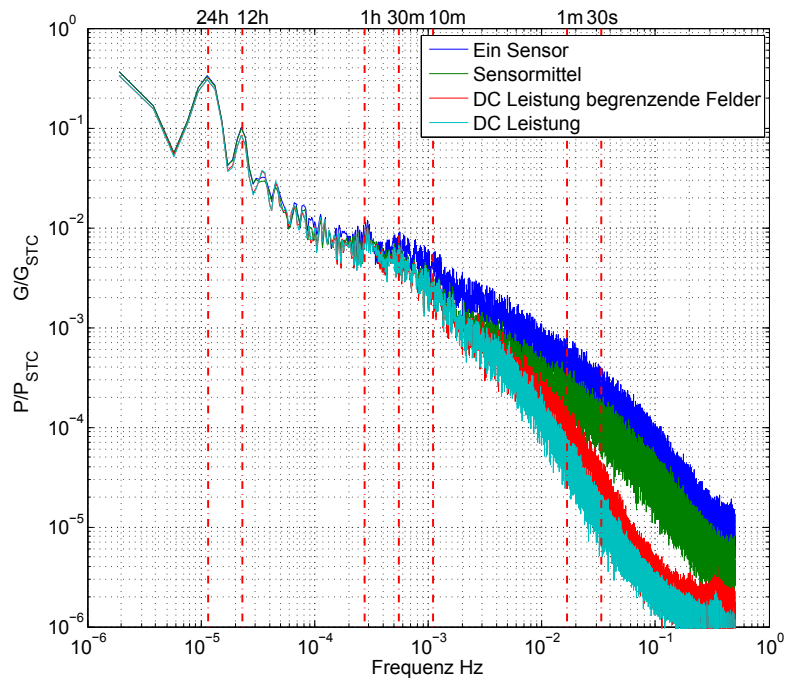


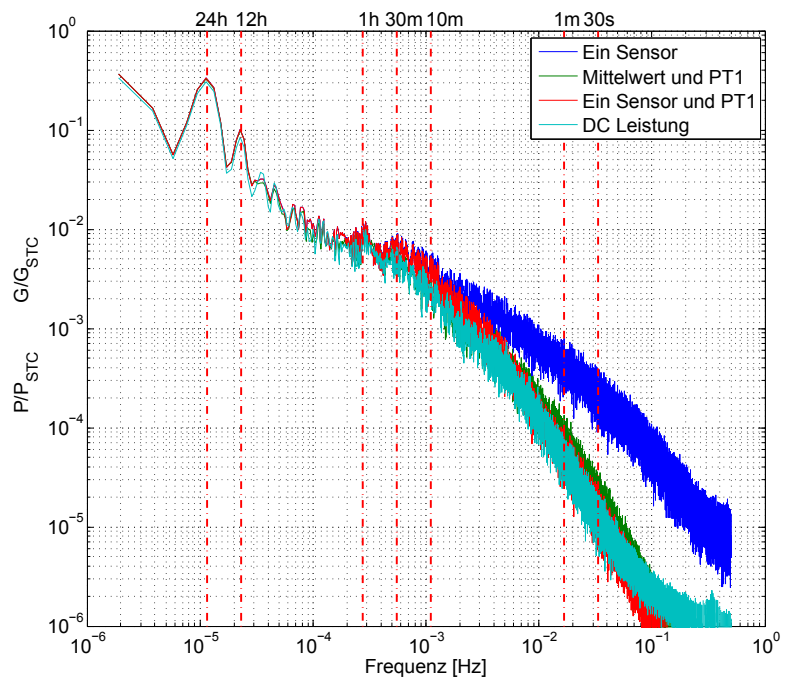
Abbildung 7.7.: Errechnete Zeitkonstanten in Abhängigkeit der Anlagengröße im Vergleich zu [Mar-10].

Zur genaueren Untersuchung der Dämpfungen zwischen den Sensor- und Leistungsverläufen wird das Amplitudenspektrum über die Fast Fourier Transformation (FFT) gewonnen. Die FFT zerlegt das analysierte Signals in seine einzelnen Frequenzanteile. Daher kann die Dämpfung von schnellen Fluktuationen gut beobachtet werden. Da bei der FFT die Abtastfensterbreite direkt die Frequenzauflösung beeinflusst, zusätzlich aber eine Mittelwertbildung die Darstellung optimiert, hat sich eine Aufteilung der Monatsdaten in eine Abtastfensterbreite von 90-Stunden als vorteilhaft erwiesen. Alle Monate des Sommers 2010 zeigen vergleichbare Ergebnisse. Sie werden im Folgenden anhand des Junis diskutiert.

7. Modellierung der räumlichen Glättung der Globalstrahlung



(a) Analyse



(b) Simulation

Abbildung 7.8.: Amplitudenspektrum der Einstrahlung eines Sensors und der gesamten PV-Anlage, normiert auf STC-Bedingungen. Zusätzlich in (a) das Amplitudenspektrum des Sensormittels und das der vier einrahmenden Teilfelder. In (b) das Amplitudenspektrum eines Sensors mit überlagerter Zeitkonstante und des Sensormittels mit überlagerter Zeitkonstante.

Die bisherigen Ergebnisse zur räumlichen Dämpfung können sowohl auf die installierte Anlagenleistung als auch auf die räumliche Ausdehnung bezogen werden. Mit Hilfe des Frequenzspektrums kann die wesentliche Fragestellung nach der maßgeblichen der beiden Größen beantwortet werden. Abbildung 7.8 (a) zeigt den Verlauf der Einstrahlungsleistung (blau) und der DC-Leistung der gesamten Anlagen (hellblau). Betrachtet man den Verlauf der normierten Leistung der gesamten Anlage und den Verlauf (rot) der normierten Leistung an den vier begrenzenden Anlagenteilen (1-6-7-11) fällt eine sehr gute Übereinstimmung beider auf. Nur bei hohen Frequenzen treten geringe Abweichungen auf. Dies lässt den Rückschluss zu, dass in erster Linie die räumliche Ausdehnung und weniger die installierte Leistung maßgeblich für die Dämpfung ist.

Eine weitere Bestätigung des Ansatzes zeigt sich beim Vergleich des Amplitudenspektrums der Globalstrahlung eines Sensors (blau) und des Verlaufs des Mittelwerts aus vier Sensoren (grün). Die vier betrachteten Sensoren befinden sich an der Anlage Rothenburg an den vier begrenzenden Anlagenteilen (1-6-7-11) aus Abbildung 7.4. Für langsame Änderungen stimmt der Verlauf ebenfalls sehr gut mit dem Verlauf der DC-Ausgangsleistung überein, erst ab einer Periodendauer von 600 s (10 Minuten) nähert sich der Verlauf wieder dem Verlauf eines einzelnen Globalstrahlungssensors (blau) an.

Abbildung 7.8 (b) zeigt, dass sich die Nachbildung mit einem Sensor und der für Juni optimierten Zeitkonstante von 75 s (rot) ab einer Periodendauer von 800 s gut an den Verlauf der DC Ausgangsleistung (hellblau) anpasst. Für langsamere Schwankungen folgt die Simulation allerdings dem Verlauf eines Sensors (dunkelblau). Hingegen folgt die Nachbildung mit Sensormittel und einer verminderten Zeitkonstante von 15 s (grün) dem Verlauf der Ausgangsleistung über das gesamte Frequenzspektrum. Langsame Schwankungen werden durch das Sensormittel erfasst, und im Bereich von 1 Minute bis zu 10 Minuten ergibt sich durch das zusätzliche PT1-Glied eine Verbesserung. Bei Periodendauer kleiner als 10 s treten bei beiden Varianten Abweichungen auf. Hier sei erwähnt, dass bei der logarithmischen Skala die sehr kleinen Amplituden stark betont werden. Aus den Untersuchungen ist abzuleiten, dass gerade für große Anlagengrößen eine Simulation, die eine Kombination aus Sensormittel und einer überlagerten Zeitkonstante verwendet, zielführend ist.

7.3. Bestimmung der flächenabhängigen Zeitkonstanten

Nachdem im vorhergehenden Kapitel dargelegt wurde, dass die Glättung in erster Linie von der räumlichen Ausdehnung abhängt, sollen im Folgenden die Zeitkonstanten

7. Modellierung der räumlichen Glättung der Globalstrahlung

für verschiedene räumliche Ausdehnungen ermittelt werden. Die analysierte Anlage in Rothenburg ist zwar eine der derzeit größten PV-Anlagen in Deutschland, die Ausdehnung reicht aber für die angestrebte Simulation eines Mittelspannungsnetzes nicht aus. Zur Bestimmung der Zeitkonstanten für größere Ausdehnungen wird daher auf Messdaten des Leibniz Institute for Tropospheric Research (TROPOS) zurückgegriffen. Im Rahmen des HD(CP)²/HOPE-Projektes wurde in Jülich in den Monaten April und Mai 2013 die Globalstrahlung mit 99 Si-Pyranometern auf einer Fläche von ca. 35 km² sekundengenau aufgezeichnet. Abbildung 7.9 zeigt einen Kartenausschnitt des Messgebietes [HDCP].

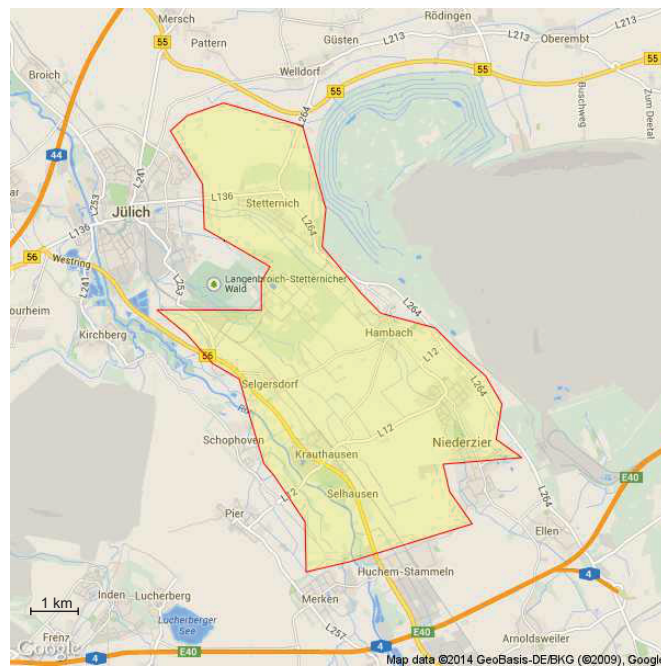


Abbildung 7.9.: Projektgebiet der HD(CP)²/HOPE Messkampagne in Jülich.

Im Rahmen des Projektes sind keine hoch aufgelösten PV-Leistungsdaten als Referenz zur Bestimmung der Zeitkonstanten vorhanden. Die Erkenntnisse aus dem vorhergehenden Kapitel zeigen aber auch, dass der Verlauf des Sensormittels für langsame Änderungen sehr gut mit dem Verlauf der PV-Leistung übereinstimmt (vgl. Abbildung 7.8). Ab einer Periodendauer von 10 Minuten nähert sich der Verlauf zwar wieder dem Verlauf eines Globalstrahlungssensors an, in diesem Bereich treten allerdings nur noch sehr geringe Amplituden auf und die Optimierung nach dem *rmse* gewichtet starke Abweichungen stärker. Zusätzlich ist bei der Jülich-Kampagne eine deutlich höhere Sensordichte als in Rothenburg gegeben, so dass das Sensormittel näher an dem

Anlagenmittel liegt. Daher wird im Folgenden zur Bestimmung der Zeitkonstante das Sensormittel herangezogen. Dieser Ansatz wird zum Vergleich auch mit den Daten der Anlage in Rothenburg getestet. Als Referenzwert dient nun nicht die Anlagenleistung, sondern das Sensormittel der vier begrenzenden Sensoren. Der Verlauf wie auch die optimale Zeitkonstante aus dem Sensormittel (77 s) zeigt eine gute Übereinstimmung mit der in Kapitel 7.2 vorgestellten Zeitkonstante der Gesamtanlage von 75 s. Auch die ermittelten Werte für Juli (93 s zu 91 s) und September (76 s zu 74 s) lassen sich gut vergleichen.

Tabelle 7.2.: Definierte Sensorcluster mit Anzahl der Sensoren, eingeschlossener Fläche in km^2 und ermittelter Zeitkonstante.

Cluster	Sensoren	Fläche [km^2]	Zeitkonstante [s]
1	4	0,12	53,88
2	7	1,65	120,79
3	10	3,56	186,27
4	14	5,84	237,58
5	17	6,45	241,91
6	27	9,37	277,33
7	33	11,86	306,32
8	42	15,57	325,55
9	54	17,03	356,46
10	60	18,80	380,48
11	70	21,67	388,41
12	78	24,28	396,13
13	85	27,57	413,51
14	94	32,57	422,80
15	99	35,79	437,06

Bei der Betrachtung eines Sensors gegenüber dem Sensormittel ist ein Referenzsensor zu bestimmen. Hierzu lassen sich verschiedene Annahmen treffen. Tatsächlich zeigt die Wahl des Referenzsensors auch einen Einfluss auf die ermittelte Zeitkonstante. Das ausgewählte Modell eines PT1-Gliedes setzt als lineares zeitinvariantes System voraus, dass die Wolkenverschattung der Eingangsgröße (Sensor) vor der Verschattung der Ausgangsgröße (PV-Anlage) geschieht. Daher liegt es zunächst nahe für die Modellierung den Sensor als Referenzsensor zu wählen, der in Wolkenzugrichtung vor allen anderen Sensoren liegt. Dieser Ansatz widerspricht aber zum einen den Überlegungen, ein einfaches, flächenabhängiges Modell zu identifizieren, denn es müsste für die Anwendung des Modells auch eine Erkennung der Wolkenzugrichtung implementiert werden. Zum ande-

7. Modellierung der räumlichen Glättung der Globalstrahlung

ren hat sich im Rahmen der Datenanalysen noch eine weitere Herausforderung gezeigt. So werden, trotz identifizierter Wolkenzugrichtung, gerade bei größeren Teilgebieten, aufgrund der Inhomogenität der Wolken nicht alle Sensoren auch linear hintereinander verschattet.

