

Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV)

Entwicklung und Bewertung von Fassadensystemen

Building integrated Photovoltaics (BIPV)
Development and evaluation of façade-systems

An der Fakultät Bauingenieurwesen
der Technischen Universität Dresden
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.) vorgelegte

Dissertation

von

Dipl.-Ing. Sebastian Horn

geboren am 29.11.1986 in Ebersdorf

Erster Gutachter	Prof. Dr.-Ing. Bernhard Weller Technische Universität Dresden
Zweiter Gutachter	Prof. Dr.-Ing. Clemens Felsmann Technische Universität Dresden
Dritter Gutachter	Prof. Dr.-Ing. Winfried Heusler Hochschule Ostwestfalen-Lippe
Tag der Verteidigung	15.08.2017

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

Sebastian Horn

Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV) – Entwicklung und Bewertung von Fassadensystemen

Dissertation. Dresden: Technische Universität, 2017.

© 2017 Sebastian Horn

Technische Universität Dresden
Fakultät Bauingenieurwesen
Institut für Baukonstruktion
D-01062 Dresden

Telefon +49 351 463 34845
Telefax +49 351 463 35039

www.bauko.bau.tu-dresden.de

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Baukonstruktion der Technischen Universität Dresden. Ein Großteil der durchgeführten Untersuchungen geht auf das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Projekt „PV-PCM – Gedämmtes Dünnschicht-Photovoltaik-Paneel (PV) mit integriertem Latentwärmespeicher (PCM)“ zurück.

Ganz besonders danken möchte ich meinem Doktorvater Herrn Professor Bernhard Weller. Er ermöglichte es mir, diese Doktorarbeit an seinem Institut zu erstellen und stand mir mit fachlichen Hinweisen und allgemeinen Gesprächen zu jeder Phase der Bearbeitung zur Seite. Das in mich gesetzte Vertrauen und die Förderung als wissenschaftlicher Mitarbeiter waren eine überaus große Motivation.

Den Herren Professoren Clemens Felsmann und Winfried Heusler danke ich herzlich für die Bereitschaft zur Begutachtung der Arbeit sowie den fachlichen Austausch und die wertvollen Hinweise und Anregungen.

Weiterhin danke ich Herrn Professor Ivo Herle für die Übernahme des Vorsitzes und Herrn Professor Frohmuth Wellner für die Bereitschaft zur Teilnahme an der Promotionskommission.

Allen aktuellen und ehemaligen Kollegen danke ich für die vielen Ratschläge, Diskussionen und Unterstützungen in allen Phasen der Bearbeitung. Hervorzuheben ist hier mein guter Freund Marc-Steffen Fahrion, welcher mich bereits seit der Ideenfindung zu dieser Doktorarbeit mit seinem Fachwissen begleitete.

Der größte Dank gebührt jedoch meiner Familie, allen voran meiner wunderbaren Frau Janin. Sie gab mir durch ihre Unterstützung die Kraft und den Halt, eine solche Arbeit zu erstellen.

Dresden, Oktober 2017

Sebastian Horn

Kurzfassung

Die weltweite Energieversorgung befindet sich im Wandel mit dem Ziel einer Energiebedarfsdeckung aus zum größten Teil erneuerbarer Quellen. Der Hauptgrund dafür liegt in den Anstrengungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen, welche bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehen und als hauptverantwortlich für den fortschreitenden Klimawandel angesehen werden.

Vor diesem Hintergrund befinden sich auch Konstruktionsweisen und Energiekonzepte im Bauwesen im Wandel. Neben der Reduktion des Energiebedarfs auf der einen Seite rückt vermehrt die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen auf der anderen Seite in den Fokus. Photovoltaik(PV)-Module können hier durch die Umwandlung von Sonnenlicht in elektrischen Strom einen entscheidenden Beitrag leisten. Für eine aktuell angestrebte Deckung des Eigenbedarfs über eine PV-Anlage reicht die bisher häufig genutzte Dachfläche vor allem bei Gebäuden mit vielen Etagen nicht aus. Hier werden zunehmend Fassadenflächen für die Integration von PV-Modulen interessant.

PV-Module in Fassaden entwickelt oft hohe Modultemperaturen, weil im Unterschied zu Dachanlagen eine Hinterlüftung nur eingeschränkt oder nicht möglich ist. Das wirkt sich negativ auf den Wirkungsgrad aus, da die elektrische Leistung von PV-Modulen mit zunehmender Modultemperatur abnimmt.

Im Rahmen dieser Arbeit werden Bauwerkintegrierte Photovoltaik(BIPV)-Fassadensysteme einem Langzeitmonitoring unterzogen, um den Einfluss des jeweiligen Fassadensystems auf die Leistungsfähigkeit der PV-Module detailliert und zeitlich aufgelöst betrachten und bewerten zu können. Daraus werden Empfehlungen sowohl hinsichtlich der Planung als auch hinsichtlich der normativen Berücksichtigung von BIPV-Fassaden abgeleitet, womit die vorliegende Arbeit zur Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten von BIPV-Fassadensystemen beiträgt.

Aufbauend auf bisherigen Systemen wird ein neues BIPV-Fassadensystem mit einer höheren Leistungsfähigkeit entwickelt und für den Zeitraum von einem Jahr einem Freifeldmonitoring unterzogen. Bei dem Fassadensystem wird der

Anstieg der Modultemperatur und damit die Verringerung des Modulwirkungsgrades durch den Einsatz von Latentwärmespeichermaterialien (PCM: Phase Change Material) abgepuffert. Dies erfolgt, indem die thermische Energie der Sonne das PCM zum Schmelzen bringt, wodurch sich die Temperatur nicht erhöht. Die Menge an PCM sowie die Wahl des Schmelzpunktes stellen dabei eine entscheidende Variable dar.

Die Untersuchungen und Auswertungen dieser Arbeit bestätigen die Wirkungsweise der PCM-Integration, zeigen aber auch weiteren Handlungsbedarf hinsichtlich einer genaueren Berücksichtigung der rechnerischen Auslegung und Dimensionierung im Planungsprozess. Zudem wird aufgezeigt, dass die klimatischen Verhältnisse am Standort sowie die jeweilige Gebäudenutzung einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von BIPV-Systemen haben.

Abstract

The worldwide energy supply is changing in order to meet the energy demand using predominantly renewable sources. The main reason for this is the effort to reduce greenhouse gas emissions, which are caused by the combustion of fossil fuels. These emissions are considered as the primary cause for the progressing climate change.

Against this background, construction methods and energy concepts in the building industry are also changing. Alongside the endeavor to save energy, the energy production from renewable sources is gaining increased interest. Here, Photovoltaic (PV) modules can make a noticeable contribution by converting solar radiation into electrical power. Particularly in the case of multistory buildings, the roof area, which to date has often been used for the installation of PV modules, is not sufficient to fulfill the building's energy requirements. The potential capacity of façade areas is spotlighted in this respect.

In contrast to roof integration, PV modules in façades often reach high module temperatures due to inadequate or lack of rear ventilation. This negatively affects the efficiency, because the electrical output decreases with rising module temperatures.

In this work, various building-integrated (BIPV) façade systems were monitored over a long period. The aim is to analyze and evaluate the influence of the respective façade system on the efficiency of the PV modules. Based on the results, recommendations for planning and normative guidelines for BIPV façades were derived. Therefore, this work contributes to an expansion of possible BIPV applications in the future.

Based on previous systems, a new BIPV façade system with higher efficiency is developed and monitored at an open-air test site over the course of one year. The temperature rise of the façade system and the resulting decrease of module efficiency will be buffered using Phase Change Materials (PCM). The thermal energy of the solar radiation causes the PCM to melt, rather than increasing the module temperature. The main variables are the amount of PCM as well as the selection of the melting point.

The investigations and evaluations within the scope of this work confirm the effectiveness of PCM integration. They also show that further research is necessary regarding a detailed dimensioning and planning process. In addition, the climatic conditions at the building location as well as the respective type of occupancy have a major influence on the profitability of BIPV systems.

Inhalt

1	Einleitung	15
1.1	Motivation	15
1.2	Zielsetzung	19
1.3	Abgrenzung	21
2	Stand der Technik	23
2.1	Grundlagen der Photovoltaik	23
2.1.1	Kristalline Module	23
2.1.2	Dünnschichtmodule	26
2.1.3	Organische Photovoltaik	30
2.1.4	Systemkomponenten	31
2.1.5	Nutzungskonzepte	35
2.2	Bauwerkintegration	39
2.2.1	Überblick	39
2.2.2	Standort	40
2.2.3	Ausrichtung	42
2.2.4	Verschattung	44
2.2.5	Konstruktion	46
2.2.6	Optik und Gestaltung	48
2.2.7	Normen und Regelungen	52
2.3	Monitoring	56
2.3.1	Definition	56
2.3.2	Normen und Regelungen	57
3	Untersuchungsmethodik für BIPV-Systeme	62
3.1	Monitoringkonzept	62
3.1.1	Konzeptentwicklung	62
3.1.2	Meteorologische Messgrößen	66
3.1.3	Messgrößen aus der Fassade	74
3.1.4	Messfehler	80
3.2	Auswertungsmethodik	83
3.2.1	Randbedingungen für die Datenauswertung	83
3.2.2	Leistung und Ertrag	88
3.2.3	Wirkungsgrad und Performance Ratio	95
3.2.4	Temperatur	103
4	Untersuchte BIPV-Systeme	109
4.1	Beschreibung der BIPV-Systeme	109
4.1.1	PV in einer Kaltfassade	110
4.1.2	PV in einer Warmfassade	113
4.2	Details zum Monitoring	117
4.3	Leistung und Ertrag der BIPV-Systeme	119
4.3.1	Elektrische Leistung	120

4.3.2	Korrigierte Nennleistung	128
4.3.3	Energieertrag	134
4.4	Wirkungsgrad	140
4.4.1	Modulwirkungsgrad	140
4.4.2	Relativer Modulwirkungsgrad	146
4.4.3	Performance Ratio	151
4.5	Temperatur der BIPV-Systeme	156
4.5.1	Tägliche Maximaltemperaturen	156
4.5.2	Temperaturverteilung im BIPV-System	160
4.5.3	Vorhersage zur Entwicklung der Modultemperatur	165
4.5.4	Temperaturkoeffizient	166
5	Entwicklung eines neuen BIPV-Systems	171
5.1	Optimierungsmöglichkeiten	171
5.1.1	Reflexionsverluste	171
5.1.2	Modultemperatur	174
5.2	Latentwärmespeicher, Phase Change Material	175
5.2.1	Wirkungsweise	175
5.2.2	Stand der Technik	179
5.2.3	Einsatz in der Solartechnik	186
5.3	Konstruktive Durchbildung	189
5.3.1	PCM-Zusammensetzung	189
5.3.2	PCM-Verkapselung	194
5.3.3	Fassadenpaneel	195
5.4	Nachweise und experimentelle Untersuchungen	200
5.4.1	Verklebung PV-Modul und PCM-Kapsel	200
5.4.2	Wärmeleitung	204
5.5	Monitoring	205
5.5.1	Details zum Monitoring	205
5.5.2	Auswertung des Monitorings	209
6	Vergleichende Betrachtung der BIPV- Systeme	226
6.1	Fehlerbereinigung	226
6.2	Energieertrag	230
6.3	Performance Ratio	235
6.4	Temperatur	238
6.4.1	Tägliche Maximaltemperaturen	238
6.4.2	Temperaturkoeffizient	240
7	Wertung und Handlungsempfehlung	243
7.1	Monitoring	243
7.2	Photovoltaik in Fassaden	244
7.2.1	Vorteile gegenüber Dachintegration	244

7.2.2	Normative Empfehlungen	246
7.3	Neues BIPV-System	247
7.3.1	Wirkung der PCM-Integration	247
7.3.2	Wirtschaftlichkeit	250
7.4	Empfehlungen für Fassadenplanung	252
8	Zusammenfassung und Ausblick	256
8.1	Zusammenfassung	256
8.2	Ausblick	262
9	Literatur	267
9.1	Fachbücher und Fachaufsätze	267
9.2	Normen und Richtlinien	273
9.3	Produktdatenblätter	278
9.4	Internetadressen	279
10	Abbildungsnachweis	280
11	Bezeichnungen	281
11.1	Formelzeichen	281
11.2	Abkürzungen	284

Anhang

A	Übereinstimmungsprüfung Rohdaten und Mittelwerte	287
B	Alterung der PV-Module	293
C	Übersicht zu Messausfällen	301
D	Meteorologische Messdaten	307
E	Ergebnisse des Monitorings von Warm- und Kaltfassade	335
F	Ergebnisse der Warmfassade mit PCM	353
G	Vergleichende Betrachtung der BIPV-Systeme	357

1 Einleitung

1.1 Motivation

Im Dezember 2015 verabschiedeten die 196 Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen das Klimaabkommen von Paris. Damit entstand ein neuer, weltweiter Klimavertrag, welcher das Kyoto-Protokoll von 1997 ablösen soll. Der Vertrag wurde von Deutschland und der Europäischen Union (EU) am 5. Oktober 2016 ratifiziert und trat am 4. November 2016 in Kraft. Ziel ist es, „die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber einem vorindustriellen Niveau zu halten und Maßnahmen zu unternehmen, die Erwärmung auf 1,5 °C gegenüber einem vorindustriellen Niveau zu limitieren“, um negative Folgen des Klimawandels zu vermeiden.¹

Darauf aufbauend stellte die Bundesregierung Deutschland den Klimaschutzplan 2050 auf dem UN-Klimagipfel in Marrakesch im Dezember 2016 vor. Der Plan baut neben den Pariser Vorgaben auf dem bereits im Jahr 2010 erarbeiteten Energiekonzept 2050 auf und beinhaltet im Wesentlichen eine Verringerung des Energieverbrauchs sowie die Umstellung des Energiemixes für die Stromerzeugung hin zu erneuerbaren Energien. Beide Maßnahmen haben das Ziel einer Reduktion der klimaschädlichen Treibhausgasemissionen, allen voran Kohlendioxid (CO₂).² Der Ausstoß von CO₂ wird nach heutigem Stand der Klimaforschung als hauptverantwortlich für den Klimawandel und die damit verbundene globale Erwärmung der Erdoberfläche angesehen.³

Im Vergleich zum Jahr 1990 sollen die CO₂-Emissionen durch den Klimaschutzplan 2050 bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 % und bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % gesenkt werden, um ab 2050 eine weitgehende Treibhausgasbeziehungsweise Klimaneutralität zu erhalten.⁴ Weiterhin soll der Primärenergiebedarf im Gebäudebereich um mindestens 80 % gegenüber 2008 sinken.⁵

¹ FCCC 2015, Article 2, Absatz 1a.

² Vergleiche BMWi 2010, Seite 5.

³ Vergleiche Myhre 2013, Seite 693 ff. und Fahrion 2015, Seite 42.

⁴ Vergleiche BMUB 2016, Seite 21.

⁵ Vergleiche BMUB 2016, Seite 39.

Bei der Erfüllung dieser ambitionierten Ziele spielt der Gebäudesektor eine große Rolle, da er allein etwa 40 % des Energieverbrauchs und 30 % der Treibhausgasemissionen in Deutschland ausmacht.^{6,7} Im Vergleich zu anderen treibhausgasrelevanten Sektoren haben Gebäude mit circa 100 Jahren die längste Nutzungsdauer,⁸ weshalb nach den Vorgaben des Klimaschutzplanes 2050 bei Neubauten keine CO₂-Emissionen mehr entstehen sollten. Um dies zu erreichen wird der Niedrigstenergiegebäudestandard, welcher nach den Vorgaben der europäischen Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden spätestens ab 1. Januar 2021 Pflicht für alle neuen Gebäude ist, schrittweise weiterentwickelt. Ein Niedrigstenergiegebäude hat einen sehr geringen oder fast bei null liegenden Energiebedarf, welcher zu großen Teilen durch Energie aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird. Diese Energie soll zudem in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude erzeugt werden.⁹ Nach Definition des EU-Projektes COHERENO (Collaboration for housing nearly zero energy renovation) entspricht die deutsche Interpretation eines Niedrigstenergiegebäudes einem „Effizienzhaus 55“.¹⁰ Bis 2030 soll der energetische Standard unterhalb eines „Effizienzhaus 55“-Standards weiterentwickelt werden.

Bestandsgebäude müssen zwar nicht ab 2021 als Niedrigstenergiegebäude saniert werden, jedoch sollen auch sie bis 2050 dem Anspruch eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes genügen. Um dies zu erreichen, ist auch hier die Bereitstellung von Wärme, Kälte, Belüftung und Beleuchtung über erneuerbare Energien zu realisieren.¹¹ Auch die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) herausgegebene Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) zeigt, dass ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand bis 2050 nur durch die Kombination von Energieeffizienz und erneuerbare Energien erreicht werden kann.¹² Hier entsteht

⁶ Vergleiche Rathert 2015, Seite 8.

⁷ Vergleiche BMUB 2016, Seite 37.

⁸ Vergleiche BMUB 2016, Seite 11.

⁹ 2010/31/EU, Artikel 2, Nummer 2.

¹⁰ Vergleiche Effizienzhaus 2016

¹¹ Vergleiche BMUB 2016, Seite 43 ff.

¹² Vergleiche BMWi 2015, Seite 5.

mittel- und langfristig ein Bedarf an wirtschaftlichen Gebäude- und Anlagenkomponenten, welche ausreichend Energie bereitstellen.

Photovoltaik(PV)-Systeme in Verknüpfung mit dem Gebäudesektor stellen einen entscheidenden Baustein dar, um die globalen und nationalen energiepolitischen Ziele zu erreichen. PV-Module erfüllen die Anforderung der Energiebereitstellung aus regenerativen Quellen, indem sie einen Teil der von der Sonne ausgesendeten Solarstrahlung in elektrische Energie umwandeln. Die Fläche der jährlich installierten PV-Anlagen, sowohl an Gebäuden als auch im Freifeld, nimmt weltweit zu.¹³ Im Gebäudebereich werden die dafür notwendigen Kollektoren meist auf dem Dach aufgestellt oder in dieses integriert. Die dort vorhandene Fläche ist jedoch durch Einbauten, wie zum Beispiel Lichtkuppeln oder schattenwerfende Schornsteine, begrenzt. Aus diesem Grund werden seit einigen Jahren PV-Module vermehrt in die Fassade integriert, da hier ein großes Flächenpotential zur Verfügung steht.

Ein in die Gebäudehülle integriertes PV-Modul kann zudem einige Funktionen herkömmlicher Bauteilschichten übernehmen und diese folglich ersetzen. Diese sogenannten gebäudeintegrierten oder auch bauwerkintegrierten PV-Systeme werden im weiteren Verlauf der Arbeit als BIPV (**B**uilding **I**ntegrated **P**hotovoltaic)-Systeme bezeichnet. Bereits Huang 2011 und Ma 2015 sahen in BIPV-Systemen eine der wirtschaftlichsten Technologien, Energie aus erneuerbaren Quellen für die Städte zur Verfügung zu stellen. Untersuchungen zeigen, dass durch die Integration von PV-Modulen in die Fassadenflächen ein mehrgeschossiges Gebäude sogar als Nullenergiehaus realisiert werden kann.¹⁴

Da ein Großteil der erzeugten elektrischen Energie im Gebäude genutzt werden soll, ist nicht mehr ein maximaler Energieertrag, sondern der zu einer bestimmten Nutzungszeit bereitzustellende Energieertrag das oberste Ziel. Somit sind genaue Aussagen zu dem Verhalten von PV-Modulen

¹³ Vergleiche Schwarzbürger 2015a, Seite 94.

¹⁴ Vergleiche Hall 2016.

in der Fassade während bestimmter Zeitabschnitte von immenser Bedeutung, was eine intensive Planung notwendig werden lässt.

Für den Dachbereich gibt es bereits eine Vielzahl von BIPV-Systemen, bei welchen bereits ein Monitoring unter realen Witterungsbedingungen durchgeführt wurde.^{15,16} An fassadenintegrierten PV-Modulen gab es bisher nur wenige solcher Maßnahmen, welche zumeist außerhalb Deutschlands unter anderen Witterungsrandbedingungen stattfanden. Gegenüber den hier untersuchten Aufbauten gab es Unterschiede im verwendeten Zellmaterial und im Modul- und Fassadenaufbau.¹⁷ Im Rahmen des Photovoltaic Power System Programme (PVPS) der International Energy Agency (IEA) wurden bis zum Jahr 2000 Monitoringdaten von circa 370 PV-Systemen gesammelt. Lediglich 6 % der betrachteten Systeme stammen dabei aus dem Fassadenbereich.¹⁸ Dies verdeutlicht, wie gering die Datenlage für dieses Einsatzgebiet ist.

Aufgrund der derzeit im Vergleich zu Aufdachanlagen überschaubaren Anzahl an vorhandenen und installierten BIPV-Systemen in der Fassade, sind fundierte Aussagen zum Einfluss der jeweiligen Fassadenkonstruktion auf deren Leistungsfähigkeit während bestimmter Nutzungszeiten nur begrenzt vorhanden. Eine Befragung von Experten auf dem Gebiet der Fassadentechnik zeigte, dass die Wirtschaftlichkeit und die Leistungsfähigkeit von BIPV-Systemen derzeit die größten Hemmschwellen für einen verbreiteten Einsatz in der Fassade darstellen.¹⁹ Diese Barrieren können nur durch eine intensive Betriebsüberwachung und eine darauf aufbauende Weiterentwicklung vorhandener BIPV-Systeme überwunden werden. Wenn es gelingt, das große Potential der Fassadenflächen zur Erzeugung von Energie aus regenerativen Quellen besser auszunutzen, kann der Gebäudesektor erheblich zum Erreichen der energiepolitischen Ziele beitragen.

¹⁵ Vergleiche Jelle 2012.

¹⁶ Vergleiche Dooijewaard 2011 und Torres 2012.

¹⁷ Vergleiche Omer 2003, Wilson 2014, Seite 38 ff. und IEA-PVPS 2000, Parys 2016.

¹⁸ Nordmann 2003, Seite 1.

¹⁹ Vergleiche Prieto 2017, Seite 55 ff.

1.2 Zielsetzung

Im Rahmen dieser Arbeit soll die Leistungsfähigkeit verschiedener BIPV-Systeme analysiert und verglichen werden. Auf Grundlage der dabei festgestellten Einschränkungen und Defizite soll ein neues, leistungsfähigeres BIPV-System entwickelt werden, das die Energieeffizienz bisheriger Systeme verbessert.