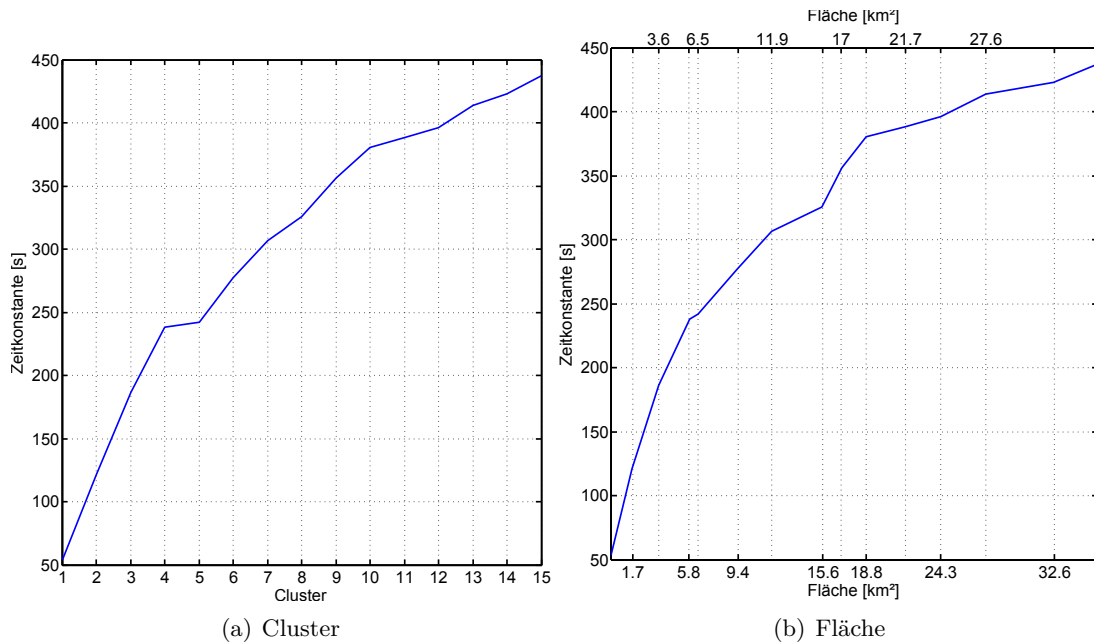


Abbildung 7.10.: Verlauf der mit $HD(CP)^2/HOPE$ -Daten ermittelten Zeitkonstante über der Sensor-Clusternummer und der eingeschlossenen Fläche der gewählten Sensoren.

In dieser Studie wird daher ein statistischer Ansatz zur Identifizierung der Flächenabhängigkeit der Zeitkonstante gewählt. Dabei wird iterativ für jeden Tag die optimale Zeitkonstante zwischen Referenzwert und Mittelwert ermittelt. Jeder einzelne Sensor dient einmal als Referenzsensor gegenüber dem Mittel aus allen betrachteten Sensoren. Der maßgebende Wert für die Identifikation der optimalen Zeitkonstante ist dabei der minimale *rmse* aus gedämpftem Referenzwert und Sensormittelwert. Die Sensoren werden in 15 Cluster mit steigender Fläche gruppiert (siehe Tabelle 7.2) und die mittlere Zeitkonstante sowie deren mittlerer *rmse* für alle Cluster und alle Tage ermittelt. Die verwendeten Monate April und Mai des Jahres 2013 in Jülich weisen alle eine wechselhafte Bewölkung auf. Einige Tage sind annähernd klar, aber klassische Clearsky-Verläufe aller Sensoren gibt es an keinem Tag.

Die ermittelte Zeitkonstante steigt wie erwartet mit steigender Clustergröße. Auch die Betrachtung über der durch die Sensoren eingeschlossenen Fläche zeigt ein Anwachsen von 74 s für etwa $0,12 \text{ km}^2$ bis 443 s für $35,79 \text{ km}^2$. Abbildung 7.10 visualisiert den Verlauf der ermittelten Zeitkonstante über der Clusternummer und der eingeschlossenen Fläche. Im Vergleich der beiden Darstellungen lässt sich die Abhängigkeit von der räumlichen Ausdehnung als maßgeblicher Faktor der Glättung demonstrieren. Die beiden Cluster 4 und 5 sind so gewählt, dass sie sich nur durch drei Sensoren auf engem Raum unterscheiden. Dies zeigt sich auch durch die kaum anwachsende Zeitkonstante.

Um die Streuung der Ergebnisse zu visualisieren, zeigt Abbildung 7.11 die Ergebnisse in einem Boxplot. Es ist zu erkennen, dass nicht nur der Mittelwert zu höheren Zeitkonstanten wandert, auch die Streuung der ermittelten Zeitkonstanten je Cluster steigt deutlich. Gerade bei den großen Clusterflächen ist die Streuung sehr groß und es treten zusätzliche viele Ausreißer auf. Dies bestätigt den in Kapitel 7.2 vorgeschlagenen Ansatz einer verteilten Simulation mit Kombination aus Sensormittel und einer überlagerten Zeitkonstante. Damit können die Clusterflächen und damit die Streuung klein gehalten werden.

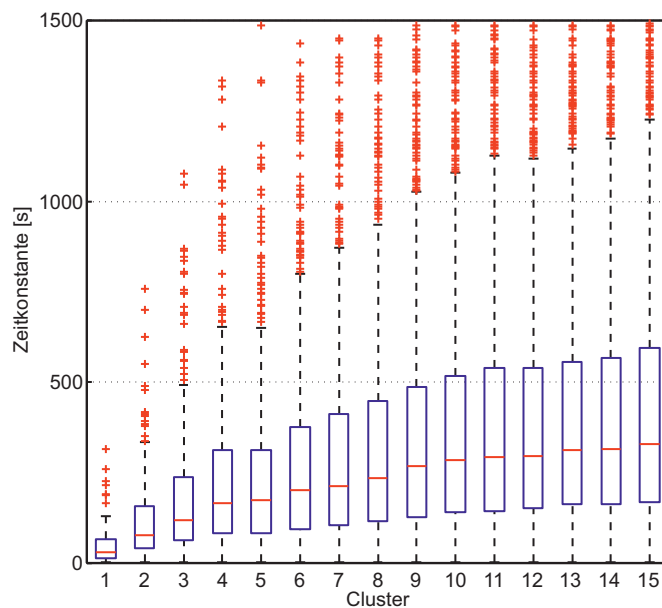


Abbildung 7.11.: Zeitkonstanten für die unterschiedlichen Sensorcluster. Der Mittelwert ist die rote Linie, 50 % aller Werte liegen in der Box, alle Zeitkonstante bis auf Ausreißer innerhalb der Antennen. Ausreißer sind Werte außerhalb der 1,5-fachen Boxlänge. Werte über 1500 s treten zwar sporadisch auf, sind aber abgeschnitten.

Zusammenfassend wurde in diesem Kapitel die räumliche Verteilung der Globalstrahlung im Untersuchungsgebiet analysiert. Die Auswirkung dieser Mittelung auf PV Anlagen wurden anhand der 20 MW-Anlage in Rothenburg untersucht und damit ein Modell eingeführt, das die räumliche Dämpfung angibt. Abschließend wurde diese Zeitkonstante in Abhängigkeit von der Größe der betrachteten Fläche bestimmt. Mit diesem Modell und den Parametern erfolgt im nächsten Kapitel die Simulation der Einspeiseleistung einer verteilten PV-Flotte.

8. Modellierung und Validierung der aktuellen PV-Einspeisung in einem Mittelspannungsnetz

In Kapitel 5 wurde bereits ein Ansatz zur Simulation der PV-Leistung einer verteilten Anlagenflotte vorgestellt. Die Zielsetzung war hier jedoch, statisch einen oberen Grenzwert für die maximale PV-Einspeisung zur Planung von Verteilnetzen zu ermitteln. Die Anforderung an das dynamische Modell ist hingegen, die tatsächlich produzierte PV-Leistung im laufenden Betrieb möglichst genau abzubilden. Dafür werden die Anpassungen des Ansatzes in Kapitel 8.1 und 8.2 vorgestellt. Die Validierung erfolgt in Abschnitt 8.3, dabei liegt in den Kapiteln 8.4 und 8.5 der Fokus auf verschiedenen räumlichen und zeitlichen Ausdehnungen sowie auf den nachgebildeten Rampensteigungen. Ergänzend zu den Betrachtungen erfolgt in Abschnitt 8.6 in einem weiteren Ansatz die Simulation der PV-Leistung anhand von Satellitendaten.

8.1. Nutzung des PV-Simulationsmodells für dynamische Anforderungen

Zur Simulation der aktuellen Einspeiseleistung der verteilten PV-Flotte werden Messwerte für Temperatur und Globalstrahlung aus dem Untersuchungsgebiet verwendet. Für beide Datensätze wird dabei zunächst auf die am Schalthaus Osterhofen angebrachten Sensoren zurückgegriffen. Die Zerlegung der gemessenen horizontalen Strahlung in ihren Diffus- und Direktstrahlungsteil erfolgt nach [Ska-87]. Damit kann die Umrechnung auf die geneigte Fläche wie bisher nach dem Modell nach [Per-87] erfolgen.

Die Ausrichtung der Anlagen wird von den optimalen Parametern auf möglichst reale Parameter des Untersuchungsgebiets angepasst. Allerdings liegen keine Informationen über die Ausrichtungen und Neigungen der Anlagen vor. Daher wurde die Ausrichtung von möglichst vielen Anlagen im Untersuchungsgebiet anhand von Luftbildern ermittelt. Eine Herausforderung dabei stellt die Zuordnung der Adresse der Abrechnungsstelle aus

der Datenbank des Netzbetreibers zu dem exakten Standort der Anlage dar. Der Standort liegt auf dieser Basis zwar meist in der Nähe der Anlage, trifft jedoch nicht genau das Modulfeld. Mithilfe der installierten Leistung können jedoch viele Anlagen exakt bestimmt werden. Insgesamt wurde so die Ausrichtung von 165 PV-Anlagen mit einer Leistung von 6,8 MW verteilt über das gesamte Untersuchungsgebiet bestimmt. Von diesen Anlagen befindet sich nur eine Leistung von 6,4 % unterhalb einer Abweichung von 10° aus Süd. Daher erfolgt die Simulation für jeweils die Hälfte der Anlagen mit dem Mittelwert der östlichen und westlichen Azimutwinkel anhand der Luftbilder. Tabelle 8.1 gibt einen Überblick über die Abweichungen. Die Neigungswinkel der Anlagen sind nicht bekannt und werden daher mit 30° angesetzt.

Tabelle 8.1.: Ausrichtung der Anlagen im Untersuchungsgebiet.

Ausrichtung	Azimutwinkel von Süden
Ost	37,1°
West	-33,2°

Mit diesen Modellparametern und der im Gebiet installierten PV-Leistung kann nun die aktuelle PV Einspeisung ermittelt werden. Abbildung 8.1 zeigt die simulierte Einspeiseleistung P_{PVsim} und den gemessenen Lastfluss über das Umspannwerk P_{real} an einem klaren Tag. Bis etwa 8:00 Uhr bezieht das Gebiet Energie aus der 110 kV-Ebene, von da an wird bis um etwa 18:30 Uhr Energie zurückgespeist. Die momentane Verbrauchslast im Netzgebiet kann durch Subtraktion der simulierten PV Leistung P_{PVsim} von dem gemessenen Lastfluss P_{real} errechnet werden.

$$P_{last(clearsky)} = P_{real} - P_{PVsim} \quad (8.1)$$

Der Verlauf dieses errechneten Lastprofils mit einem Maximum um die Mittagszeit stimmt qualitativ mit dem erwarteten Verlauf nach üblichen Standardlastprofilen überein. Eine quantitative Bestimmung der Verbrauchslast über die Standardlastprofile ist nicht möglich. Der kumulierte Verbrauch des Untersuchungsgebiets mit einer Spitzenlast von ca. 12 MW zeigt eine zu starke Abhängigkeit von Großverbrauchern. Daher dient die an klaren Tagen ermittelte Verbrauchslast $P_{last(clearsky)}$ im Folgenden zum einen als Referenzlast, um die Güte der Simulation an wechselhaften Tagen zu ermitteln, zum anderen kann durch Subtraktion der Referenzlast von der simulierten PV-Leistung an jedem beliebigen Tag auf den Lastfluss über den Transformator rückgeschlossen werden. In der Messperiode im Sommer 2012 konnten sieben nahezu klare Tage erfasst werden,

die sich zur Ermittlung des Referenzlastprofils eignen. An diesen Tagen liefert ein Vergleich der ermittelten Werktag-Referenzlastprofile untereinander einen $rmse$ bezogen auf die Maximallast von 10 MW (siehe Formel 8.5) kleiner als 5 % und eine mittlere Abweichung (mae) kleiner 380 kW.

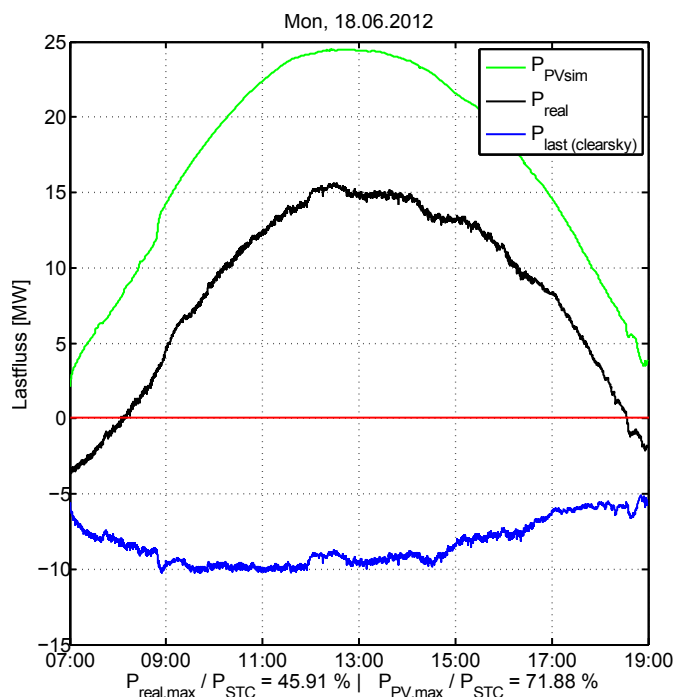


Abbildung 8.1.: Simulierte Einspeisung (grün), gemessener Lastfluss (schwarz) und Referenzlast (blau) für den 18. Juni 2012. Unter der Grafik das Verhältnis aus dem gemessenen Maximum der rückgespeisten Leistung $P_{real,max}$ zur installierten PV-Leistung P_{STC} , sowie das Verhältnis aus dem Maximum der simulierten PV-Leistung $P_{PV,max}$ und der installierten PV-Leistung P_{STC} . Der Unterschied beider Verhältnisse beruht auf dem Verbrauch im Netzgebiet.

Um dem unterschiedlichen Lastfluss im Gebiet an verschiedenen Wochentagen Rechnung zu tragen, wurden unterschiedliche Referenzlasten gebildet. Durch den Vergleich der ermittelten Lastkurven hat es sich als sinnvoll herausgestellt, eine Referenzlast für Werktage und Wochentage zu generieren. Diese Aufteilung ist im Voraus zu erwarten, da diese Unterscheidung auch bei den Standardlastprofilen vorgenommen wird. Abbildung 8.2 zeigt die errechneten RLP für einen Wochentag (Montag den 18. Juni 2012) und einen Samstag (16. Juni 2012). Die beiden Lasten unterscheiden sich in der Höhe der Last vormittags und in den Mittagsstunden. Dies lässt sich in Analogie zu den Standardlastprofilen mit den höheren Gewerbelasten werktags begründen. Die Angleichung

am Nachmittag ist mit der Lastabsenkung nach Feierabend zu begründen. Am Samstag ist außerdem die Abendspitze der privaten Haushalte deutlicher ausgeprägt.