Prinzipiell sind die wichtigsten Leistungsparameter, wie etwa Nennleistung, Leerlaufspannung und Temperaturkoeffizient, von PV-Modulen bekannt und müssen nach den Vorgaben der DIN EN 50380²⁰ auch im Datenblatt und auf dem Typenschild des PV-Moduls angegeben werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die so angegebenen Werte nur für die PV-Module ohne die Integration in eine Fassade gelten und unter speziellen, standardisierten Testbedingungen bestimmt wurden.

Bei der Verwendung von PV-Modulen im Rahmen von BIPV-Systemen in der Fassade und beim Betrieb dieser unter realen Witterungsbedingungen können sich jedoch die Randbedingungen teils deutlich von den standardisierten Testbedingungen unterscheiden. Dies führt je nach Einbausituation dazu, dass sich die realen Leistungsparameter von den auf Datenblättern und Typenschildern angegebenen Parametern unterscheiden. Die Untersuchungen in dieser Arbeit sollen Aufschluss darüber geben, inwieweit die Leistungsfähigkeit von BIPV-Systemen von äußeren Randbedingungen beeinflusst werden und inwiefern dies durch vorhandene Kennzahlen, ermittelt sowohl unter Standardtestbedingungen als auch unter realen Betriebsbedingungen, berücksichtigt werden. Vor allem jahreszeitliche Schwankungen oder das Verhalten während bestimmter Witterungsrandbedingungen sind hier von Interesse.

Ohne fundierte Aussagen zu Leistungsparametern von BIPV-Systemen sowie Einflussfaktoren, welche sich auf diese Leistungsparameter auswirken, ist es für Planer jedoch schwierig, eine ausreichend genaue Ertragsprognose zu erstellen. Bereits durchgeführte Untersuchungen zeigen,

²⁰ DIN EN 50380, Seite 4 ff.

dass es teilweise deutliche Abweichungen zwischen dem errechneten und gemessenen Ertrag von BIPV-Systemen geben kann.²¹ Im Rahmen eines Monitorings sollen deshalb die Leistungsparameter der verschiedenen untersuchten BIPV-Systeme unter realen Einsatzbedingungen ermittelt werden. Zudem erhält man durch die Untersuchungen ein besseres Verständnis für jahreszeitliche Besonderheiten in den Erträgen der BIPV-Systeme. Weiterhin können Aussagen zu Einflussfaktoren auf die Leistung dieser Systeme, wie zum Beispiel äußere Randbedingungen oder die jeweilige Fassadenkonstruktion, getroffen werden. Dies ist für die Eigennutzung des PV-Stroms beziehungsweise eine optimale Dimensionierung der Fassadenflächen für die Integration von PV-Modulen von entscheidender Bedeutung. Auch die Temperaturverteilung über den Modul- und Fassadenquerschnitt soll einen Aufschluss über mögliche Randeffekte von Fassadenkonstruktionen geben, woraus sich Planungsempfehlungen für die Praxis ableiten lassen.

Durch die Ableitung systembedingter Leistungsfaktoren aus dem Monitoring soll eine Aussage über die Eignung bisher zur Verfügung stehender Berechnungsmethoden für die energetische Bilanzierung von Gebäuden im Rahmen der Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie der europäischen Gebäuderichtlinie getroffen werden. Soweit erforderlich, können hier auch Handlungsempfehlungen zur Optimierung beziehungsweise Verbesserung dieser Berechnungsmethoden gegeben werden, um das Verhalten von BIPV-Systemen normativ besser zu berücksichtigen.

Ein wesentliches Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines neuen, leistungsstärkeren BIPV-Systems. Dies soll im Wesentlichen durch Eingriffe in die Baukonstruktion geschehen, beispielsweise durch den Einsatz innovativer Materialien. Hierzu werden zunächst vorhandene BIPV-Systeme einer umfangreichen Betriebsüberwachung unterzogen. Ziel ist dabei die Adressierung der größten Einflussfaktoren auf die Leistungsfähigkeit der BIPV-Systeme durch die Ableitung konstruktionsbedingter Leistungsparameter der eingesetzten PV-Module in unterschiedlichen BIPV-Systemen unter realen Witterungsbedingungen. Damit kann den Planern ein

²¹ Thorwarth 2014, Seite 87 ff.

Hilfsmittel zur Erstellung fundierter Ertragsprognosen angeboten werden. Diese bilden die Grundlage für eine optimale Auslegung des BIPV-Systems sowohl in Bezug auf die Erzeugung von elektrischer Energie als auch hinsichtlich deren Nutzung zur Deckung des Energiebedarfs innerhalb des Gebäudes.

Eine vergleichende Betriebsüberwachung des neu entwickelten BIPV-Systems mit vorhandenen Systemen über einen Zeitraum von einem Jahr unter realen Witterungsbedingungen ermöglicht gleichzeitig eine Bestimmung der Leistungsverbesserung und erlaubt somit eine Aussage über das Einsatzpotential im Gebäudesektor.

1.3 Abgrenzung

Diese Arbeit beschäftigt sich speziell mit der Betrachtung von PV-Modulen in der Fassade und der Bestimmung von Leistungsparametern in Abhängigkeit von der jeweiligen Fassadenkonstruktion. Konkret werden nur BIPV-Systeme betrachtet, bei welchen das PV-Modul die Fassadenbekleidung bildet. Der Einsatz als Sonnenschutzelement in der Fassade ist nicht Gegenstand der Betrachtung. Andere Einsatzgebiete, wie etwa die Verwendung von PV-Modulen in Freifeldanlagen oder im Dachbereich, sind schon länger Gegenstand wissenschaftlicher Untersuchungen und werden hier ebenfalls nicht weiter betrachtet. Folglich richten sich auch alle weiteren Ausführungen zu PV-Modulen in dieser Arbeit hauptsächlich an deren Einsatz in der Fassade.

Die Auswertung des im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Monitorings bezieht sich vorrangig auf die Bestimmung von Leistungsparametern am in die Fassade integrierten PV-Modul. Eine detaillierte Betrachtung der nachgeschalteten Komponenten der Anlagentechnik ist nicht Gegenstand der Untersuchung.

Bei der Entwicklung eines neuen BIPV-Systems im zweiten Teil dieser Arbeit wird sich vor allem auf baukonstruktive Eingriffe in der Fassadenkonstruktion konzentriert und nicht auf die Veränderung von PV-Modulen. Diese erfahren ohnehin eine stetige Weiterentwicklung durch die jeweiligen Hersteller, sowohl hinsichtlich des Wirkungsgrades als auch der Optik. Eine weiterentwickelte Fassadenkonstruktion ermöglicht den individuellen Einsatz verschiedenster PV-Module

und trägt somit dazu bei, dass das BIPV-System eine breite Anwendung im Gebäudesektor findet.

Aufgrund der vielen am Markt verfügbaren PV-Module und BIPV-Systeme stellen die hier untersuchten Systeme nur einen Teil der Möglichkeiten dar. Bei der Auswahl wurden jedoch Baugruppen bevorzugt, welche entweder bereits im Einsatz sind oder ein großes Nutzungspotential versprechen.

2 Stand der Technik

2.1 Grundlagen der Photovoltaik

2.1.1 Kristalline Module

Kristalline Module bestehen aus Photovoltaik-Zellen, welche eine Dicke von etwa 0,2 mm haben. Deren Hauptbestandteil ist das Halbleitermaterial Silizium. Ein solches Silizium-Element wird in der PV-Industrie auch als Wafer bezeichnet. Das dafür benötigte Silizium in Form von Siliziumdioxid (Quarzsand) ist in der Natur das zweithäufigste Element nach Sauerstoff.²² In einem energieintensiven Prozess wird aus dem Rohstoff das Halbleitermaterial Silizium gewonnen, welches in Form einer Schmelze vorliegt. Die Oberfläche dieser Wafer wird gezielt mit Bor, beziehungsweise die dem Licht zugewandte Seite mit Phosphor verunreinigt. Dadurch entsteht eine Raumladungszone über den Querschnitt der PV-Zelle mit einer negativ (n) geladenen Vorderseite und einer positiv (p) geladenen Rückseite. In der Grenzschicht, dem sogenannten p-n-Übergang, führt dies zu einem elektrischen Feld, in welchem bei Lichteinfall durch die Absorption von Photonen elektrische Ladungsträger freigesetzt werden. Positive Ladungsträger wandern zur p-Schicht, negative Ladungsträger zur n-Schicht. Durch eine elektrische Verbindung der Schichten über metallische Kontakte auf der Rückseite und Lötbandchen auf der Vorderseite wird bei Zwischenschaltung eines Abnehmers anschließend ein Stromfluss erzeugt (Bild 1).

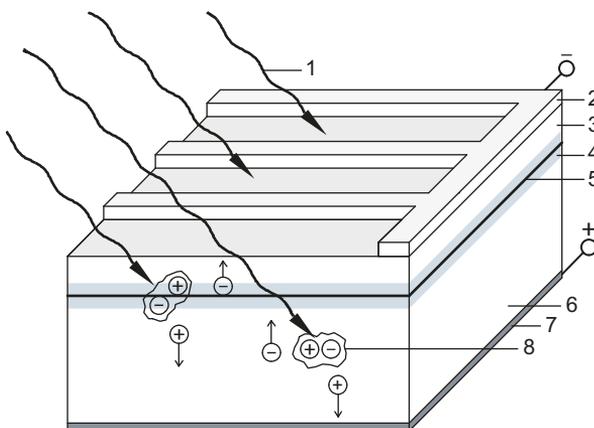


Bild 1

Schematischer Aufbau einer Solarzelle mit p-n-Übergang nach Mertens 2015, Seite 90.

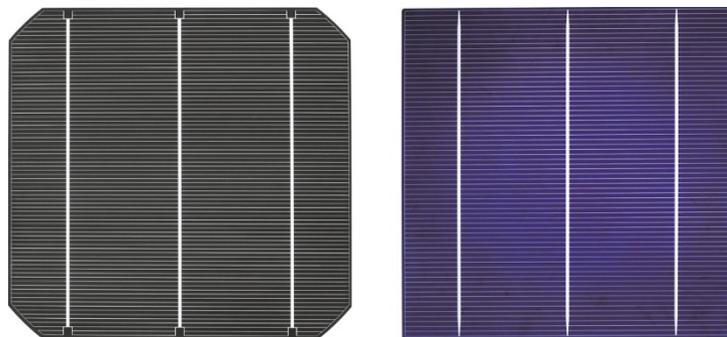
- 1 Lichteinfall
- 2 elektrische Verbindung (Frontkontakt)
- 3 n-Schicht
- 4 elektrisches Feld
- 5 p-n-Übergang
- 6 p-Schicht
- 7 elektrische Verbindung (Rückkontakt)
- 8 Ladungsträger

²² Vergleiche Mertens 2013, Seite 113.

Je nach Herstellung der Wafer wird zwischen monokristallinen und polykristallinen Zellen unterschieden (Bild 2). Dabei werden bei monokristallinen Zellen die Wafer aus einem mehrere Meter langen Zylinder geschnitten, welcher durch langsames Drehen aus der Siliziumschmelze gezogen wird, ähnlich dem Ziehen von Kerzen. Bei polykristallinen Zellen wird ein quadratischer Block aus der Siliziumschmelze gegossen, aus dem anschließend nach Erstarren des flüssigen Siliziums die Wafer gesägt werden. PV-Module mit kristallinen Zellen erreichen Wirkungsgrade von 13 bis 20 %.²³ Monokristalline PV-Module liegen dabei im oberen, polykristalline PV-Module im unteren Wirkungsgradbereich. Zusammengekommen erreichen beide Zelltypen einen weltweiten Marktanteil von fast 90 %, Dach- und Freifeldanlagen inbegriffen.²⁴

Bild 2
Kristalline Siliziumzellen
(Foto: SolarWorld AG).