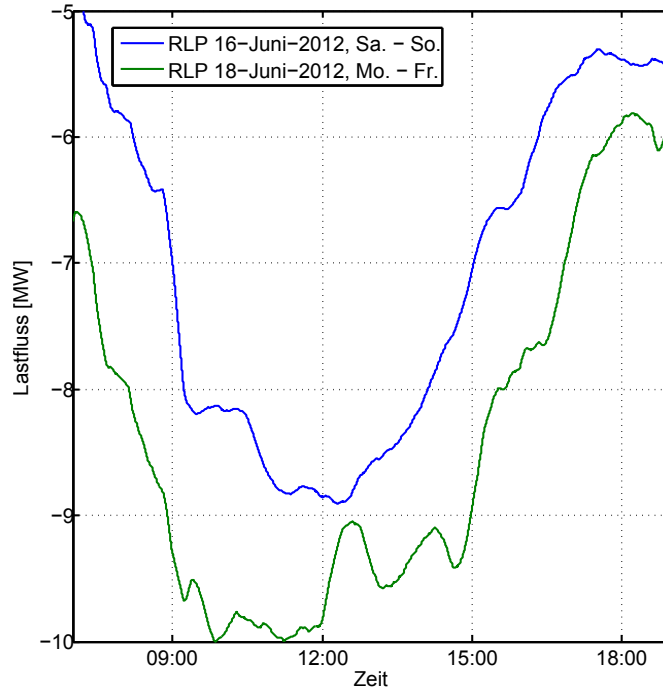


Abbildung 8.2.: Ermittelte Referenzlastprofile des gesamten Netzgebietes für Wochentage und Wochenende.

Um Unterschiede der räumlich verteilten Simulation an Tagen mit wechselhafter Bewölkung gegenüber der Simulation eines einzelnen PV-Systems zu veranschaulichen, zeigt Abbildung 8.3 das Simulationsergebnis für das gesamte Gebiet auf Basis nur eines Messensors. Die Genauigkeit der Simulation des Lastflusses am Transformator wird durch die Übereinstimmung des auf Basis der Simulationsergebnisse errechneten (orange) und des gemessenen (schwarz) Lastflusses am Umspannwerk veranschaulicht. Es zeigt sich im Bereich zwischen 12:00 Uhr und 16:00 Uhr, dass die Verläufe bei klaren Wetterverhältnissen sehr gut übereinstimmen. Bei fluktuierender Bewölkung weichen wie erwähnt die beiden Verläufe stark voneinander ab. Das simulierte Ergebnis zeigt eine starke Variabilität der errechneten PV-Leistung.

Hier lässt sich die schon in Kapitel 6 diskutierte räumliche Glättung beobachten. Die Simulation gibt den Verlauf der an einem Punkt gemessenen Globalstrahlung wieder. Somit repräsentiert die errechnete PV-Leistung den Verlauf einer einzelnen PV-Anlage skaliert mit der gesamt installierten Leistung und ist damit nicht zur Simulation der

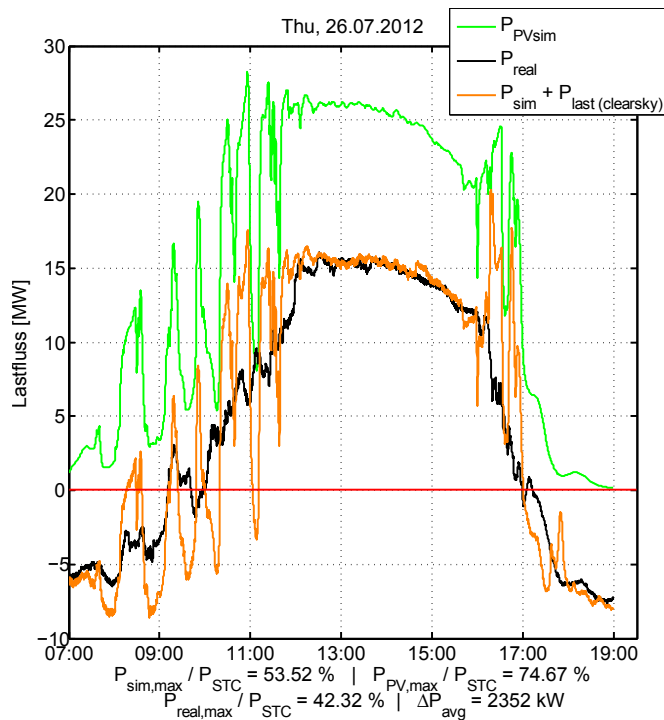


Abbildung 8.3.: Simulierte Einspeisung (grün), gemessener (schwarz) und errechneter Lastfluss (orange) für den 26. Juli 2012. Beide Werte weichen bei starken Einstrahlungsfuktuationen deutlich voneinander ab. Unter der Grafik das Verhältnis des Maximum des errechneten Lastfluss über den Transformator, sowie die mittlere absolute Abweichung von errechneten und gemessenen Lastfluss.

Leistung einer verteilten Anlagenflotte anwendbar. Der folgende Absatz beschäftigt sich daher mit der Implementierung des Modells zur räumlichen Glättung aus Kapitel 7, um diese Abweichung zu korrigieren.

8.2. Implementierung der räumlichen Dämpfung in das Modell

Um die Dämpfung für die räumliche Ausdehnung des untersuchten Gebiets abzubilden wird eine Kombination aus mehreren Messpunkten und einer überlagerten Zeitkonstante angestrebt. Es erfolgt eine Unterteilung des Mittelspannungsnetzes in zehn Untergebiete mit einer Fläche von je ca. 10 km^2 um jeden Messsensor, von denen jedes separat simuliert wird. Wie im Kapitel 7.2 bildet das wirkungsgradbasierte Modell die proportionale Verstärkung (K_p) des PT1-Elements. Die verwendete Zeitkonstante (T_{PT1}) hängt von der Ausdehnung des jeweiligen Untergebiete ab, und wird aus Kapitel 7.3 übernommen.

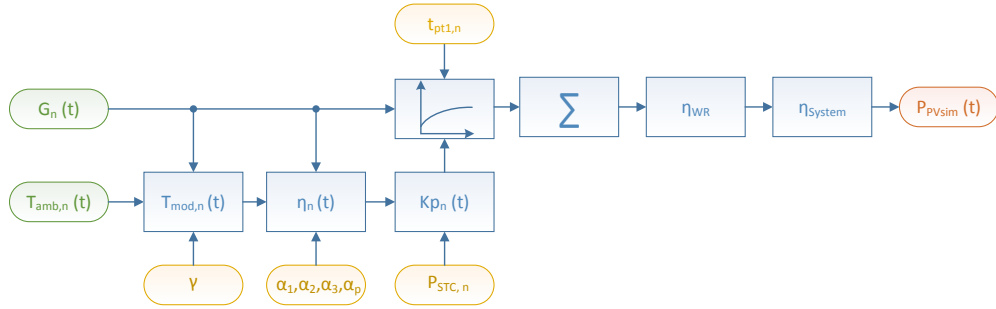


Abbildung 8.4.: Schema des Simulationsprozesses.

Abbildung 8.4 verdeutlicht das Schema des Simulationsprozesses, die zugrunde liegenden Gleichungen sind analog zu Kapitel 7.2 Kapitel 5.3. Zunächst wird für jedes Teilgebiet die horizontale Globalstrahlung G_n auf Basis des Modells, das von Perez et al. in [Per-87] präsentiert wird, auf die geneigte Modulebene nach Tabelle 8.1 umgerechnet. Mit dieser Einstrahlung kann die gemessene Umgebungstemperatur in Abhängigkeit des modulspezifischen Parameters γ in die Modultemperatur T_{mod} umgerechnet werden. Im nächsten Schritt wird der Modulwirkungsgrad η berechnet. Die Parameter α_{1-3} bestimmen das Teillastverhalten der Module bei einer Modultemperatur von 25 °C. Der Temperaturkoeffizienten α_p beschreibt das Verhalten der PV-Module bei der Modultemperatur T_{mod} . Für die Simulation werden die in Kapitel 5.2 identifizierten, gewichteten Mittelwerte der Parameter verwendet, die den Modulmarkt repräsentieren.

Das PT1-Element wird nach Kapitel 7.2 durch einen Proportionalitätsfaktor Kp,n und eine Zeitkonstante $T_{PT1,n}$ beschrieben. Der Modulwirkungsgrad η_n ergibt zusammen mit der installierten PV-Leistung $P_{STC,n}$ den Proportionalitätsfaktor.

$$K_{p,n} = \eta_n * P_{STC,n} \quad (8.2)$$

Die Differenzengleichung für jedes Teilgebiet lautet damit:

$$P_{DC,n}(t) = T_{PT1,n} * (K_{p,n} * G_n(t) + P_{DC,n}(t-1)) + P_{DC,n}(t-1) \quad (8.3)$$

Die Ausgangsgröße des Modells ist die DC-Leistung der einzelnen Untergebiete ($n=1..10$) die zur Leistung der gesamten PV-Flotte aufsummiert wird.

$$P_{DC,sim}(t) = \sum_{n=1}^{10} P_{DC,n}(t) \quad (8.4)$$

Diese Gesamt DC-Leistung wird wie in Kapitel 5.4 mit Hilfe des von Schmidt und Sauer in [Sch-96] vorgestellten Modells in AC-Leistung umgerechnet. Zusätzlich werden typische Systemverluste von 9,5 % berücksichtigt [Lor-10].

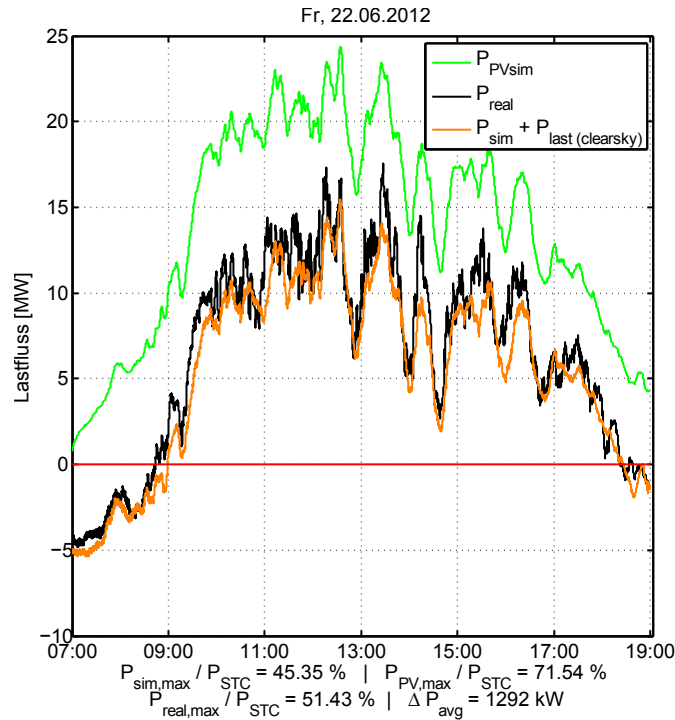


Abbildung 8.5.: Simulierte Einspeisung (grün), gemessener (schwarz) und errechneter Lastfluss (orange) für den 26. Juni 2012. Berechnungsbasis sind dabei 10 Sensoren mit überlagertem PT1-Glied für das gesamte Untersuchungsgebiet.

Abbildung 8.5 stellt beispielhaft einen Tag mit stark fluktuierender Bewölkung, simuliert nach dem obigen Schema, und einer guten Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung dar. Das Verhältnis aus dem Maximum der simulierten PV-Leistung $P_{PVsim,max}$ und der installierten PV-Leistung P_{STC} , beträgt 74,6 %. Die vorgestellte Simulation mit 10 verteilten Messpunkten und zusätzlich überlagerter Zeitkonstante zeigt somit gute Ergebnisse. Es repräsentiert die räumliche Glättung der Einspeisleistung, da bei Simulation mit nur einem Sensor und überlagerter Zeitkonstante der wechselhafte Verlauf der Leistung nicht dargestellt werden kann und das Verhältnis $P_{PVsim,max} / P_{STC}$ 94,6 % beträgt.

8.3. Validierung der Simulationsgüte

Für eine Analyse der Simulationsgenauigkeit auf Basis von 3-Sekundendaten wurden Tage aus dem Sommer 2012 mit verschiedenen Wettersituationen, vorrangig aber Tage mit wechselhafter Bewölkung, betrachtet. Die Verläufe der einzelnen Tage sind Anhang C zu entnehmen. Das mittlere Fehlerquadrat (root mean square error *rmse*)

$$rmse = \sqrt{\frac{1/N \sum_{i=1}^N (P_{real} - (P_{PVsim} + P_{last(clearsky)}))^2}{P_{STC}^2}} \quad (8.5)$$

aus Lastfluss an einem klaren Tag über den Umspanner (P_{real}) und simuliertem Lastfluss über den Umspanner ($P_{PVsim} + P_{last(clearsky)}$) über alle N Messwerte wird auf eine installierte Gesamtleistung (P_{STC}) von 33,6 MW normiert. Der durchschnittliche *rmse* für 20 Tage beläuft sich auf 2,37% und die durchschnittliche mittlere Abweichung *mae* auf 1,23 MW.

$$mae = 1/N \sum_{i=1}^N |P_{real} - (P_{PVsim} + P_{last(clearsky)})| \quad (8.6)$$

In Tabelle 8.2 werden der *rmse* und der *mae* für diese Tage gezeigt, generell lässt sich eine hohe Genauigkeit der Simulation feststellen.

Einführend wurde bereits der starke Einfluss von Großabnehmern auf den Lastfluss im Mittelspannungsnetz erwähnt. Für die Simulation kommt noch eine weitere Unsicherheit durch Schaltvorgänge hinzu. Durch die hohe PV-Durchdringung im Projektgebiet finden dort verstärkt Schalthandlungen aufgrund von Bau- und Wartungsmaßnahmen im Netz statt. Zusätzlich müssen gerade an Tagen mit hoher PV-Einspeisung Netzbereiche umgeschaltet werden, um Überlastungen vorzubeugen. Dies ist die ursächliche Motivation für diese Simulationsmethode. An diesen Tagen treten deutliche Abweichungen in der Simulation auf. Auf Basis der Netzzustandspläne konnten die meisten Schaltmaßnahmen identifiziert werden. Eine Korrektur ist allerdings nicht möglich, da über die benachbarten Netzgebiete keine Daten vorliegen.

Eine weitere Möglichkeit zur Überprüfung der Simulationsgüte ist ein Vergleich mit der, im Rahmen des Projektes durch die Smart Meter erfassten, PV-Einspeiseleistung privater Haushalte (siehe Kapitel 3). Die gemessene Einspeiseleistung jeder Anlage wird dabei auf die jeweilige Anlagengröße normiert und schließlich mit der gesamt installierten PV-Leistung im Gebiet skaliert. Diese Methode bietet sich besonders zur Validierung von Tagen an, an denen Abweichungen in der Simulation durch Schalthandlungen

Tabelle 8.2.: Fehler des errechneten Lastfluss des Mittelspannungsnetz mit 10 Sensoren auf Basis von 3-Sekundenwerten an wechselhaften Tagen im Sommer 2012. Die installierte PV Leistung beträgt 33,6 MW. Die markierten Tage werden in Abschnitt 8.4 genauer betrachtet.

Datum (2012)	rmse[%]	mae [MW]
01 Juni*	4,01	1,21
02 Juni	2,97	0,86
03 Juni*	2,66	0,79
04 Juni	3,34	1,12
05 Juni	3,33	0,99
07 Juni	6,39	2,04
09 Juni	3,03	0,95
11 Juni*	3,40	0,92
13 Juni	3,51	1,07
15 Juni*	2,24	0,66
19 Juni*	2,36	0,75
20 Juni*	3,05	0,86
21 Juni*	4,00	1,15
22 Juni*	3,63	1,07
25 Juni*	5,25	1,47
26 Juni*	3,52	0,10
28 Juni	2,72	0,77
01 Juli	2,89	0,87
04 Juli	3,51	0,95
21 Aug	1,63	0,44
Mittelwert	2,37	1,23

auftraten. Der Vergleich mit den Zählerdaten erfolgt an 10 Tagen im Sommer 2012, dabei wurden zum Vergleich auch Tage mit konsistentem Netzzustand (01.Juni, 11.Juni, 01.Juli) ausgewählt. Zusätzlich war eine möglichst hohe Verfügbarkeit der Zählerdaten wichtig. Damit stehen je nach Tag Daten von 150-200 Zählern zur Verfügung. Durch diese Vielzahl an Anlagen wird von einer typischen Verteilung von Anlagenausrichtung und Performance ausgegangen. Der Vergleich zeigt eine gute Übereinstimmung zwischen simulierter PV-Leistung und den extrapolierten Zählerdaten. Abbildung 8.6 zeigt exemplarisch den 18.August 2012. Der *rmse* aus beiden Werten liegt bei 4,35 %, die mittlere absolute Abweichung liegt bei 1,05 MW (siehe Tabelle 8.3). Dies bestätigt auch, dass die erwähnten Abweichungen keine Simulationsfehler zeigen, sondern auf einen veränderten Netzzustand zurückzuführen sind.

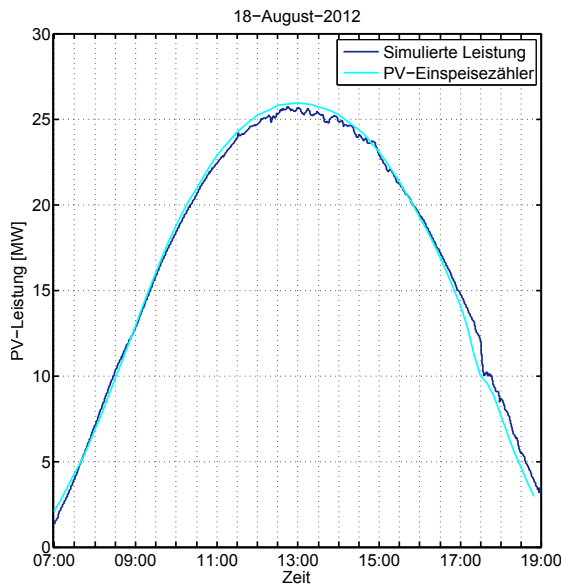


Abbildung 8.6.: Vergleich der PV-Simulation mit den Messdaten der PV-Einspeisezähler.

Tabelle 8.3.: Fehler der PV-Simulation im Vergleich zu den Werten PV-Einspeisezähler.

Datum 2012	rmse[%]	mae[MW]
01. Juni	5,08	1,14
11. Juni	6,92	1,67
16. Juni	2,71	0,79
23. Juni	6,80	1,59
30. Juni	9,12	2,22
01. Juli	3,56	0,82
24. Juli	3,38	0,60
01. Aug	1,85	0,53
14. Aug	2,79	0,75
18. Aug	1,30	0,36
Mittelwert	4,35	1,05

8.4. Variation der räumlichen und zeitlichen Auflösung

Die Variation der räumlichen und zeitlichen Auflösung der Simulation und ihr Einfluss auf die Genauigkeit sind von Interesse, um die Simulation an die Anforderungen der Netzbetriebsführung anzupassen. Zunächst werden im Folgenden die Auswirkungen der Anzahl an Globalstrahlungsmesspunkten im Untersuchungsgebiet analysiert. Zu diesem Zweck wurde die Anzahl der installierten Messpunkte von eins bis zehn, wie in Abbildung 8.7 dargestellt, variiert. Im ersten Schritt werden alle zehn Untergebiete separat simuliert. Dann werden die Untergebiete nach und nach in verschiedenen Kombinationen zusammengefasst. Neue Zeitkonstanten entstehen. Im letzten Simulationsschritt wird das gesamte Gebiet mit nur einem Messsensor simuliert.

Da die Simulationen für die verschiedenen Kombinationen einen hohen Rechenaufwand verursachen, wurden für die Untersuchung neun Tage mit fluktuierender Bewölkung aus Tabelle 8.2 ausgewählt. Diese Tage zeichnen sich dadurch aus, dass eine starke Variabilität der Globalstrahlung auftritt und die Globalstrahlungssumme über den ganzen Tag hoch ist. Damit werden die kritischen Tage mit hoher PV-Einspeisung und zugleich schwankender Erzeugungsleistung adressiert. Abbildung 8.8 zeigt den *rmse* der verschiedenen Tage und den Verlauf des Mittelwertes. Der Fehler nimmt mit zu-

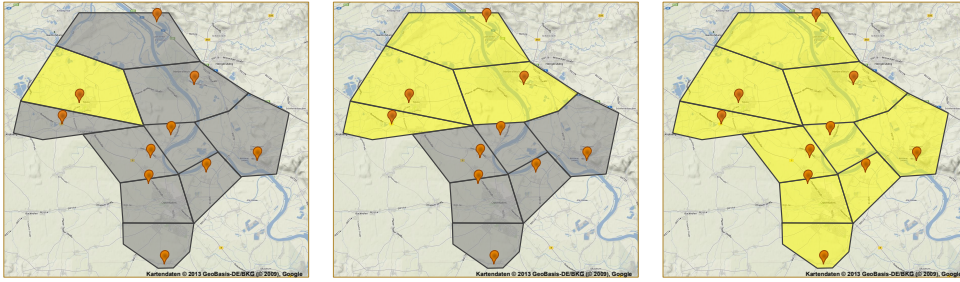


Abbildung 8.7.: Die Untergebiete werden nach und nach zusammengefasst bis das gesamte Gebiet mit nur einem Sensor simuliert wird.

nehmender Anzahl an Messstationen deutlich ab. Dabei sinkt der Mittelwert zunächst stark von fast 12 % auf ca. 6 % bei vier Messpunkten ab. Mit zehn Messpunkten liegt der Simulationsfehler dann bei 3 %. Auch die Streuung des Fehlers nimmt deutlich ab.

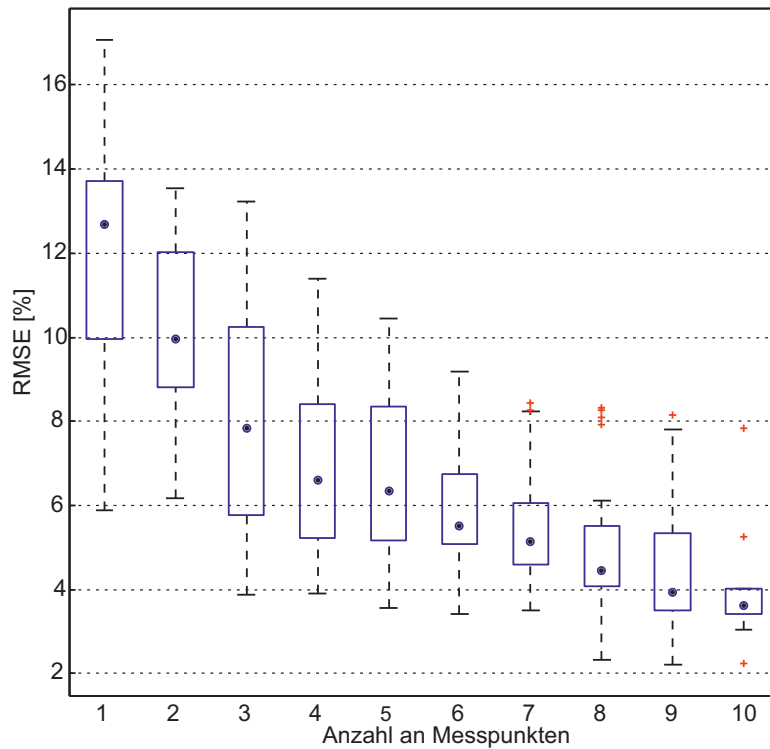


Abbildung 8.8.: Simulationsfehler auf Basis von 3-Sekundenwerten für 9 Tage bei einer variierenden Anzahl an Messpunkten im Untersuchungsgebiet als Boxplot. 50 % aller Werte liegen in der Box, alle Werte bis auf Ausreißer innerhalb der Antennen. Ausreißer sind Werte außerhalb der 1,5-fachen Boxlänge.

Die Analyse wird um den *bias* erweitert um systematische Abweichungen des Simulationsergebnisses zu untersuchen.

$$bias = 1/N \sum_{i=1}^N (P_{real} - (P_{PVsim} + P_{last(clearsky)})) \quad (8.7)$$

Der wesentliche Unterschied zum *rmse* ist, dass sich ohne die Quadrierung positive und negative Abweichungen aufheben, und so nur der Offset der Simulation ausgegeben wird. Zusätzlich fällt die Normierung weg und es werden absolute Werte errechnet. Er liegt für zehn Sensoren mit -0,12 MW leicht im Negativen.

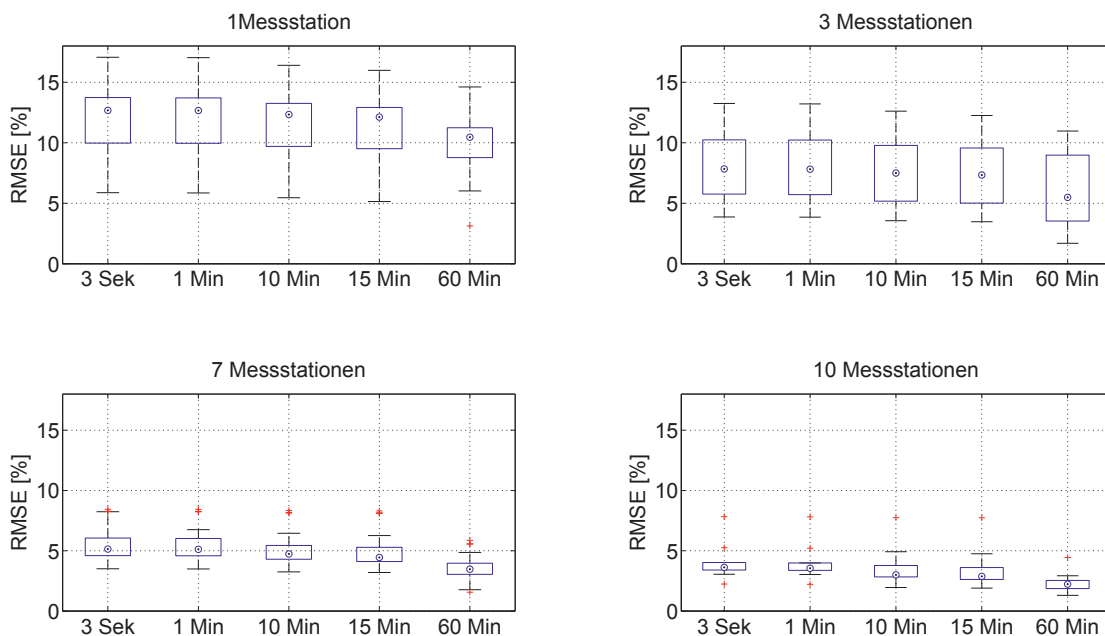


Abbildung 8.9.: Zeitliche Abhängigkeit des Simulationsfehlers für 1, 3, 7 und alle Messstationen.

Auch der Einfluss der zeitlichen Auflösung ist von Interesse, da eine Umsetzung im Sekundenbereich einen hohen Aufwand bei der Übertragung sowie Verarbeitung der Daten mit sich bringt, und zudem nicht den in der Energietechnik üblichen Zeitskalen entspricht. So sind für die meisten Grenzwerte der DIN-EN-50160 10-Minutenmittel ausschlaggebend, für den Stromhandel sind 15-Minutenmittel oder auch Stundenmittel übliche Zeitskalen. Im Folgenden wird daher der Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Simulationsgenauigkeit detaillierter beleuchtet. Dazu wird die Auflösung von den

ursprünglichen 3 Sekunden auf Mittelwerte über eine Minute, zehn Minuten, 15 Minuten und eine Stunde reduziert.

Für die Auswertung wurden wieder die neun Tage mit fluktuierender Bewölkung im Sommer 2012 gewählt. Abbildung 8.9 zeigt den Verlauf des mittleren $rmse$ für verschiedene Zeitskalen und verschiedene Anzahl von Messpunkten. Dabei ändert sich der Fehler von 3 Sekunden auf 60 Sekunden kaum, zum 10 bzw. 15 Minutenintervall ist eine kleine Verbesserung zu sehen. Bei Stundenmittelwerten geht der $rmse$ um etwa ein Viertel zurück.

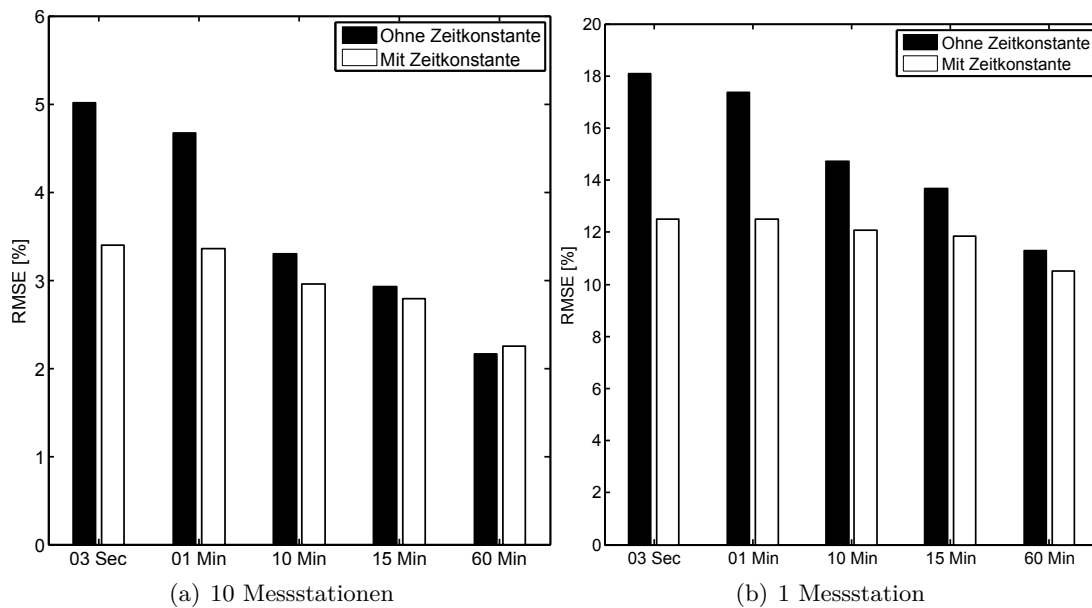


Abbildung 8.10.: Der $rmse$ der Simulation mit und ohne überlagerte Zeitkonstante, für 10 (a) und eine Messstationen (b).

Vor dem Hintergrund der verschiedenen zeitlichen Auflösungen stellt sich die Frage nach dem Einfluss der Zeitkonstanten auf den Simulationsfehler bei verschiedenen Zeitauflösungen. Aufgrund der Größe der Zeitkonstanten bei der Simulation mit 10 Sensoren von je nach Teilgebiet etwa 240 s bis 350 s ist ein starker Einfluss bei Sekunden und Minutenwerten zu erwarten. Bei zeitlichen Auflösungen im Bereich von mehreren Minuten ist nach Abbildung 7.8 ein deutlich geringerer Einfluss zu erwarten, so dass diese bei der Simulation gegebenenfalls nicht berücksichtigt werden müssen.