Links: monokristallin
Rechts: polykristallin



Hohe Zelltemperaturen setzen den Wirkungsgrad eines kristallinen Solarmoduls deutlich herab. So erhöht sich bei steigender Temperatur die Elektronenbewegung in der Solarzelle, was zur Ausdehnung des Kristallgitters und zur Abnahme der Leerlaufspannung führt.²⁵ Die temperaturbedingte Leistungsminderung wird über den Temperaturkoeffizienten TK_p ausgedrückt und beträgt bei Silizium-Solarzellen etwa $-0,4$ bis $-0,5$ %/K.^{26,27} Das bedeutet, dass pro Kelvin Temperaturanstieg die Leistung der Solarzelle um $0,4$ bis $0,5$ % abnimmt.

²³ Vergleiche Mertens 2015, Seite 34.

²⁴ Vergleiche Schwarzburger 2015b, Seite 35.

²⁵ Vergleiche Mertens 2013, Seite 94 f.

²⁶ Bei einem Temperaturkoeffizienten von $TK_p = -0,5$ %/K reduziert sich bereits bei einem Temperaturunterschied von 10 K die Leistung der Solarzelle um 5 %.

²⁷ Vergleiche Mertens 2015, Seite 102.

In einem PV-Modul werden mehrere Solarzellen durch Löt­bändchen zu einem Zellstring elektrisch in Reihe geschaltet. Dies wird notwendig, da die erzeugte Spannung einzelner Zellen relativ gering ist. Aufgrund der Reihenschaltung der einzelnen Zellen sind kristalline Solarmodule relativ anfällig gegenüber Teilverschattungen. Wird zum Beispiel nur eine Zelle verschattet, hat diese eine relativ geringe Spannung. Die anderen, unverschatteten, Zellen leiten aufgrund der Reihenschaltung trotzdem einen Strom durch die verschattete Zelle, welche nun wie ein elektrischer Widerstand wirkt und die Leistung des gesamten PV-Moduls stark herabsetzt. Im ungünstigsten Fall kann es zudem zu einer Erwärmung (Hotspot) und Schädigung der verschatteten Zelle kommen. Um dies zu vermeiden wird der Strom an verschatteten Zellen durch den Einsatz von Bypassdioden vorbei geleitet. Die Bypassdioden sowie die Löt­bändchen zur Verschaltung der Solarzellen werden in eine witterungssichere Anschlussdose aus Kunststoff geführt. Diese befindet sich meist auf der Rückseite des PV-Moduls. Für spezielle Anwendungen in der Fassade gibt es auch Anschlussdosen, die seitlich am Modul sitzen. Dies ist aber eher die Ausnahme.

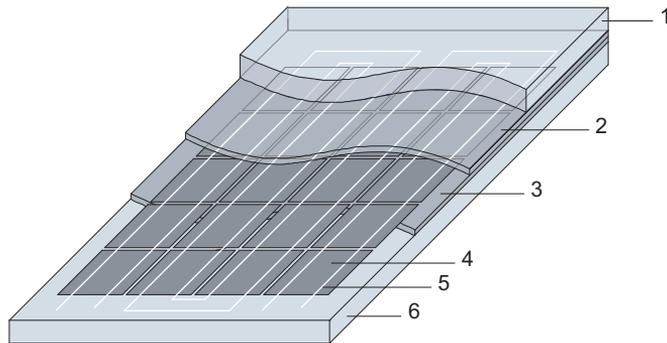
Die Zellstrings werden in ein transparentes Verbundmaterial eingeschlossen, um sie vor Witterungseinflüssen oder Beschädigungen zu schützen. Häufig kommt hier eine transparente Kunststoffolie aus Ethylen-Vinyl-Acetat (EVA) zum Einsatz. Je nach Hersteller und Anwendungsgebiet kann das Verbundmaterial aber auch aus anderen Stoffen bestehen. Die so geschützten Zellen befinden sich hinter einer Glasscheibe, welche häufig aus einem gehärteten, eisenarmen Solarglas (Weißglas) besteht. Dieses weist eine geringere Grünfärbung auf, wodurch mehr Solarstrahlung auf die Solarzellen gelangen kann. Die einfallende Solarstrahlung kann zudem noch durch den Einsatz einer Antireflexions­schicht auf dem Glas erhöht werden. Solche PV-Module sind dann besonders effizient, aber auch preisintensiv. Auf der Rückseite des Verbundes wird produktspezifisch entweder eine weitere Glasscheibe (Glas-Glas-Modul) oder eine Folie beziehungsweise ein Folienverbund aufgebracht (Glas-Folien-Modul) (Bild 3). Während Glas-Glas-Module vor allem in der Fassade verbaut werden, finden Glas-Folien-Module auf Dach- und Freiflächenanlagen ihre Anwendung. Die Folien werden bevorzugt in weißer Farbe ausgeführt, um eine übermäßige Aufheizung des Moduls zu verhindern. Bei speziellen Anwendungen, zum Beispiel bei teiltransparenten

Modulen, können jedoch auch durchsichtige Rückseitenfolien eingesetzt werden.

Die meisten Module werden zudem noch mit einem Aluminiumrahmen ausgestattet. Neben der Funktion als Kantenschutz für die Glasscheibe dient er zur Montage und kann zusätzlich zur Erdung und zum Potentialausgleich herangezogen werden.

Bild 3
Prinzip der verschiedenen Schichten eines kristallinen Solarmoduls.

- 1 Solarglas
- 2 obere Lage transparentes Verbundmaterial
- 3 untere Lage transparentes Verbundmaterial
- 4 kristalline Siliziumzelle
- 5 Lötbandchen
- 6 rückseitige Glasplatte oder Folie



Aus Kostengründen haben sich in der Praxis rechteckige PV-Module (Bild 4) mit standardisierten Abmessungen etabliert. Dennoch sind theoretisch auch variable Formen und Abmessungen möglich.

Bild 4
PV-Modul mit polykristallinen Zellen
(Foto: SolarWorld AG).



2.1.2 Dünnschichtmodule

Die in diesen Modulen verwendeten Dünnschicht-Zellen bilden nach den kristallinen Siliziumzellen eine neue Generation von Solarzellen. Im Gegensatz zum Verbund mehrerer in Reihe geschalteter Solarzellen, wie bei den kristallinen Solarmodulen, wird hier eine wenige Tausendstel Millimeter

dünne Halbleiterschicht durch Sputtern²⁸ oder Aufdampfen auf eine Glasscheibe aufgebracht. Die elektrische Verschaltung übernehmen hier nicht mehr Lötbändchen, sondern sogenannte Kontaktschichten, welche ebenfalls durch Sputtern auf die Glasscheiben aufbracht werden.

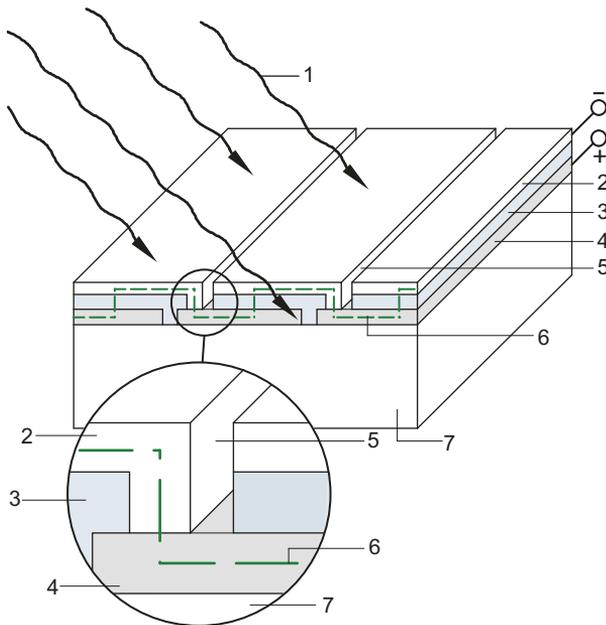


Bild 5
Schematischer Aufbau einer Dünnschicht-Solarzelle nach Häberlein 2007, Seite 114.

- 1 Lichteinfall
- 2 transparente TCO-Schicht (Frontkontakt)
- 3 Halbleiterbeschichtung, zum Beispiel CIGS
- 4 metallischer Rückkontakt
- 5 Laserstrukturierung
- 6 Stromfluss
- 7 Rückglas

So bestehen die Frontkontakte auf der zur Sonne zugewandten Seite der Solarzellen aus einer hochtransparenten TCO-Schicht (Transparent Conductive Oxide) aus Metalloxiden, die Rückkontakte aus einer meist silbrig glänzenden opaken Metallschicht. Der p-n-Übergang wird durch Halbleiterschichten gebildet, welche sich zwischen Front- und Rückkontakt befinden. Der elektrische Strom wird bei Lichteinfall durch ein Potentialgefälle zwischen Front- und Rückkontaktschicht erzeugt (Bild 5).

Die Verschaltung der einzelnen Zellen wird durch einen Laser erreicht, welcher die aufgetragenen Materialschichten in

²⁸ Nach Wesselak 2012, Seite 51 ist „Sputtern ein Vakuumprozess, bei dem aus einem Festkörper durch Ionenbeschuss Atome herausgelöst werden und in die Gasphase übergehen. Bringt man ein Substrat (hier: Glas) in den Prozess ein, so schlagen sich Atome aus der Gasphase auf dem Substrat nieder und bilden eine Schicht aus.“

mehrere Streifen teilt. Die Gesamtdicke aller Schichten beträgt circa $2\ \mu\text{m}$, was 100-mal dünner ist als eine kristalline Solarzelle.

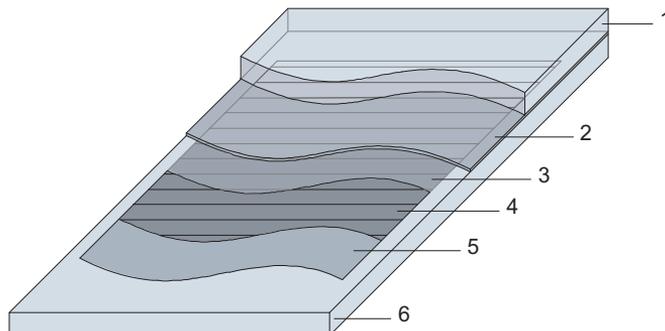
Die verwendeten Halbleitermaterialien sind amorphes oder mikrokristallines Silizium (a-Si , $\mu\text{-Si}$), Cadmiumtellurid (CdTe), sowie Verbindungen aus Indium (In), Kupfer (Cu), Selen (Se) bzw. Schwefel (S) und / oder Gallium (Ga), kurz CIS bzw. CIGS-Solarzellen. Durch die gesicherte Rücknahme und das Recycling von Solarmodulen ist gewährleistet, dass einige dieser schwermetallhaltigen Materialien nicht in die Umwelt gelangen.

Die so beschichtete Glasscheibe wird zusammen mit einem transparenten Verbundmaterial, wie zum Beispiel EVA oder Polyvinylbutyral (PVB), und einer weiteren Glasscheibe zu einem Glas-Glas-Modul verbunden (Bild 6). Die Dünnschicht-Solarzellen können je nach Halbleitermaterial sowohl auf die lichtzugewandte Deckscheibe (a-Si , $\mu\text{-Si}$, CdTe) als auch auf die Rückscheibe (CIS, CIGS) aufgebracht werden. Die beschichtete Glasscheibe ist aus fertigungstechnischen Gründen ein Floatglas, wohingegen die zweite Scheibe auch als Einscheibensicherheitsglas (ESG) oder teilvorgespanntes Glas (TVG) ausgeführt werden kann.