Eine Untersuchung an den ausgewählten Tagen bestätigt diese Annahmen. Abbildung 8.10 (a) zeigt den mittleren $rmse$ der Simulation mit und ohne Zeitkonstante. Gerade bei hohen Auflösungen verbessert sich der $rmse$ der Simulation deutlich. Auch

bei 10-Minutenwerten ist noch eine Verbesserung zu erkennen. Im Bereich von einer Stunde ist, wie erwartet nur ein sehr geringer Einfluss auf den Fehler zu erkennen. Bei Simulation mit nur einer Messstation (Abbildung 8.10 (b)) ist aufgrund der Zeitkonstante über zehn Minuten eine deutliche Verbesserung bis hin zu 15-Minutenwerten zu sehen. Selbst bei Stundenwerten gibt es noch einen leicht positiven Einfluss.

8.5. Auswertung der Rampensteigungen

Da die mittlere Abweichung und der *rmse* keine Aussage zur Form der simulierten und gemessenen Verläufe enthält, werden für die neun exemplarischen Tage im Folgenden zusätzlich die Leistungsrampen analysiert. In dieser Arbeit wird unter Leistungsrampe die Dauer und Höhe der Wirkleistungsänderung verstanden. Hierzu werden alle lokalen Extremwerte der durch das vorgestellte Modell errechneten PV-Leistung gesucht und diese zwischen den lokalen Extremwerten aufgetragen. Eine Simulation mit nur einem Sensor (Abbildung 8.11 a) an einem beispielhaften Tag zeigt, wie aufgrund der Zeitverläufe erwartet, deutlich höhere Rampen als die Simulation mit dem vorgestellten Modell (Abbildung 8.11 b).

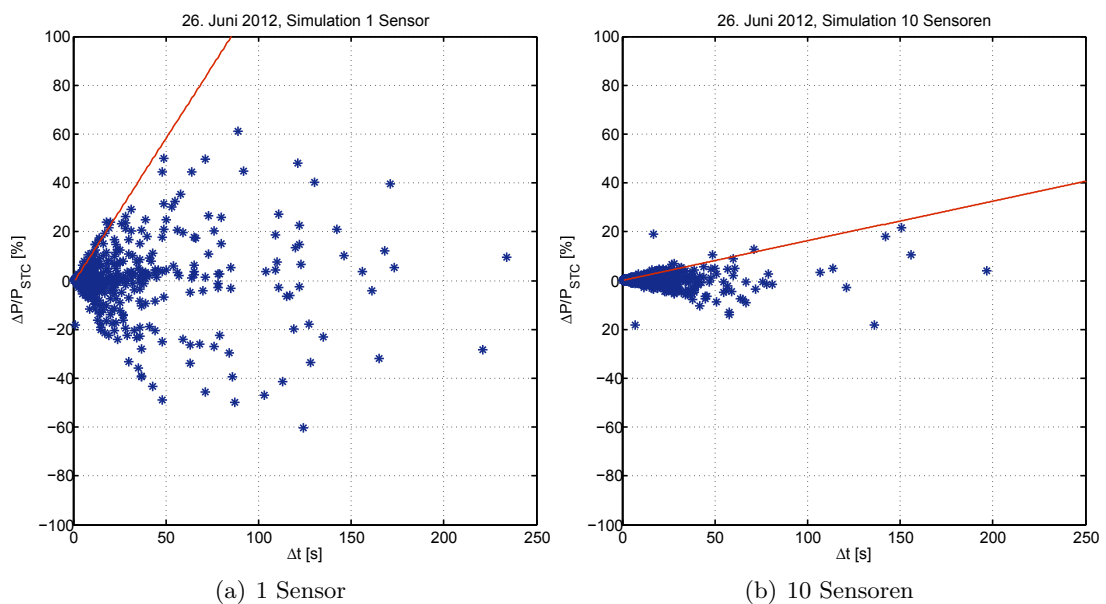


Abbildung 8.11.: Vergleich der Leistungsrampen der simulierten Einspeiseleistung mit einem (a) und zehn (b) Messpunkten.

Mit einem Sensor ergibt sich für den 26. Juni 2012 ein maximales $\Delta P/P_{inst}$ von 51,9 % in 50 Sekunden. Dabei liegen 99 % aller positiven Rampen der Simulation unter einer Geraden mit einer Steigung von 1,2 % $\Delta P/P_{inst}$ pro Sekunde. Der Verlauf der simulierten Leistung auf Basis aller zehn Sensoren zeigt ein maximales $\Delta P/P_{inst}$ von nur 23,98 % in 50 Sekunden. Die begrenzende Gerade des 99 % Quantils hat eine Steigung von 0,22 % pro Sekunde. Der Effekt der räumlichen Glättung ist deutlich erkennbar.

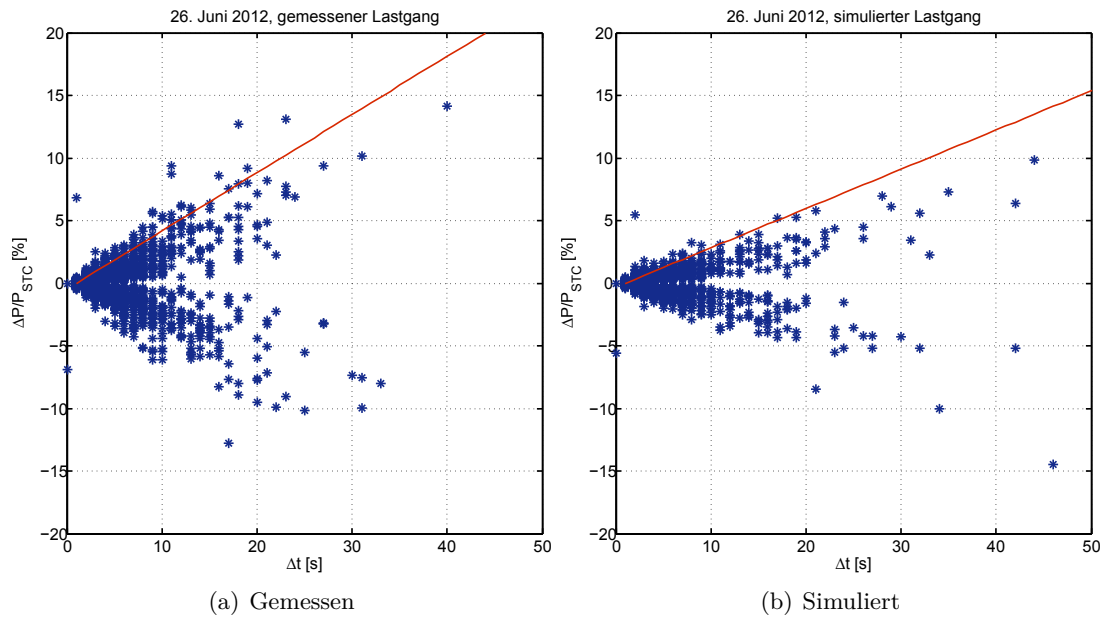


Abbildung 8.12.: Vergleich der Leistungsrampen des mit zehn Sensoren und überlagertem PT1-Glied simulierten (b) und gemessenen Lastgangs (a) über das Umspannwerk.

Die gleiche Analyse wird auch für den, mit Hilfe der simulierten Einspeiseleistung und der Referenzlast errechneten, Lastfluss über den Umspanner durchgeführt. Hier zeigt ein Vergleich der simulierten und real gemessenen Leistungsrampen, dass diese ähnlich verteilt sind. Abbildung 8.12 (a) zeigt die realen Leistungsrampen. Dabei liegen 99 % aller positiven Rampen unter einer Geraden mit 0,43 % pro Sekunde. Die simulierten Rampen Abbildung 8.12 (b) weisen eine etwas stärkere Dämpfung auf, hier liegen 99 % aller Werte unter einer Geraden mit einer Steigung von 0,32 % pro Sekunde. Um dies noch genauer zu quantifizieren, werden die Zeitdifferenzen in Klassen eingeteilt und für jede Klasse der Mittelwert von $\Delta P/P_{inst}$ berechnet. Tabelle 8.4 enthält die Werte für die ersten drei Klassen, die 98 % aller Werte enthalten. Es zeigt sich erneut, dass die simulierten und gemessenen Mittelwerte sowohl der positiven, als auch der negativen

8. Modellierung und Validierung der aktuellen PV-Einspeisung in einem Mittelspannungsnetz

Flanken sehr gut übereinstimmen. Daraus kann in Summe eine gute Übereinstimmung der Form der Verläufe abgeleitet werden.

Tabelle 8.4.: Mittelwerte der simulierten und gemessenen Last im Gebiet für drei Zeitdifferenzklassen.

Zeitdifferenz Δt [s]	Mittelwert $\Delta P_{sim}/P_{inst}$	Mittelwert von $\Delta P_{meas}/P_{inst}$
0 – 5 Sekunden	pos.: 0,19 neg.: -0,21	pos.: 0,22 neg.: -0,23
5 – 10 Sekunden	pos.: 0,70 neg.: -0,73	pos.: 0,98 neg.: -0,86
10 – 15 Sekunden	pos.: 1,37 neg.: -1,26	pos.: 1,78 neg.: -1,80

8.6. Simulation mit Satellitendaten

Als alternativer Ansatz wird die PV-Leistung im Untersuchungsgebiet auf Basis der aus Satellitendaten abgeleiteten Globalstrahlung errechnet. Um die PV-Einspeisung auf Übertragungsnetzebene für den Bilanzkreisabgleich und den Handel zu bestimmen, gibt es operativ PV-Leistungsprognosen auf Basis von Satellitendaten. Diese Prognosen sind aufgrund der Anwendung auf große Regionen optimiert. Eine Anwendung auf kleinere Gebiete wie das untersuchte Mittelspannungsnetz ist bisher nicht getestet.

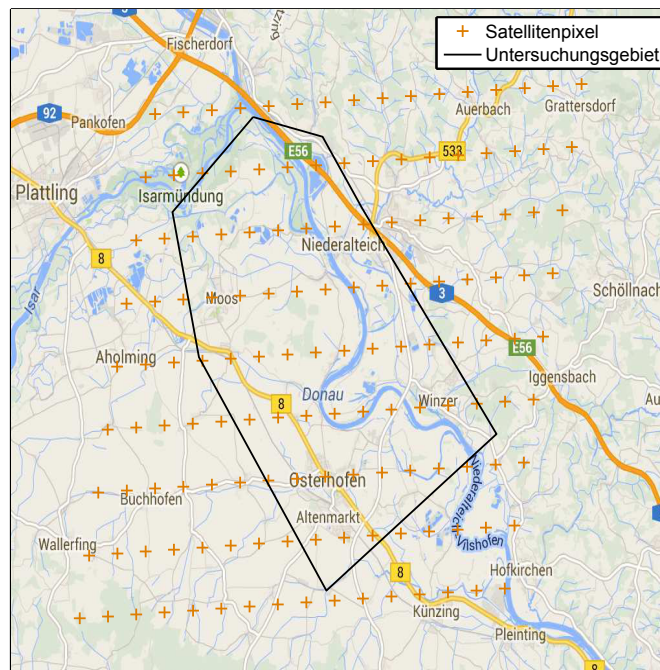


Abbildung 8.13.: Abdeckung des Untersuchungsgebietes mit Satellitendaten.

Ein wesentlicher Vorteil der Satellitendaten besteht in der Unabhängigkeit von lokalen Messsystemen und Sensoren. Ist die Methode für ein Gebiet geprüft, kann sie grundsätzlich auf jedes Gebiet im Abdeckungsbereich des Satelliten mit bekannter PV-Leistung ohne zusätzlichen Montageaufwand angewandt werden. Darüber hinaus fallen die bereits diskutierten Probleme bei Installation und Betrieb des Messsystems wie Standortsuche, schlechte Datenübertragungsraten, Ausfall der Datenlogger, sowie Ungenauigkeiten durch Verschmutzung und korrekte Kalibration weg. Die verwendeten Satellitendaten werden von EUMETSAT (Europäische Organisation für die Nutzung meteorologischer Satelliten) zuverlässig bereitgestellt und auf ihre Qualität hin geprüft.

Tabelle 8.5.: Fehler der Simulation mit Satellitendaten an ausgewählten Tagen im Sommer 2012

Datum (2012)	rmse[%]	mae [MW]
01.Juni	6,77	2,09
02.Juni	5,35	1,61
03.Juni	5,03	2,76
04.Juni	4,86	1,57
05.Juni	3,92	1,19
07.Juni	5,71	1,83
09.Juni	8,43	2,87
11.Juni	4,94	1,23
13.Juni	5,88	1,88
15.Juni	4,09	1,49
19.Juni	6,67	2,17
20.Juni	4,02	1,83
21.Juni	5,79	1,71
22.Juni	6,49	2,21
25.Juni	4,34	1,77
26.Juni	5,81	1,85
28.Juni	6,74	2,10
01.Juli	8,33	2,26
04.Juli	3,66	1,19
05.Juli	4,56	1,35
Mittelwert	5,57	1,85

Die in dieser Arbeit verwendeten Globalstrahlungsdaten wurden von der Universität Oldenburg zur Verfügung gestellt und mit dem Heliosat Verfahren [Ham-03] auf Basis von MSG-Daten berechnet. MSG (Meteosat Second Generation) ist ein geostationärer

Wettersatellit, der von EUMETSAT betrieben wird. Im Speziellen findet die Wolkenerkennung mit Daten dessen breitbandigen Kanals im sichtbaren Bereich statt. Sie stehen mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und einer räumlichen Auflösung von 1x1 km im Nadir - dem Punkt auf der Erde lotrecht unterhalb des Satelliten - zur Verfügung. In Deutschland entspricht dies einer räumlichen Auflösung der Satellitendaten von etwa 1,2 x 2,2 km. Die Heliosat-Methode berechnet aus den Rohdaten Wolkeninformationen und die Einstrahlung auf die horizontale Fläche.

Die Zuordnung der erkannten Wolke zum richtigen Pixel genügt bei einer pixelscharfen Auflösung nicht, da der Wolkenschatten je nach Sonnenstand und Wolkenhöhe nicht zwangsläufig in dem selben Pixel auftritt. Bisher wird zur Bestimmung des Wolkenschattens eine mittlere Wolkenhöhe angesetzt, dadurch ist die genaue Bestimmung des Wolkenschattens mit Unsicherheiten behaftet. Bei ersten Simulationen hat sich gezeigt, dass dies bei variabler Bewölkung auf kleinen räumlichen Skalen zu größeren Abweichungen führen kann. Daher wird zur Glättung dieses Effekts, in Anlehnung an die operative PV-Leistungsvorhersage, das gleitende Mittel über 5 x 5 Pixel gebildet.