Bild 6

Prinzip der verschiedenen Schichten eines Dünnschicht-Solarmoduls.

- 1 Deckglas
- 2 Zwischenschicht, zum Beispiel PVB
- 3 transparente TCO-Schicht
- 4 Dünnschichtzellen, zum Beispiel CIGS
- 5 metallischer Rückkontakt
- 6 Rückglas



Die PV-Module haben meist rechteckige Formate und Standardabmessungen, welche sich nach der Herstellung richten. Häufig wird zudem aus ästhetischen Gründen auf einen Aluminiumrahmen verzichtet. Variationen in den Abmessungen sowie der Lage der Anschlussdose sind prinzipiell möglich, wirken sich aber nachteilig auf den Modulpreis aus.

Durch die verwendeten Zelltechnologien weisen die PV-Module eine homogene Ansichtsfläche auf (Bild 7), was vor allem für den Einsatz in Fassadenflächen von Interesse ist.



Bild 7

Dünnschicht-Solarmodule im Brüstungsbereich zwischen den Fensterbändern als äußere Bekleidung einer vorgehängten hinterlüfteten Fassade (Foto: Flohr).

Technisch ist es ebenfalls möglich, Dünnschicht-Solarzellen auf flexible Trägermaterialien, wie Kunststoff- oder Metallbänder, aufzutragen. Eingebettet zwischen mehrere Lagen witterungsbeständigen Kunststoff entstehen so PV-Module ohne Glas, welche leicht und flexibel einsetzbar sind zum Beispiel für gekrümmte Formen in der Architektur oder als Dachbahnen.

Der Wirkungsgrad von Dünnschichtzellen ist im Gegensatz zu kristallinen Zellen geringer. So haben Dünnschicht-Solarmodule einen Wirkungsgrad von 7 bis 13 %.²⁹ Die Vorteile dieser Zellen gegenüber kristallinen Zellen liegen neben der homogenen Ansichtsfläche und der Vielfalt möglicher Trägermaterialien hauptsächlich in den geringeren Herstellungskosten durch einen vergleichsweise niedrigen Material- und Energiebedarf. Weiterhin sind sie weniger anfällig gegenüber hohen Temperaturen. So hat zum Beispiel ein Dünnschichtmodul mit Cadmiumtellurid (CdTe) einen Temperaturkoeffizienten von $TK_p = -0,2$ bis $-0,3$ %/K. Bei kristallinen Solarmodulen liegt dieser Wert dagegen zwischen $-0,4$ und $-0,5$ %/K.

Zudem sind Dünnschicht PV-Module weniger empfindlich gegenüber Teilverschattung als kristalline Solarmodule. Dies

²⁹ Vergleiche Mertens 2015, Seite 35.

liegt vor allem an der Form der Solarzellen. Diese sind bei Dünnschicht PV-Modulen streifenförmig und unterscheiden sich so von den kompakten kristallinen Solarzellen. Eine Vollverschattung der gesamten Dünnschicht-Solarzelle wird dadurch erschwert. Das führt dazu, dass kristalline PV-Module bei Teilverschattung bis zu 50 % Leistungseinbußen haben. Bei Dünnschicht PV-Modulen sind es dagegen nur 10 %.³⁰

2.1.3 Organische Photovoltaik

Die organische PV wird auch als dritte Generation von Solarzellen bezeichnet, jedoch im Bauwesen bisher nur relativ selten eingesetzt. Unter dem Oberbegriff organische PV stehen momentan drei verschiedene Zelltypen zur Verfügung:

- Farbstoffzellen
- Small Molecular Solar Cells (SMSCs)
- Polymere Solarzellen

In Farbstoffzellen („Grätzelzellen“) wird durch einen organischen Farbstoff Energie erzeugt, ähnlich dem natürlichen Prozess der Photosynthese. SMSCs (Oligomere) und Polymere Solarzellen sind dagegen Kunststoff-Solarzellen auf Basis organischer Halbleitermaterialien, welche durch die Verwendung von organischen Kohlenwasserstoffverbindungen entstehen. Der Unterschied zwischen diesen beiden Zelltypen liegt vor allem in der chemischen Zusammensetzung des Halbleitermaterials, speziell der Länge der Kohlenwasserstoffketten, als auch in der Herstellung.

Der Einsatz von günstigen und umweltverträglichen organischen Materialien ermöglicht den Verzicht des aufwändig herzustellenden Siliziums. Die Applikation der organischen Substanz kann sowohl in einem Rolle-zu-Rolle Prozess oder mittels Tintenstrahldruck auf leitfähige und flexible Untermaterialien aufgebracht werden (Bild 8). Den Frontkontakt bildet eine transparente Metalloxidschicht, ähnlich wie auch bei den Dünnschicht-Solarzellen. Die Verfahren zur Herstellung organischer PV-Zellen sind weder material- noch energieintensiv, da nicht unter hohen Temperaturen gearbeitet wird und nur geringe Schichtdicken benötigt werden.

³⁰ Vergleiche Haselhuhn 2013, Seite 51.

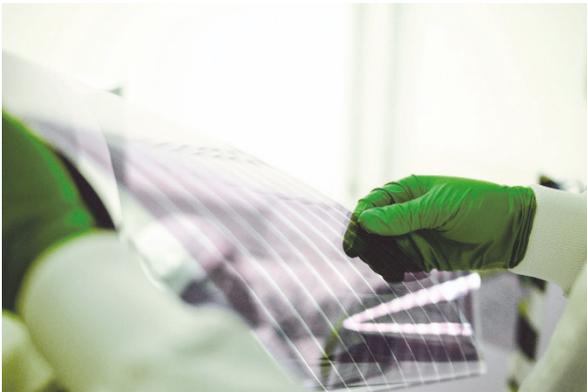


Bild 8

Organische PV auf einem flexiblen Trägermaterial ermöglichen einen vielseitigen Einsatz (Foto: BELECTRIC OPV GmbH).

Auch wenn durch intensive Forschung bereits relativ hohe Wirkungsgrade im Labormaßstab erreicht wurden, liegen die durchschnittlichen Wirkungsgrade in der Praxis mit 3 bis 7 % teils weit unter denen von kristallinen und Dünnschicht-Solarmodulen. Einen besonderen Problempunkt stellt zudem die Langzeitstabilität dar, welche durch Wasser, Sauerstoff aber auch UV-Licht stark herabgesetzt wird. Neu entwickelte Schutzfolien können jedoch zur Steigerung der Langzeitstabilität beitragen. Aktuell ist die organische PV nur selten in der Fassade zu finden. Dennoch erscheint diese vor allem durch die niedrigen Herstellungskosten als die Solartechnologie der Zukunft.

2.1.4 Systemkomponenten

Für eine funktionstüchtige PV-Anlage sind neben den PV-Modulen, welche zweifelsohne das wichtigste Bauteil darstellen, noch weitere Systemkomponenten notwendig. Die in den PV-Modulen durch Umwandlung der solaren Strahlungsenergie generierte elektrische Energie wird über Leitungen zu einem Generatoranschlusskasten geführt. Dabei werden mehrere PV-Module untereinander zu einem Modulstrang verschaltet. Dies kann sowohl in Form einer Reihenschaltung als auch in Form einer Parallelschaltung geschehen. Bei einer Reihenschaltung wird der Pluspol des einen Moduls mit dem Minuspol des benachbarten Moduls verschaltet. Gemäß der physikalischen Gesetzmäßigkeit wird dabei die Spannung U_i der einzelnen Module aufsummiert (Gleichung 1), die Stromstärke I_i bleibt gleich (Gleichung 2).³¹

³¹ Vergleiche Mertens 2013, Seite 150.

Gleichung 1

$$U_{\text{ges,R}} = \sum_{i=1}^N U_i = U_1 + U_2 + \dots + U_N$$

Mit: $U_{\text{ges,R}}$: Gesamtspannung des Modulstranges bei einer Reihenschaltung [V]
 U_i : Spannung eines einzelnen PV-Moduls [V]

Gleichung 2

$$I_{\text{ges,R}} = I_1 = I_2 = \dots = I_N$$

Mit: $I_{\text{ges,R}}$: Gesamtstromstärke des Modulstranges bei einer Reihenschaltung [A]
 I_i : Stromstärke eines einzelnen PV-Moduls [A]

Diese Art der Verschaltung ist einfach herzustellen und erzeugt geringe Leitungslängen. Der Ausfall einzelner PV-Module kann zum Ausfall des gesamten Modulstranges führen, da diese sich wie ein Widerstand innerhalb der in Reihe geschalteten PV-Module verhalten und den Stromfluss blockieren. Um dies zu verhindern, befinden sich Bypassdioden in der Anschlussdose eines jeden PV-Moduls. Diese wirken wie eine Weiche und ermöglichen einen Stromfluss am ausgefallenen Modul vorbei, indem sie ausgefallene PV-Module aus der Reihenschaltung herausnehmen.

Bei einer Parallelschaltung werden sowohl die Pluspole als auch die Minuspole der einzelnen PV-Module auf einer Sammelleitung gebunden. Dadurch bleibt die Spannung U_i der einzelnen PV-Module gleich (Gleichung 3) und die Stromstärke I_i summiert sich auf (Gleichung 4).³² Diese Art der Verschaltung ist aufwändiger als die Reihenschaltung und benötigt größere Leitungslängen sowie preisintensivere Steckverbindungen. Dafür reduziert sich der Stromfluss im Strang bei einem beschädigten oder verschatteten PV-Modul nur um die Leistung des betroffenen PV-Moduls. In der Praxis gibt es häufig eine Kombination aus Reihen- und Parallelschaltung, um das Optimum aus Spannung, Stromstärke und Materialverbrauch zu erzielen. Häufig wird ein Hauptschalter in den Sammelleitungen eingebaut, welcher die Abschaltung der PV-Anlage im Gefahrenfall ermöglicht.