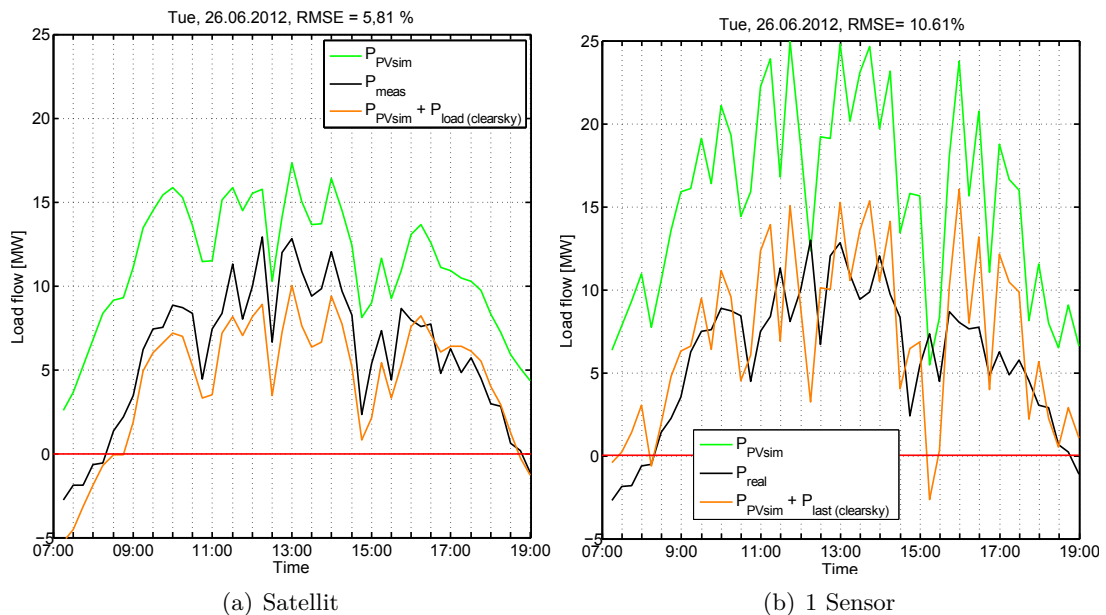


Abbildung 8.14.: Vergleich der Simulation für den 26.6.2012 mit Satellitendaten (a) und einer Simulation mit einem Sensor (b).

Für das Untersuchungsgebiet ergibt sich eine deutlich höhere Abdeckung der Satellitenpixel als durch die Messboxen realisiert werden kann (Abbildung 8.13). Die 43 Pixel im Untersuchungsgebiet werden PV-Anlagen zugeordnet, die Ausrichtung richtet sich

wieder jeweils zur Hälfte nach Tabelle 8.1 Die zeitliche Auflösung der Satellitendaten ist auf 15 Minuten limitiert. Für energietechnische Anwendungen ist dies zunächst kein Hindernis, da dieses Zeitraster für die Branche üblich ist. So findet beispielsweise die Abrechnung von Sondervertragskunden oder der Handel an der Strombörse in diesem Raster statt.

Die Ergebnisse zeigen eine gute Übereinstimmung des Verlaufs der Leistung, die absolute Leistung liegt aber etwas unterhalb des real gemessenen Lastflusses über das Umspannwerk. Die Simulation für den 26.6.2012 wird exemplarisch in Abbildung 8.14 (a) gezeigt. Zum Vergleich daneben (b) die Simulation mit einem Sensor. Die Simulation mit Satellitendaten weist mit einem *rmse* von 6,6 % eine deutlich bessere Übereinstimmung als die Simulation mit einem Sensor (*rmse* 10,6 %) auf. Dies zeigt sich auch bei Betrachtung der 20 Referenztage im Sommer 2012 (8.5). Der Mittelwert des *rmse* liegt mit 5,57 % etwa auf dem Niveau einer Simulation mit 6 Messpunkten auf Basis von 3-Sekundenwerten (vgl 8.8).

Zusammenfassend wurden in diesem Kapitel zwei Ansätze vorgestellt, um die aktuelle PV Einspeisung in einem Mittelspannungsnetz auf Basis von meteorologischen Daten zu bestimmen, und daraus den momentanen Lastfluss über den Transformator im Umspannwerk zu errechnen. Mit einem Globalstrahlungssensor ist eine Nachbildung der Leistung nur an klaren Tagen möglich. Mit mehreren verteilten Globalstrahlungsmesspunkten gelingt es, den Lastfluss über das Umspannwerk auch an wechselhaften Tagen zu bestimmen. Auch der zweite Ansatz auf Basis von Satellitendaten zeigt gute Ergebnisse.

9. Zusammenfassung und Ausblick

Die Installation einer hohen Anzahl an Photovoltaik (PV) Anlagen führt zu neuen Herausforderungen für die Planung und Betrieb der Stromnetze. Ziel dieser Arbeit war es, meteorologische Auswirkungen auf Planung und Betrieb von Verteilungsnetzen mit einer hohen Konzentration von dezentralen PV-Anlagen zu untersuchen, und Modelle zu entwickeln um diese zu beschreiben. Zur Validierung der Modelle wurden elektrische und meteorologische Daten aus einer detaillierten Messkampagne in einem Verteilnetz verwendet.

In Gebieten mit hoher PV-Durchdringung ist die erwartete und installierte PV-Leistung der entscheidende Faktor bei der Netzplanung, da die dezentral erzeugte PV-Leistung den lokalen Verbrauch zeitweilig übersteigt. Der erste Schwerpunkt der Untersuchungen lag darauf, die maximale Einspeiseleistung einer verteilten PV-Flotte zu bestimmen. Anhand des kumulierten Lastflusses eines Mittelspannungsnetzes über ein Umspannwerk (110 kV/20 kV) wurden die meteorologischen Situationen mit maximaler PV-Einspeisung identifiziert. Die höchste Energierückspeisung der verteilten PV-Flotte erfolgt bei klarem Himmel im Sommer um die Mittagszeit.

Aufbauend auf dieser Analyse wurde ein PV-Clearsky-Modell für die maximale Leistung einer verteilten PV-Flotte bei klarem Himmel entwickelt. Die Simulation für Deutschland zeigt, dass die maximale Leistung unter 85 % der installierten STC-Leistung (P_{STC}) und damit unter der typischen Wechselrichterbegrenzung von 89 % P_{STC} bleibt.

Zu Validierung des Modells wurde die maximale PV-Einspeisung mit Smart-Meter-Daten, gemessen an Hausanschlüssen im Projektgebiet, für verschiedene räumliche Ausdehnungen überprüft. Die Analyse der Leistung einer verteilten PV-Flotte von mehr als 100 PV-Anlagen in einem Niederspannungsnetz zeigte, dass die Gesamtleistung in diesem Netz 80 % P_{STC} nicht überschreitet und bei klarem Himmel auftritt. Darüber hinaus wurden die Auswirkungen der PV-Einspeisung auf das Netz, insbesondere die Spannungshaltung untersucht. In diesem Zusammenhang wurde auch die Anwendbarkeit

auf kleinere räumliche Ausdehnungen überprüft. Die Analyse bestätigt die 85 % P_{STC} -Grenze der maximalen Einspeiseleistung für die untersuchten Ausläufer. Die höchsten Einspeiseleistungen treten wegen des erhöhten Einflusses des einzelnen Systems dabei jedoch nicht an klaren Tagen auf. Einzelne Überschreitungen der 85 % P_{STC} -Grenze waren nur an einem Ausläufer mit einer hohen PV-Durchdringung auf kleinem Raum nachweisbar. Dort dominiert der Einfluss der einzelnen PV-Anlagen, die an Tagen mit einer fluktuierenden Wolkendecke aufgrund von Einstrahlungsüberhöhungen sehr hohe Leistung zeigen kann. Diese Ausnahmen wurden nur am Hausanschluss und nicht in darüber liegenden Netzebenen gefunden. Denn durch räumliche Glättungseffekte werden diese hohen Einspeiseleistungen bei Betrachtung größerer räumlicher Ausdehnungen reduziert.

Damit bestätigt die Validierung die Ergebnisse des Simulationsmodells. Bei der Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen kann maximale Einspeiseleistung von 85 % P_{STC} angenommen werden, und die höchste Einspeiseleistung einer verteilten PV-Flotte tritt bei klarem Himmel auf.

Der zweite Schwerpunkt der Arbeit war die Simulation der aktuellen Einspeiseleistung auf Verteilnetzebene auf Basis von meteorologischen Daten. Konkret wurde der Lastverlauf über ein Umspannwerk (110 kV/20 kV) betrachtet. Ziel dabei war es, die räumliche Verteilung der PV-Einspeisung zu untersuchen und daraus der Netzleitstelle zusätzliche Informationen für PV-bedingte Schalthandlungen, sowie für das Einspeisemanagement zu geben.

Der zunächst entwickelte Simulationsansatz ermöglicht auf Basis von wenigen Globalstrahlungsmesspunkten die Beschreibung des Verhaltens der räumlich verteilten PV-Flotte auf einer Fläche von ca. 150 km^2 mit einer hohen Zeitauflösung. Eine Simulation auf Basis nur eines Globalstrahlungsmesspunktes ist nur an klaren Tagen ausreichend. Um die räumliche Verteilung an Tagen mit wechselnder Wolkenbedeckung abzubilden, sind zusätzliche Messpunkte und ein Modell für die räumliche Glättung notwendig. Um diese Situationen abdecken zu können wurde in dem Verteilnetz ein Messnetzwerk aus zehn Globalstrahlungssensoren eingerichtet.

Untersuchungen an einem großen PV-Kraftwerk zeigten, dass zur Abbildung der mittleren Einspeisung eines räumlich ausgedehnten PV-Feldes eine Kombination aus mehreren Messpunkten und einer zusätzlich überlagerten Dämpfung zielführend ist. Diese Dämpfung kann durch die Zeitkonstante eines PT1 Gliedes beschrieben werden und hängt von der räumlichen Ausdehnung des betrachteten Gebiets ab.

Zur Umsetzung der Erkenntnisse wurde das betrachtete Mittelspannungsnetz in Teilgebiete um zehn zusätzlich installierte Globalstrahlungssensoren aufgeteilt und separat simuliert. Die räumliche Verteilung innerhalb der Teilgebiete wurde durch ein PT1-Glied abgebildet. Es zeigte sich, dass die Anzahl der Messstationen im Gesamtgebiet die entscheidende Variable für die Simulationsgenauigkeit ist. Mit zehn Messpunkten (gleichmäßig verteilt auf $12 \times 12 \text{ km}^2$) als Eingangsgröße wird für wechselhafte Tage bei einer 3-Sekundenauflösung ein *rmse* von durchschnittlich drei Prozent erreicht. Auch die Rampen der fluktuierenden PV-Leistung können adäquat abgebildet werden. Eine Reduktion der zeitlichen Auflösung von Sekundenwerten auf Stundenwerte zeigt eine zusätzliche Reduktion des *rmse* um etwa ein Viertel. Die aus der Simulation gewonnene genaue Kenntnis des Netzzustandes erlaubt somit die optimierte Durchführung von Einspeisemanagementmaßnahmen.

Der Simulationsansatz wurde in einem weiteren Schritt angepasst um die momentane Einspeiseleistung auf Basis von Satellitendaten zu bestimmen. Auch mit diesem Ansatz lässt sich der Lastfluss über das Umspannwerk gut nachbilden. Die Analyse zeigte einen mittleren *rmse* auf dem Niveau von sechs Messstationen. Der Vorteil dieses Ansatzes ist, dass keine zusätzlichen Messpunkte benötigt werden.

Eine Weiterentwicklung des vorgestellten Ansatz ermöglicht weitere Anwendungsgebiete:

Die ermittelte maximale PV-Einspeisung ist über die Netzplanung hinaus auch für den Netzbetrieb von Interesse. Die Netzbetriebsführung plant Schalthandlungen aufgrund von Wartungen und Bauarbeiten mehrere Wochen im Voraus. Damit das Netz auch in den neuen Schaltzuständen sicher betrieben werden kann, muss die maximal mögliche PV-Einspeiseleistung berücksichtigt werden. Aus dieser Arbeit lässt sich die Höhe der maximalen Netzbelastungen in Frühling und Sommer, sowie der geringsten Netzbelastung in den Wintermonaten ableiten. Mit Wetterprognosen können diese Werte präzisiert werden. Da langfristige Wetterprognosen oft mit hohen Unsicherheiten behaftet sind, bleibt zu prüfen, ab welchem Vorhersagezeitraum das in dieser Arbeit abgeleitete monatliche Maximum der Solarstrahlung verlässlichere Ergebnisse liefert, als die Vorhersage.

Ein weiteres Hilfsmittel für die Netzführung könnte die Überführung des vorgestellten Ansatz zur Simulation der aktuellen Einspeiseleistung auf Basis von Satellitendaten in ein operatives Produkt sein.

A. Validierung der Globalstrahlung

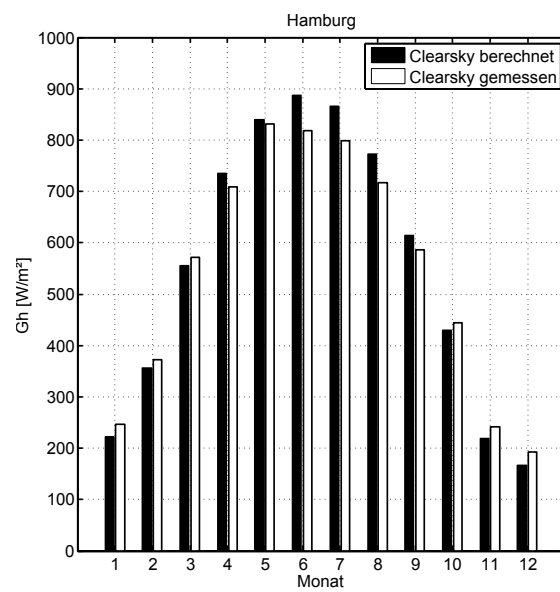


Abbildung A.1.: Mittlere berechnete Clearsky Strahlung (schwarz), und Mittelwert der mittags aufgezeichneten Strahlung (weiß) an der DWD-Station Hamburg.

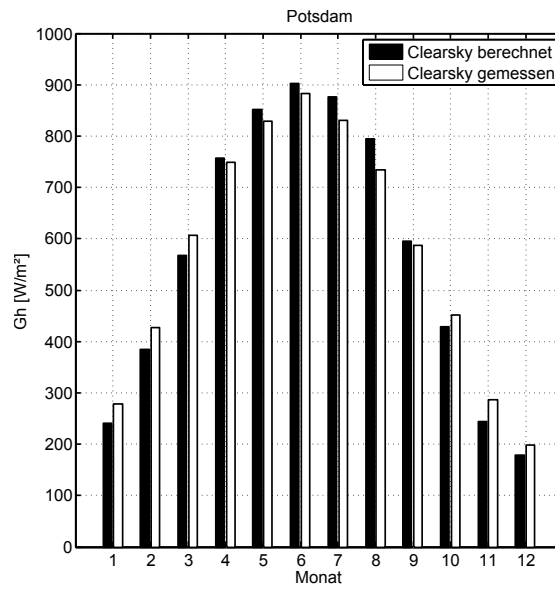


Abbildung A.2.: Mittlere berechnete Clearsky Strahlung (schwarz), und Mittelwert der mittags aufgezeichneten Strahlung (weiß) an der DWD-Station Potsdam.

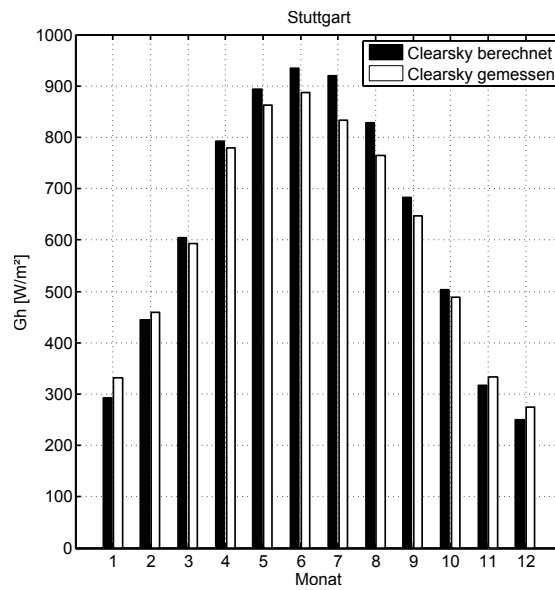


Abbildung A.3.: Mittlere berechnete Clearsky Strahlung (schwarz), und Mittelwert der mittags aufgezeichneten Strahlung (weiß) an der DWD-Station Stuttgart.

B. Validierung der Umgebungstemperatur

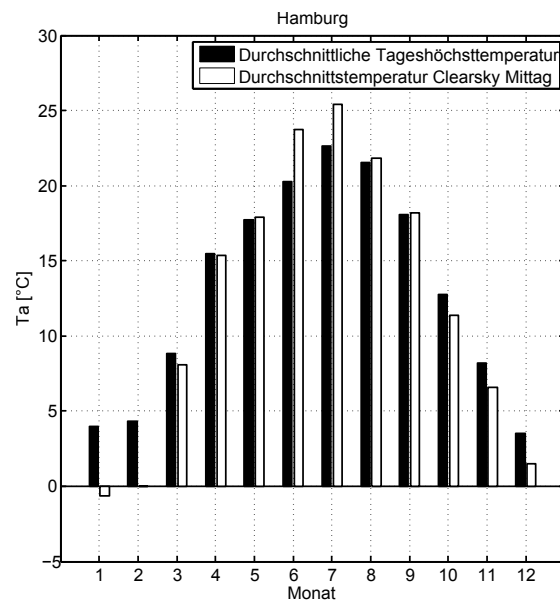


Abbildung B.1.: Durchschnittliche Tageshöchsttemperatur (schwarz) und die Durchschnittstemperatur mittags bei klarem Himmel (weiß) für die DWD-Station Hamburg.

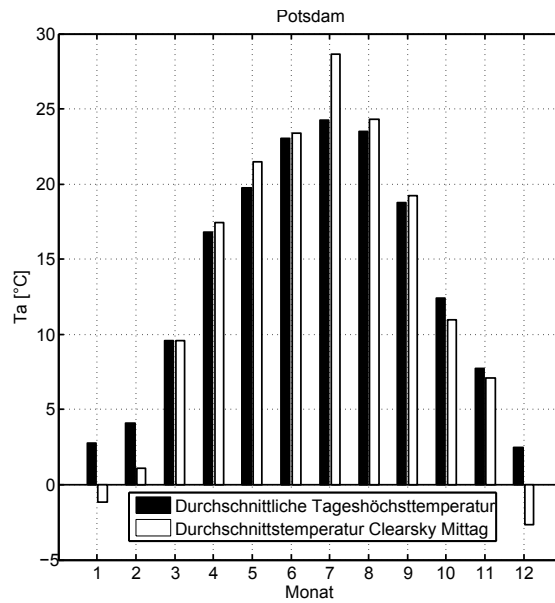


Abbildung B.2.: Durchschnittliche Tageshöchsttemperatur (schwarz) und die Durchschnittstemperatur mittags bei klarem Himmel (weiß) für die DWD-Station Potsdam.

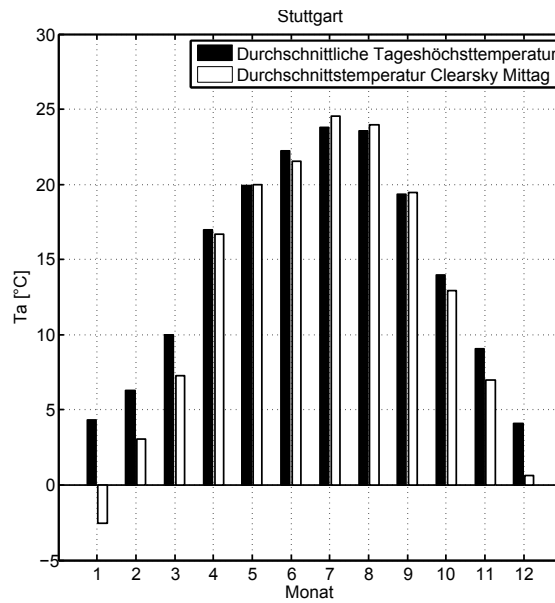


Abbildung B.3.: Durchschnittliche Tageshöchsttemperatur (schwarz) und die Durchschnittstemperatur mittags bei klarem Himmel (weiß) für die DWD-Stationen Stuttgart.

C. Lastgang an allen simulierten Tagen

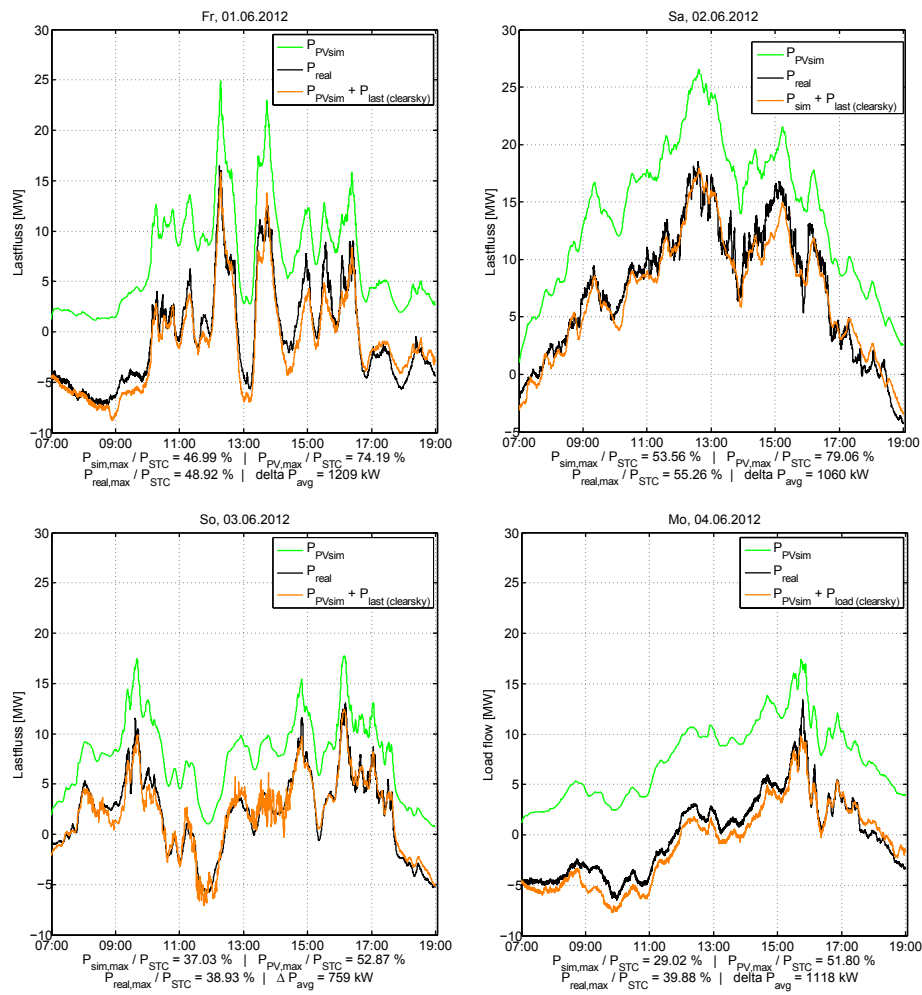


Abbildung C.1.: Simulierte Einspeisung (grün), gemessener (schwarz) und errechneter Lastfluss (orange) für verschiedene Tage. Berechnungsbasis sind dabei 10 Sensoren für das gesamte Untersuchungsgebiet.

C. Lastgang an allen simulierten Tagen

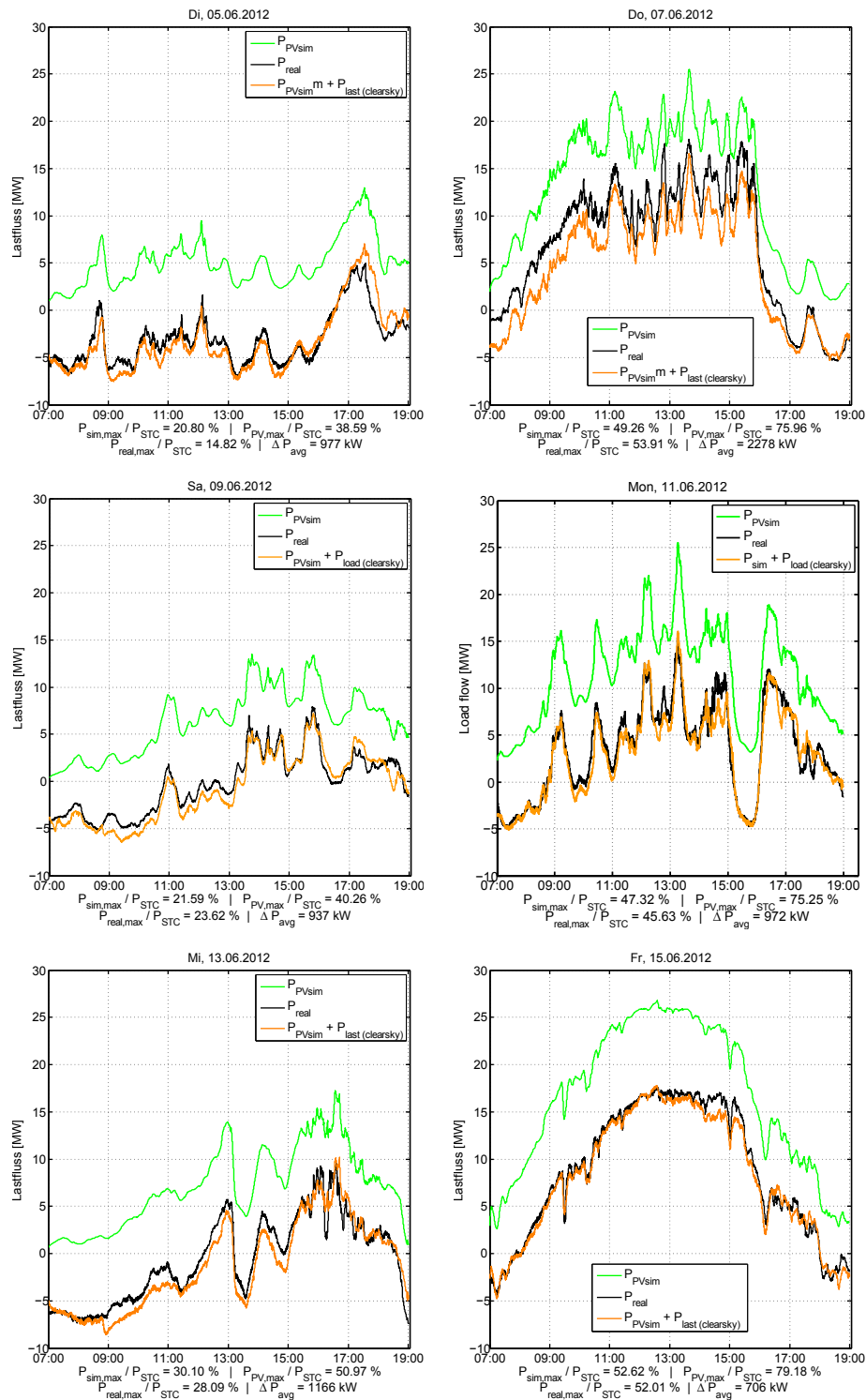


Abbildung C.2.: Simulierte Einspeisung (grün), gemessener (schwarz) und errechneter Lastfluss (orange) für verschiedene Tage. Berechnungsbasis sind dabei 10 Sensoren für das gesamte Untersuchungsgebiet.

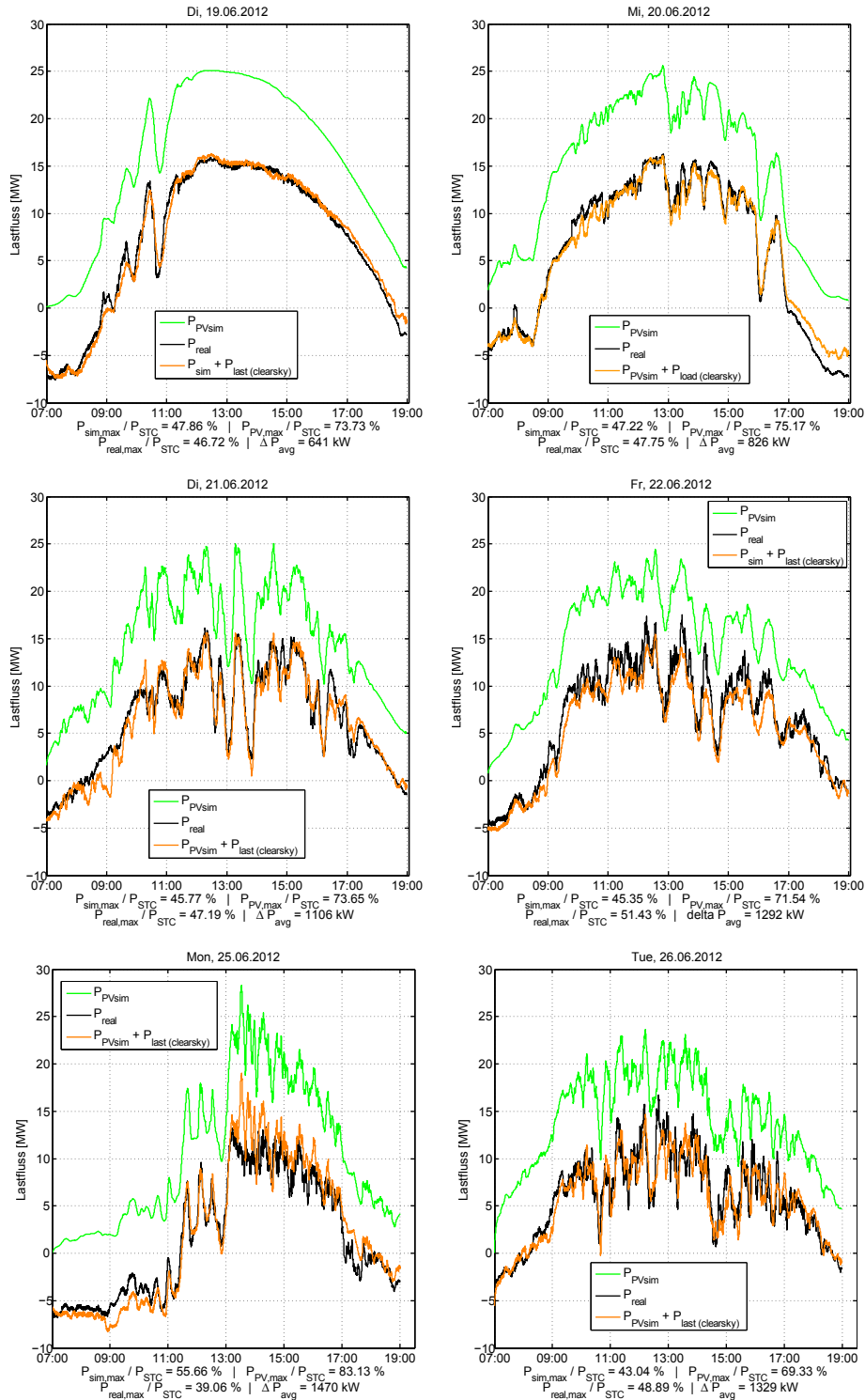


Abbildung C.3.: Simulierte Einspeisung (grün), gemessener (schwarz) und errechneter Lastfluss (orange) für verschiedene Tage. Berechnungsbasis sind dabei 10 Sensoren für das gesamte Untersuchungsgebiet.