³² Vergleiche Mertens 2013, Seite 149.

$$U_{\text{ges,P}} = U_1 = U_2 = \dots = U_N$$

Gleichung 3

Mit: $U_{\text{ges,P}}$: Gesamtspannung des Modulstranges bei einer Parallelschaltung [V]
 U_i : Spannung eines einzelnen PV-Moduls [V]

$$I_{\text{ges,P}} = \sum_{i=1}^N I_i = I_1 + I_2 + \dots + I_N$$

Gleichung 4

Mit: $I_{\text{ges,P}}$: Gesamtstromstärke des Modulstranges bei einer Parallelschaltung [A]
 I_i : Stromstärke eines einzelnen PV-Moduls [A]

Vom Generatoranschlusskasten führen ein oder mehrere Modulstränge zum Wechselrichter. Dessen Hauptaufgabe ist die Umwandlung des von den PV-Modulen erzeugten Gleichstroms DC (direct current) in einen für das öffentliche Stromnetz gebräuchlichen Wechselstrom AC (alternating current) mit einer Spannung von 230 V bei einer Frequenz von 50 Hz. Der von den PV-Modulen erzeugte Gleichstrom setzt sich dabei aus der Stromspannung und der Stromstärke zusammen. Die elektrische Leistung ergibt sich nach Gleichung 5 aus dem Produkt der beiden Größen.³³

$$P = U \cdot I$$

Gleichung 5

Mit: P : Leistung des PV-Moduls [W]
 U : Spannung des PV-Moduls [V]
 I : Stromstärke des PV-Moduls [A]

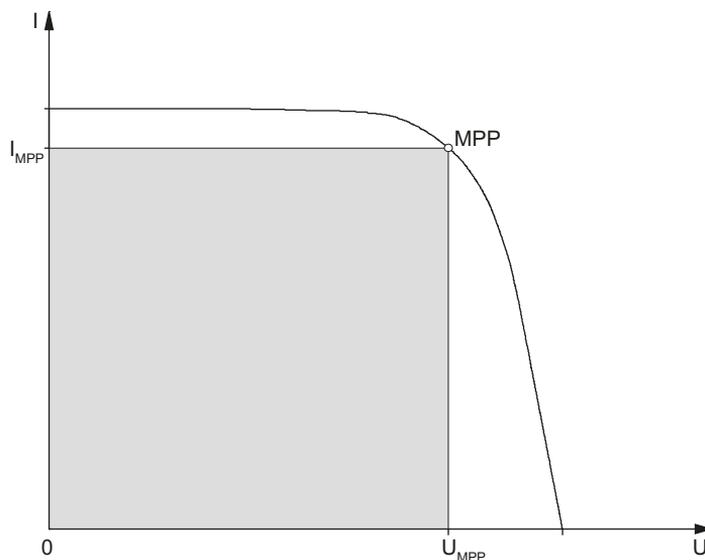
Beide Parameter stehen im direkten Zusammenhang und können über eine Strom-Spannungs-Kennlinie (IU-Kennlinie) beschrieben werden. Die Maximalleistung wird demnach erreicht, wenn das Produkt aus Spannung und Stromstärke maximal wird. Dieser Bereich wird auch als Maximum-Power-Point (MPP) bezeichnet (Bild 9).

Da sich im laufenden Betrieb einer PV-Anlage die Strom-Spannungs-Kennlinie aufgrund wechselnder Witterungseinflüsse (wie etwa Einstrahlung und Temperatur) ständig ver-

³³ Vergleiche Mertens 2013, Seite 92.

ändert, variiert auch der Maximum-Power-Point. Ein Wechselrichter versucht dies auszugleichen, indem ein eingebauter MPP-Tracker ständig für jede Kennlinie das optimale Verhältnis zwischen Stromstärke und Spannung abgleicht und den MPP daraufhin anpasst. Dies gewährleistet, dass eine besonders hohe Leistung erzielt wird und die Umwandlungsverluste durch den Wechselrichter gering sind.

Bild 9
Prinzip Strom-Spannungskennlinie und Maximum-Power-Point (MPP). Die gefüllte Fläche stellt die elektrische Leistung als Produkt aus Spannung und Stromstärke dar.



Weiterhin lassen sich über den Wechselrichter auch Ertragsdaten und Systeminformationen abrufen, womit dieser zusätzlich zur Anlagenüberwachung herangezogen werden kann. Je nach Aufbau der PV-Anlage und Anzahl der Modulstränge gibt es verschiedene Konzepte zur Einbindung des Wechselrichters. So kann man sowohl mehrere Modulstränge an einen einzelnen Wechselrichter anschließen, als auch einen Wechselrichter je Modulstrang verwenden. Dies ist sowohl von der PV-Anlage als auch von den technischen Eigenschaften des jeweiligen Wechselrichters abhängig.

Der von einem oder mehreren Wechselrichtern erzeugte Gleichstrom wird sowohl in das öffentliche Stromnetz eingespeist, als auch im Gebäude teilweise bis ganz verbraucht. Beim Eigenverbrauch wird häufig ein Stromspeicher nötig, der den überschüssigen PV-Strom für eine spätere Nutzung zwischenspeichert. Dies ist dem Fakt geschuldet, dass zwischen der größten Energieerzeugung tagsüber an sonnenreichen Stunden und dem größten Energieverbrauch in den

sonnenarmen Morgen- und Abendstunden eine zeitliche Lücke entsteht. Diese Diskrepanz ist bei Wohngebäuden stärker ausgeprägt als bei Nichtwohngebäuden, welche auch über den Tagesverlauf einen gewissen Strombedarf aufweisen. Die Speicherung kann sowohl direkt (durch Batteriespeicher) oder indirekt (etwa durch Transformation des Stroms in Warmwasser für die Heizungsanlage) erfolgen. Durch einen Stromspeicher lässt sich der Deckungsanteil des Strombedarfes durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen, erzeugt in unmittelbarer Nähe zum Verbraucher, erhöhen.

Somit wird nur noch der verbleibende, nicht selbst benötigte, PV-Strom ins öffentliche Stromnetz eingespeist und nur in Zeiten ohne Stromproduktion durch die PV-Anlage und bei leerem Speicher Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen. Deshalb ist es erforderlich, zwei Stromzähler vorzusehen, da sowohl die Menge des von der PV-Anlage ins öffentliche Netz eingespeisten Stroms, als auch des aus dem öffentlichen Netz bezogenen Stroms für die Abrechnung beim Energieversorger aufgezeichnet werden müssen. Für bestimmte Leistungsbereiche existieren auch Stromzähler, welche mit Vorwärts- und Rückwärtszähler ausgestattet sind.

2.1.5 Nutzungskonzepte

Prinzipiell kann zwischen zwei Arten von Nutzungskonzepten unterschieden werden. Das sind zum einen die Inselösung und zum anderen netzgekoppelte Anlagen. Beide Konzepte haben Vor- und Nachteile und finden deshalb auch in unterschiedlichen Gebieten Anwendung.

Bei der Inselösung ist das Gebäude autark und nicht mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden. Der von der PV-Anlage erzeugte Strom wird zur Deckung des kompletten Energiebedarfes genutzt. Dies erfordert eine intensive Planung und Auslegung aller Komponenten und die Installation von Energiespeichern. Da dies mit sehr viel Aufwand und Kosten verbunden ist, werden Inselösungen hauptsächlich in Gebieten ohne Zugang zu einem öffentlichen Stromnetz ausgeführt.

Bei der netzgekoppelten Anlage ist das Gebäude mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden. Überschüssiger PV-

Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist. Der Strombedarf in sonnenarmen Zeiten oder in der Nacht wird dagegen aus dem öffentlichen Netz gedeckt. In Deutschland ist dies das bevorzugte Nutzungskonzept, da in der Regel überall ein funktionierendes Stromnetz vorhanden ist und das die wirtschaftlichere Variante darstellt. Dabei lässt sich zwischen einer Volleinspeisung und einer Teileinspeisung unterscheiden.

Bei der Volleinspeisung wird der gesamte erzeugte PV-Strom in das öffentliche Netz eingespeist und sämtlicher Strombedarf aus diesem gedeckt. Das erübrigt die Installation von zusätzlichen Energiespeichern im Gebäude und eine aufwändige Auslegung der PV-Anlage auf den Strombedarf. Bis zum Jahr 2012 wurde hauptsächlich die Volleinspeisung angewandt. Triebfeder dafür war die im Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) eingeführte Einspeisevergütung.³⁴ Diese regelte die Vergütung von PV-Strom, welcher in das öffentliche Stromnetz eingespeist wurde. Das sollte dem schnellen Ausbau der Photovoltaik dienen. Durch die damit verbundenen hohen Stückzahlen und die große Nachfrage wurde eine Leistungsverbesserung der PV-Module bei gleichzeitiger Reduktion der Herstellungskosten angestrebt.

Nach §11 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2004 wurde eine Kilowattstunde (kWh) PV-Strom bei Anlagen mit einer Leistung bis 30 Kilowatt (kW) im Jahr 2004 mit 57,4 Cent (ct) vergütet. Der durchschnittliche Strompreis³⁵ bei Bezug aus dem öffentlichen Netz lag dagegen nur bei 17,96 ct/kWh.³⁶ Dieser Unterschied rechtfertigte die vollständige Einspeisung des PV-Stroms ins öffentliche Stromnetz. Gleichzeitig wurde in §11 Absatz 5 EEG 2004 jedoch festgehalten, dass der Betrag der Einspeisevergütung jährlich um 5 % gegenüber dem Vorjahr sinkt (Degression). Im Rahmen weiterer Veränderungen wurde mit der Gesetzesnovelle von 2009³⁷ eine variable Degression eingeführt, welche sich am Zubau von PV-Anlagen orientiert. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz von 2014 (EEG 2014) sieht eine planmäßige Degression

³⁴ Vergleiche EEG 2004.

³⁵ Der durchschnittliche Strompreis von 17,96 ct/kWh gilt für einen Drei-Personenhaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh.

³⁶ BDEW 2014.

³⁷ Vergleiche EEG 2009.

von monatlich 0,5 % vor, solange sich der PV-Zubau zwischen 2,4 und 2,6 GW pro Jahr bewegt. Steigt der Zubau schneller, wird die Degression erhöht. Kommt der PV-Zubau dagegen ins Stocken, wird die Degression gesenkt. Die jeweilige Degression wird von der Bundesnetzagentur bekannt gegeben.³⁸ Generell gilt, dass eine fixe Einspeisevergütung über eine Dauer von 20 Jahren plus dem Inbetriebnahmejahr (§25 EEG 2017) auch nach dem aktuell gültigen EEG 2017 nur für Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW möglich ist (vergleiche §21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017). Dies führt dazu, dass weitere Fördermechanismen, wie die Ausschreibung von Anlagen oder die Direktvermarktung des erzeugten PV-Stroms für den Gebäudesektor kaum relevant sind, da hier die dafür notwendigen Anlagengrößen aufgrund begrenzter Flächen am Gebäude selten erreicht werden können.

Diese Rahmenbedingungen führten dazu, dass bereits im Jahr 2012 die Einspeisevergütung je kWh PV-Strom für PV-Anlagen mit einer Leistung bis 10 kW geringer war als der Preis für den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz. So erhielt man für den Zeitraum vom 01.01.2012 bis 31.03.2012 eine Einspeisevergütung von 24,43 ct/kWh.³⁹ Ab dem 01.04.2012 sank der Betrag im Zuge einer Änderung des EEGs sogar auf 19,50 ct/kWh.⁴⁰ Der durchschnittliche Strompreis für einen Dreipersonenhaushalt lag dagegen bei 25,89 ct/kWh.⁴¹

Diese Entwicklung hat zur Folge, dass mittlerweile der Eigenverbrauch des von der PV-Anlage erzeugten Stroms angestrebt und nur noch der überschüssige Strom mit einer relativ geringen Einspeisevergütung ins öffentliche Netz eingespeist wird (Teileinspeisung). Hierbei ist jedoch zu beachten, dass nach §61 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 bei Eigenverbrauch ab dem 01.01.2017 40 % der EEG-Umlage gezahlt werden muss. Anlagen mit einer Leistung unter 10 kW sowie höchstens 10 MWh selbst verbrauchten Strom je Kalendermonat sind nach §61 Abs. 2 Nr. 4 davon ausgenommen. Die EEG-Umlage ist ein finanzieller Betrag, welcher bei dem Bezug

³⁸ Vergleiche Bundesnetzagentur 2015.

³⁹ Bundesnetzagentur 2011.

⁴⁰ EEG 2012.