C. Lastgang an allen simulierten Tagen

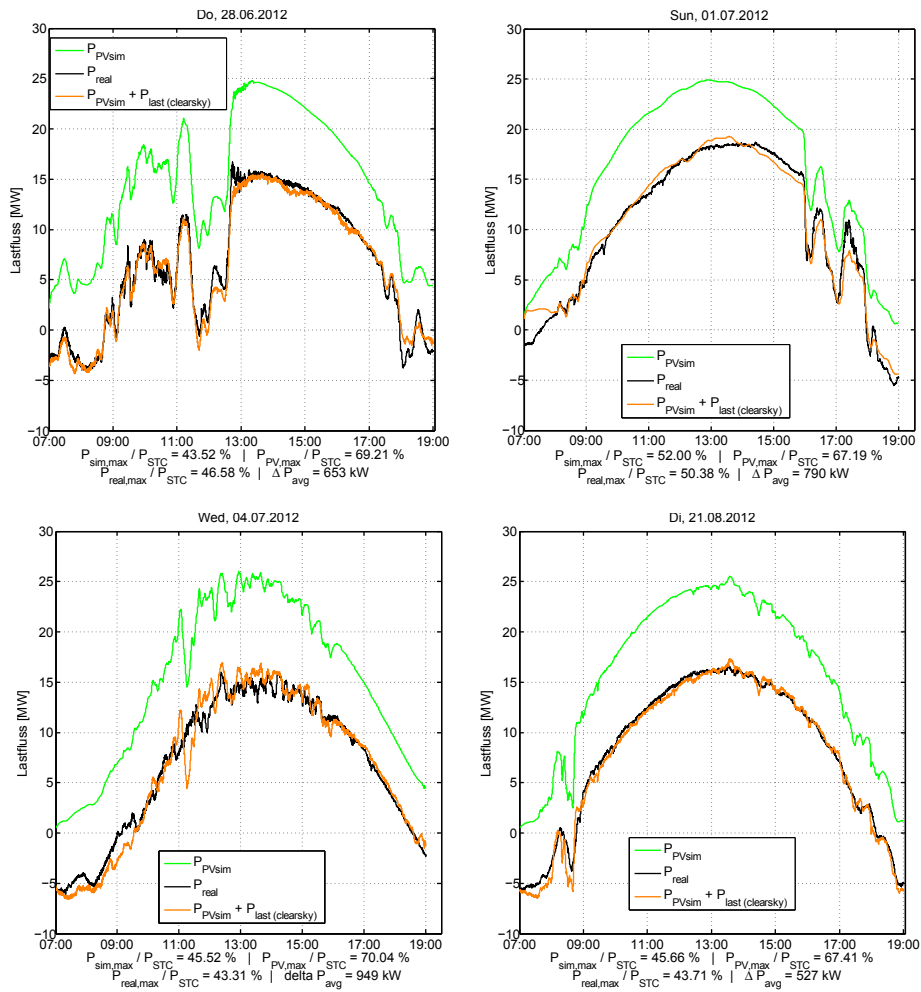


Abbildung C.4.: Simulierte Einspeisung (grün), gemessener (schwarz) und errechneter Lastfluss (orange) für verschiedene Tage. Berechnungsbasis sind dabei 10 Sensoren für das gesamte Untersuchungsgebiet.

Literaturverzeichnis

[Ark-72] Arking A., Grossman K. J Atmos Sci 1972;29:937-949.

[BDEW-85] Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke-VDEW-Verlag, Frankfurt, 1985

[Bey-04] Beyer HG, Betcke J, Drews A, Heinemann D, Lorenz E, Heilscher G, Bofinger S. Identification of a General Model for the MPP Performance of PV-Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems. Proceedings of 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2004; Paris, France.

[Ble-12] Bletterie B., Gorsek A., Fawzy T., Premm D., Deprez W., Truyens F., Woyte A., Blazic B. and Uljanic B., Development of innovative voltage control for distribution networks with high photovoltaic penetration, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2012; 20:747–759, DOI: 10.1002/pip.1222

[Bod-06] Bodach M., Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler fluktuierender Energiequellen, Dissertation, TU Chemnitz, Juni 2006.

[Bou-92] B. Bourges: Yearly variations of the Linke turbidity factor. In: Climatic Data Handbook of Europe, Dordrecht, Kluwer Academic Publishers, 1992, 61–64.

[Bsw-12] BSW Hintergrundpapier, Ausbau und Ertüchtigung des Niederspannungsnetzes zur Aufnahme großer Mengen an Photovoltaik, Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), März 2012

[Bur-06] B. Burger, R. Rüther: Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature, *Solar Energy* Volume 80, Issue 1, January 2006, Pages 32–45

[CIC-84] R. Cichowski: Planung und Betrieb städtischer Niederspannungsnetze, VVEW - Verlag, Frankfurt 1984, ISBN: 3-8022-0073 X

[DGS] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., Planning & Installing Photovoltaic Systems, second edition, earthscan, London, EC1N 8XA, UK, ISBN 978-1-84407-442-6

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

[DWD-10] Germany's National Meteorological Service (DWD), Dpt. Klima- und Umweltberatung, 20304 Hamburg, Abweichung der Jahressumme 2010 zum langjährigen Mittel

[EEG-12] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Deutsches Gesetz, Inkrafttreten: 28. Dezember 2012

[Hae-10] Häberlin Heinrich, Photovoltaik Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen, 2. Erweiterte Auflage, Electrosuisse Verlag, CH-8320 Fehraltdorf, ISBN 978-3-905214-62-8

[Ham-03] Hammer A, Heinemann D, Hoyer C, et al. (2003) Solar energy assessment using remote sensing technologies. *Remote Sensing of Environment* 86(3): 423–432. doi:10.1016/S0034-4257(03)00083-X.

[Heu-13] Heuck K., Dettmann K., Schulz D., Elektrische Energieversorgung, Erzeugung Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 9. Auflage, 2013, Springer Vieweg, ISBN 978-3-8348-1699-3

[Hof-10] Hoff T., Perez R.: Quantifying PV-power Output Variability, *Solar Energy*, 2010, 84:1782-1793, DOI: 10.1016/j.solener.2010.07.003.

[Hof-12] Hoff T., Perez R.: Modeling PV-fleet output variability, *Solar Energy*, 2012, 86:2177-2189, DOI: 10.1016/j.solener.2011.11.005

[HDCP] The HD(CP)2 initiative, Max Planck Institute for Meteorology / HD(CP)2 Office, Hamburg, Germany, <http://hdcp2.zmaw.de>

[Kat-99] Kato S., Ackerman T., Mather J., Clothiaux E.: The k-distribution method and correlated-k approximation for a shortwave radiative transfer model, *Journal of Quantitative Spectroscopy & Radiative Transfer* 62 (1999) 109-121.

[Ker-13] Kerber G.: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen, Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, TU München, März 2011.

[Kau-85] Kaufmann, W. :Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme, VVEW-Verlag, Berlin,1995, ISBN 3-8022-0469-7;

[Kon-65] Kondrat'yev K. Ya. Radiative heat exchange in the atmosphere. p. 138. Oxford: Pergamon Press, 1965.

[Lav-11] Lave M., Stein J., Ellis A., Hansen C., Nakashima E., Miyamoto Y.: Ota City: Characterizing Output Variability from 553 Homes with Residential PV Systems on a Distribution Feeder. Sandia National Laboratories: Albuquerque, NM, 2011. SAND2011-9011.

[Lor-10] Lorenz E., Scheidsteger T., Hurka J., Heinemann D., Kurz C., Regional PV-power prediction for improved grid integration, *Progress in Photovoltaics*, 2010, DOI 10.1002/pip. 1033

[Lor-04] Lorenz E, Hammer A, Heinemann D (2004) Short term forecasting of solar radiation based on satellite data, EURO-SUN2004 (ISES Europe Solar Congress), Freiburg, Germany.

[LUQ-11] Luque A., Hegedus S., Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Second Edition, 2011, John Wiley and Sons Ltd, ISBN 978-0-470-72169-8

[Mar-10] Marcos J., Marroyo L., Lorenzo E., Garcia M., Smoothing of PV-power fluctuations by geographical dispersion, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2012, 20:226-237, DOI: 10.1002/pip.1016.

[Mar-12] Marcos J., Marroyo L., Lorenzo E., Alvira D., Izco E.: Power output fluctuations in large scale PV-plants: one year observations with one second resolution and a derived analytic model: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2010, 19:218-227, DOI: 10.1002/pip.1127.

[May-05] Mayer B., Kylling A., Technical note: The libRadtran software package for radiative transfer calculations - description and examples of use, *Atmos. Chem. Phys.*, 5, 1855-1877, 2005

[Par-13] Pardatscher R., Witzmann R., Wirth G., Spring A., Becker G., Brantl J., Schmidt S.: Untersuchung zur Asymmetrie der Spannung in Niederspannungsnetzen mit hoher Photovoltaik-Durchdringung. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, March 13.

[Par-14] Pardatscher R., Untersuchungen zur Oberschwingungsbelastung in Netzen mit hoher Photovoltaik-Durchdringung. 13. Symposium Energieinnovation, Innehalten und Ausblick Effektivität und Effizienz für die Energiewende; 12.-14.02.2014, Graz; Verlag der Technischen Universität Graz, Graz.

[Per-87] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart, D. Menicucci: A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces, *Solar Energy*, Volume 39, Issue 3, 1987, Pages 221–231.

[Sch-96] Schmidt H, Sauer DU. Wechselrichter-Wirkungsgrade. *Sonnenenergie* 1996; 4: 43–47 (in German).

[Sch-02] Scheffler J., Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten, Dissertation, TU Chemnitz, November 2002.

[Sch-06] Schwab A., *Elektroenergiesysteme, Erzeugung Transport Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 2006, Springer Berlin Heidelberg New York, ISBN-10 3-540-29664-6

[Ska-87] Skartveit A. and Olseth J.A.: A model for the diffuse fraction of hourly global radiation. *Solar Energy*, 38:271-274, 1987.

[Spr-13] Spring A., Wirth G., Becker G., Pardatscher R., Witzmann R., Brantl J., Schmidt S., *Effects of Flicker in a Distribution Grid with high PV-Penetration*, 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, France, September 2013.

[Ste-13] Stetz T., Kraiczy M., Braun M. and Schmidt S.: Technical and economical assessment of voltage control strategies in distribution grids, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* (2013), DOI: 10.1002/pip.2331

[Urq-13] Urquhart B., Sengupta M., Keller J.: Optimizing geographic allotment of photovoltaic capacity in a distributed generation setting, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* (2013), DOI: 10.1002/pip.2334

[Wie-01] Wiemken E, Beyer HG, Heydenreich W, Kiefer K. Power characteristics of PV ensembles: experiences from the combined power production of 100 gridconnected PV systems distributed over the area of Germany. *Solar Energy* 2001; 70(6): 513–518. DOI: 10.1016/S0038-092X(00)00146-8

[Wir-11] Wirth G., Spring A., Becker G., Pardatscher R., Witzmann R., Brantl J., Garhamer M.: *Field Study on Changing Grid Requirements due to High PV-Penetration*. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition Hamburg, September 2011

[Wir-12] Wirth G., Spring A., Becker G., Pardatscher R., Witzmann R., Brantl J., Garhamer M.: *Effects of a high PV-penetration on the distribution grid*. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, September 2012

[Wir-14] Wirth G., Lorenz E., Spring A., Becker G., Pardatscher R., Witzmann R.: Modeling the maximum power output of a distributed PV fleet, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* (2014), DOI: 10.1002/pip.2513

[Wil-03] Williams S.R., Betts T.R., Helf T., Gottschalg R., Beyer H.G., Infield D.G., Modelling long-term module performance based on realistic reporting conditions with consideration to spectral effects, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, 11.-18.05 (2003)

[Zeh-11] Zehner M., Weigl T., Hartmann M., Thaler S., Schrank O., Czakalla M., Mayer B., Betts T.R., Gottschalg R., Behrens K., König Langlo G., Giesler B., Becker G., Mayer O., Energy Loss Due to Irradiance Enhancement, 26th EU PVSEC, Hamburg (Germany) 2011

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Zunächst bei Elke Lorenz für die engagierte Betreuung und den fachlichen Rat, gerade bei der Strukturierung und Gliederung des Themas. Bei Jürgen Parisi möchte ich mich dafür bedanken, dass er diese Arbeit ermöglicht und mich als Gutachter begleitet hat. Gerd Becker hat die entscheidenden organisatorischen Rahmenbedingungen an der Hochschule München geschaffen, und mich darüber hinaus mit Anregungen zur Ausgestaltung unterstützt.

Mein Dank geht auch an alle, die mich in den letzten Jahren in der Arbeitsgruppe des Solarlabors begleitet haben. Besonders Mike Zehner, Andi Spring, Lisa Grossi und Thorsten Kopp. Sie standen mir immer mit Rat und Tat zur Seite und haben vor allem für ein tolles Arbeitsklima gesorgt. An dieser Stelle möchte ich mich auch bei allen Studenten bedanken deren Arbeiten ich in meiner Zeit an der Hochschule betreut habe. Alle haben wirklich gute Leistungen erbracht und jede dieser Arbeiten war wertvoll für mich.

Abschließend möchte ich mich noch bei meiner Familie und meinen Freunden für die geistige und moralische Unterstützung besonders im Endspurt meiner Dissertation bedanken.

Lebenslauf

Georg Wirth

geboren 14.11.1981 in Starnberg

verheiratet, ein Kind

Studium und Promotion

- 2011 - 2014 Carl von Ossietzky Universität Oldenburg,
Promotion
- 2007 - 2010 Hochschule München, Masterstudium,
Electrical Engineering, M. Sc.
- 2003 - 2007 Hochschule München, Diplomstudium,
Elektro- und Informationstechnik, Dipl. Ing. (FH)

Schul- und Berufsbildung

- 2001 - 2003 Siemens Technik Akademie, Staatlich geprüfter
Industrietechnologe, Fachrichtung Nachrichtentechnik
- 2000 Fachoberschule Pasing (Schulzentrum Augustinum),
Fachgebundene Hochschulreife

Wissenschaftliche Arbeitserfahrung

- Seit 2010 Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Arbeitsgruppe
Solarenergie/Netztechnik der Hochschule München
- 2007-2010 Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Arbeitsgruppe
Solarenergie/Systemtechnik der Hochschule München

Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Dissertation selbständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe.

München den 25. 5. 2015

Georg Wirth