⁴¹ BDEW 2014.

von Strom aus dem öffentlichen Stromnetz gezahlt werden muss. Mit ihm sollen die Mehrkosten für die zuvor beschriebene Einspeisevergütung finanziert werden. Für das Jahr 2017 beträgt diese Umlage 6,88 ct/kWh.⁴²

Der Eigenverbrauch des PV-Stroms kann auch bei der energetischen Bewertung eines Gebäudes nach der Energieeinsparverordnung (EnEV) angesetzt werden. Durch die EnEV wird die europäische Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden in nationales Recht umgesetzt. Sie sieht unter anderem die Begrenzung des Primärenergiebedarfes eines Gebäudes vor und bietet auch die Möglichkeit, am Gebäude selbst erzeugten PV-Strom vom berechneten Endenergiebedarf abzuziehen und diesen so in die energetische Bilanzierung einfließen zu lassen.⁴³ Je höher ein Gebäude über den Anforderungen der EnEV liegt, umso höhere finanzielle Anreize bieten Förderinstrumente der Bundesregierung im Gebäudesektor.

Vor allem die Kühlung von Gebäuden, welche zum Großteil über elektrische Energie erfolgt, hat einen großen Einfluss auf den Primärenergiebedarf⁴⁴ eines Gebäudes. Dieser kann durch die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen stark gesenkt werden. Betrachtet man zudem die Tatsache, dass, bedingt durch den Klimawandel, in Zukunft der Kühlbedarf von Gebäuden und somit auch der Strombedarf steigen wird, kommt der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen eine noch größere Bedeutung zu. Untersuchungen zur Auswirkung des Klimawandels auf den Gebäudebestand zeigten, dass der Kühlbedarf von Bürogebäuden je nach Baukonstruktion und Sanierungszustand bis zum Ende des 21. Jahrhunderts um bis zu 108 % im Vergleich zum derzeitigen Stand steigt.⁴⁵

Zukünftig sollen das Energieeinspargesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) in einem Gebäudeenergiegesetz (GEG) zusammengefasst werden. Im Refe-

⁴² Vergleiche 50hertz, Seite 15.

⁴³ EnEV 2014, § 5.

⁴⁴ Der Primärenergiebedarf eines Gebäudes ergibt sich aus dem Endenergiebedarf multipliziert mit dem Primärenergiefaktor.

⁴⁵ Weller 2016b, Seite 71.

rentenentwurf des Gesetzes vom 23.01.2017 sind neben einem hochwertigen baulichen Wärmeschutz vor allem die Deckung des Energiebedarfs durch erneuerbare Energien die Schwerpunkte. Neuerungen ergeben sich hier auch in einem flexibleren Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien, welcher in der Nähe des Gebäudes erzeugt wurde. So ist es nach §107 Abs. 1 Nr. 1 GEG 2017 im Rahmen von Quartierslösungen möglich, „...Anlagen zur dezentralen Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien ...“ zu errichten. Insofern kann der von PV-Modulen erzeugte Strom neben der Deckung des Eigenbedarfs oder der Einspeisung in das öffentliche Stromnetz auch zwischen Gebäuden, die in räumlichen Zusammenhang stehen, verteilt und genutzt werden.

2.2 Bauwerkintegration

2.2.1 Überblick

Das Hauptziel der Bauwerkintegration von Photovoltaik ist die dezentrale Erzeugung von elektrischem Strom, welcher im Idealfall innerhalb des jeweiligen Gebäudes verbraucht oder zwischengespeichert wird. Eine PV-Anlage kann auf verschiedene Art und Weise in ein Gebäude eingebunden werden. Dazu eignen sich sämtliche, der Sonne zugewandten Flächen, sowohl auf dem Dach als auch in der Fassade.

Nach DIN EN 50583-1, welche die Photovoltaik im Bauwesen regelt, gilt ein PV-Modul als bauwerkintegriert, wenn es einen konstruktiven Bestandteil des Gebäudes darstellt und mindestens eine der nachfolgenden Funktionen erfüllt:

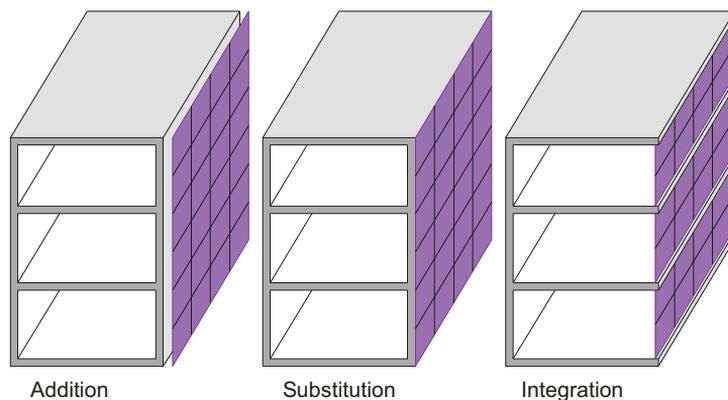
- Mechanische Festigkeit und strukturelle Integrität
- Primärer Witterungsschutz: Regen, Schnee, Wind, Hagel
- Energieeinsparung, Abschattung, Tageslichtbeleuchtung, Wärmedämmung
- Brandschutz
- Schallschutz

Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass bei der Demontage eines PV-Moduls dieses durch eine geeignete Gebäudekomponente ersetzt werden muss, um dessen Funktion weiterhin zu erfüllen.⁴⁶

⁴⁶ DIN EN 50583-1, Kapitel 3.1

Weller 2009a unterscheidet die konstruktive Einbindung der PV-Module zwischen Addition, Substitution und Integration (Bild 10). Bei der Addition werden die PV-Module vor eine bestehende Gebäudehülle gesetzt. Der Wärme- und Witterungsschutz wird weiterhin von der darunterliegenden Hüllfläche übernommen, während die PV-Module nur zur Stromerzeugung dienen. Bei der Substitution übernehmen die PV-Module einzelne Funktionen der Gebäudehülle, wie etwa den Schlagregenschutz beim Einsatz als äußeres Bekleidungs-element einer vorgehängten hinterlüfteten Fassade. Bei der Integration übernimmt das PV-Modul sämtliche Funktionen der Gebäudehülle, womit sich der Modulaufbau von dem in Kapitel 2.1.1 und Kapitel 2.1.2 unterscheidet. Ein Beispiel dafür sind PV-Module integriert in eine Mehrscheibenisolierverglasung. Als bauwerkintegriert gelten nach der Definition der DIN EN 50583 demnach nur die Substitution und Integration.

Bild 10
Arten für die konstruktive Einbindung einer PV-Anlage in die Gebäudehülle nach Weller 2009a, Seite 49.



2.2.2 Standort

Den größten Einfluss auf den Energieertrag eines PV-Moduls hat die Sonnenstrahlung. Diese bildet den „Rohstoff“ für die Energieumwandlung innerhalb der Solarzelle. In der Meteorologie wird die Sonnenstrahlung fachspezifisch häufig als Globalstrahlung bezeichnet und setzt sich aus direkter (schattenwerfender) und diffuser Strahlung (Streustrahlung) zusammen. Gemessen wird sie bezogen auf eine horizontale Fläche. Da es sich bei der Globalstrahlung im physikalischen Sinne um eine Leistung, bezogen auf einen Quadratmeter Fläche handelt, wird diese in der Einheit Watt je Quadratmeter [W/m^2] angegeben.

Da die Globalstrahlung aufgrund von Witterungseinflüssen und des täglichen Sonnenstandes sehr stark schwanken kann, wird in der Technik selten der Wert der Globalstrahlung zu einer bestimmten Zeit angegeben. Vielmehr betrachtet man die innerhalb einer Zeitspanne einfallende Globalstrahlung. Eine typische Zeitspanne ist dabei ein Jahr, da so der Einfluss aller möglichen Sonnenstände und Witterungseinflüsse enthalten ist. Durch die Betrachtung einer Leistung innerhalb einer Zeitspanne ergibt sich die physikalische Größe Energie in der Einheit Wattstunde [Wh].

Die Verteilung der Globalstrahlung kann über Globalstrahlungskarten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) betrachtet werden. In diesen wird die Globalstrahlung bezogen auf die Fläche von einem Quadratmeter innerhalb eines Jahres (es ergibt sich die Einheit kWh/m²a) für alle Standorte in Deutschland angegeben.

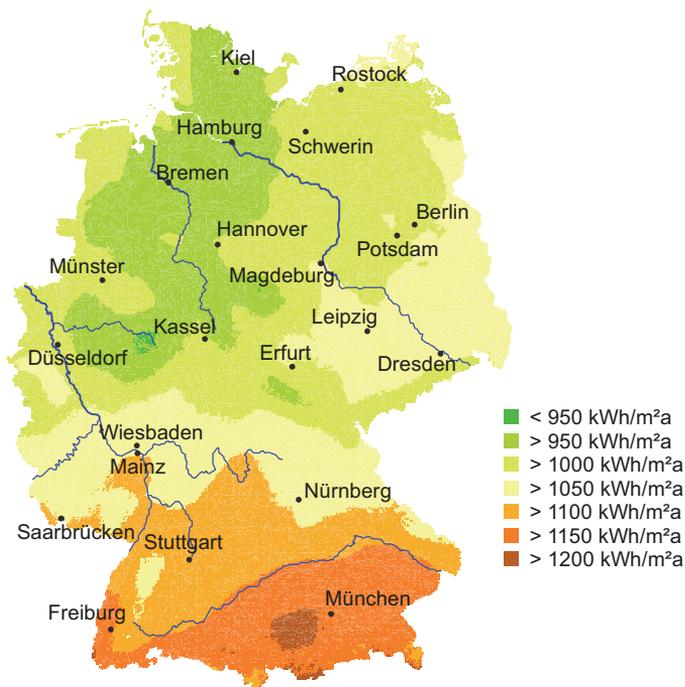


Bild 11

Globalstrahlungskarte für Deutschland, mittlere jährliche Summe der Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche in kWh/m²a für den Bezugszeitraum 1981 – 2010 nach DWD 2015a.

Ein Blick auf Bild 11 zeigt, dass sich allein innerhalb Deutschlands der Betrag der durchschnittlichen jährlichen Globalstrahlungssumme um bis zu 25 % unterscheidet, wobei ein deutliches Nord-Süd-Gefälle erkennbar ist. Der Grund dafür liegt zum einen in der geografischen Lage und zum

anderen in regionalspezifischen Wetterlagen, wie die Wolkenbildung. So nimmt zum Beispiel der Betrag der jährlichen Globalstrahlungssumme vom Äquator aus nach Norden hin aufgrund der jährlichen Wanderung der Sonne zwischen dem nördlichen und südlichen Wendekreis (Breitenkreise 23° 26' 05'' nördliche und südliche Breite) ab.

2.2.3 Ausrichtung

Der Standort eines Gebäudes ist ein wichtiger Faktor für den Energieertrag der PV-Anlage, aber nicht der einzige. So hängt die tatsächlich auf eine Solarzelle einfallende Strahlung neben dem Standort auch von der Ausrichtung des PV-Moduls ab. Einfallende Lichtstrahlen durchqueren auf ihrem Weg zur Solarzelle das Deck- bzw. Solarglas, wobei ein Teil der Strahlung von der Oberfläche dieses Glases wieder reflektiert wird und somit nicht zur Energieumwandlung zur Verfügung steht. Den Betrag dieser Reflexion beschreibt der Reflexionsfaktor R:⁴⁷

Gleichung 6

$$R = \frac{I_r}{I_i}$$

Mit: R: Reflexionsfaktor [-]
 I_r: Reflektierte Strahlung [W/m²]
 I_i: Einfallende Strahlung [W/m²]

Ein Reflexionsgrad von 1 stellt einen idealen Spiegel dar, bei welchem sämtliche auftreffende Strahlung wieder reflektiert wird. Ein Reflexionsgrad von 0 entspricht einem idealen schwarzen Körper und gibt an, dass sämtliche auftreffende Strahlung von einem Körper absorbiert oder transmittiert wird, so dass keine Reflexionen entstehen. In der Praxis liegt dieser Wert zwischen 0 und 1, wobei sich dieser je nach Einfallswinkel der Lichtstrahlen ändert. So wird bei senkrechtem Lichteinfall der niedrigste Reflexionsgrad erreicht, welcher dann mit spitzer werdendem Winkel ansteigt.

Aufgrund der festen Anordnung eines PV-Moduls in der Hülle eines Gebäudes und der Änderung des täglichen und jährlichen Sonnenstandes gibt es zwangsläufig unterschied-

⁴⁷ Hecht 2001, Seite 186.

liche Einfallswinkel und somit auch unterschiedliche Reflexionsgrade. Für einen Standort innerhalb Deutschlands weisen unter diesen Voraussetzungen nach Süden orientierte Flächen mit einer Neigung von 30° zur Horizontalen den über das Jahr gesehen höchsten Strahlungseinfall auf (Bild 12). Vertikale, nach Norden orientierte Flächen erhalten dagegen die geringste Einstrahlung.

Eine vorrangige Ausrichtung sämtlicher PV-Module nach Süden in Verbindung mit einer Neigung von 30 ° bringt jedoch den Nachteil, dass vor allem bei einer Einspeisung des PV-Stroms ins öffentliche Netz, wie früher aufgrund hoher Einspeisevergütungen praktiziert, eine Lastspitze in den Mittagsstunden sonnenreicher Tage erfolgt. Mittlerweile wird infolge gesunkener Einspeisevergütungen eine Eigennutzung des von der PV-Anlage erzeugten Stroms angestrebt (Kapitel 2.1.5) und nur der überschüssige Strom wird noch ins öffentliche Netz eingespeist. Durch diese Entwicklung ist weniger der maximale Ertrag, sondern der zu einer bestimmten Nutzungszeit vorhandene Ertrag von Bedeutung. Zwar kann dem durch den Einsatz von Stromspeichern entgegengewirkt werden, jedoch ist die Installation solcher Komponenten mit zusätzlichen Kosten und Planungsaufwand verbunden.

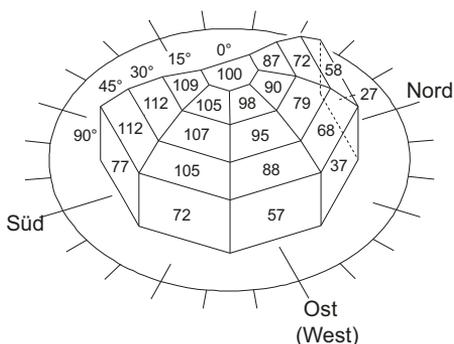


Bild 12
Relative jährliche Einstrahlung auf Flächen am Gebäude im Verhältnis zur horizontal gemessenen Globalstrahlung, gemessen am Standort Würzburg (Quelle: Bagda 2016, Seite 52).

Vertikal angeordnete PV-Anlagen an der Fassade haben im Vergleich zu geneigten einen über das Jahr gesehen konstanteren Strahlungseinfall. Betrachtet man zudem die Tatsache, dass vor allem in Wohngebäuden ein Großteil des Strombedarfes in den Morgen- und Abendstunden anfällt, wird auch die Nutzung von Ost- und Westfassaden für die

Integration von PV-Modulen interessant.⁴⁸ So weist eine nach Osten ausgerichtete Fläche vor allem in den Morgenstunden nach Sonnenaufgang und eine nach Westen ausgerichtete Fläche in den Abendstunden vor Sonnenuntergang die meiste Einstrahlung auf. Dies gilt allerdings nur für Standorte auf der Nordhalbkugel.

Ein weiterer positiver Effekt der direkten Nutzung des Stroms im Gebäude ist die Verringerung von Leitungs- und Transformationsverlusten, welche beim Stromtransport über das öffentliche Netz entstehen.

2.2.4 Verschattung

Verschattungen haben einen großen Einfluss auf die Leistungsfähigkeit von PV-Modulen, da diese einen geringen Lichteinfall und somit auch eine geringe Stromproduktion innerhalb der Solarzelle bedeuten. Kritisch sind hier vor allem Teilverschattungen, da diese die Leerlaufspannung nur in den verschatteten Zellen herabsetzen und diese zu einem elektrischen Widerstand machen. Der bereits in Kapitel 2.1.1 beschriebene Leistungsabfall des gesamten Moduls und im schlimmsten Fall die Bildung eines Hotspots sind die Folgen. Dabei sind kristalline Solarmodule aufgrund des Aufbaus von mehreren, in Reihe geschalteten quadratischen Solarzellen, anfälliger als zum Beispiel Dünnschichtmodule. Diese können aufgrund der länglichen Zellen nicht so leicht voll verschattet werden.

Beim Einsatz in der Fassade entsteht die Gefahr von Schattwurf vor allem durch benachbarte Gebäude, Bäume und Gebäudevorsprünge. Nahe Gegenstände, die einen Kernschatten werfen, sind dabei kritischer zu bewerten, als entfernte Objekte, wie zum Beispiel Wolken, welche nur einen diffusen Schatten erzeugen. Eine Eigenverschattung durch die PV-Module, wie sie bei aufgeständerten Dachanlagen vorkommen kann, ist hier jedoch selten anzutreffen.

Bereits bei der Planung einer PV-Anlage gilt es darauf zu achten, PV-Module nicht in Bereichen mit Verschattung zu installieren. Nach Wesselak 2012 spricht man von einer ver-

⁴⁸ Vergleiche ABGnova 2014, Folie 15.

schattungsfreien PV-Anlage, „wenn zum Sonnenhöchststand am 21. Dezember kein Schatten auf der Modulfläche vorhanden ist.“⁴⁹ Bei Dachvorsprüngen ist dagegen vor allem der Sonnenhöchststand am 21. Juni von Bedeutung. Mit Hilfe einfacher Formeln lässt sich dies berechnen (Bild 13 und Bild 14).

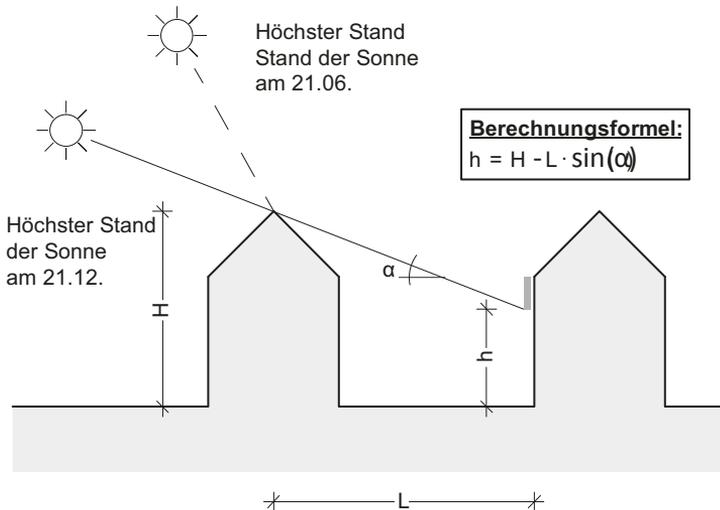


Bild 13

Formel zur überschlägigen Berechnung der Verschattung durch bestehende Gebäude. PV-Module sollten erst über der kritischen Höhe h angeordnet werden. Darunter eignen sich Blindmodule, welche zwar die gleiche Optik wie ein PV-Modul besitzen, aber keinen Strom erzeugen (Quelle: Bagda 2016, Seite 54).

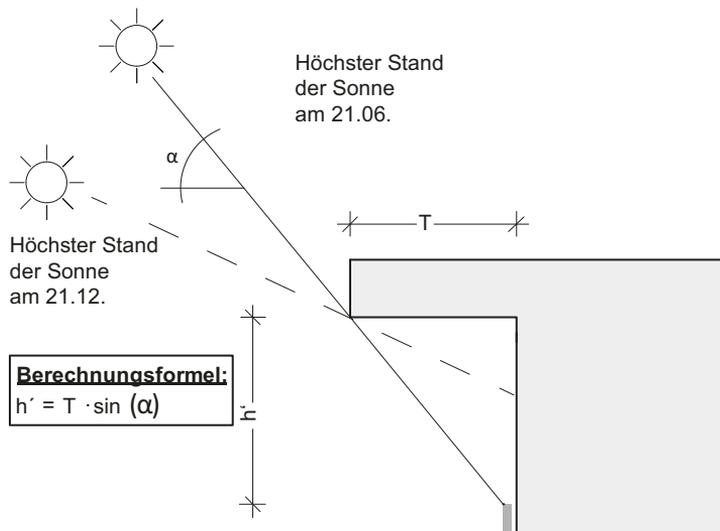


Bild 14

Formel zur überschlägigen Berechnung der Verschattung bei Gebäudevorsprüngen, wie zum Beispiel Dachüberstände oder Balkone. PV-Module sollten unter der kritischen Höhe h' enden (Quelle: Bagda 2016, Seite 54).

⁴⁹ Wesselak 2012, Seite 81.

2.2.5 Konstruktion

Der Einbau von PV-Modulen in der Fassade kann sowohl an einer Kalt- als auch einer Warmfassade erfolgen. Bei beiden Varianten bildet das PV-Modul stets die äußere Bekleidungsschicht.

Bei einer Kaltfassade wird die äußere Bekleidungsschicht hinterlüftet und ist somit von den anderen Bauteilschichten thermisch entkoppelt, sodass sie im „kalten“ Außenbereich liegt. Bauphysikalisch ist das jedoch nur teilweise richtig, da vor allem eine direkte Sonneneinstrahlung auch zu einer Erwärmung der „kalten“ äußeren Bauteilschicht führen kann. Im Vergleich dazu zeichnet sich eine Warmfassade dadurch aus, dass alle Bauteilschichten direkt miteinander verbunden sind und sich ein kontinuierlicher Wärmestrom von innen nach außen einstellt, wodurch die äußere Bekleidungsschicht „warm“ ist.

Mit Blick auf die vorherigen Unterkapitel zeigt sich, dass allein die Einbausituation einen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad von PV-Modulen hat. So wird zum einen die solare Einstrahlung durch die Ausrichtung der Fassadenfläche bestimmt und zum anderen die Leistungsfähigkeit von der Modultemperatur beeinflusst. Da bei PV-Modulen in der Warmfassade aufgrund der fehlenden Hinterlüftung die Wärmeabfuhr behindert wird, weisen diese in der Regel höhere Temperaturen auf als PV-Module in einer Kaltfassade. Dadurch ist von einem geringeren Wirkungsgrad von PV-Modulen in Warmfassaden auszugehen.⁵⁰ Grund ist der bereits in Kapitel 2.1 beschriebene Leistungsabfall infolge Temperaturerhöhung. Messungen an PV-Modulen in einer nicht hinterlüfteten Fassade einer Bergstation in der Schweiz haben gezeigt, dass durch die Fehlende Kühlung der PV-Module selbst bei Außenlufttemperaturen von lediglich 1 °C Modultemperaturen von bis zu 61 °C auftreten können, was eine Leistungsminderung von 15 % bedeutet.⁵¹

Neben dem Einsatz in opaken Fassadenbereichen können PV-Module in transparenten Fassadenbereichen verwendet werden. Durch die Ausführung als Glas-Glas-Modul entsteht

⁵⁰ Vergleiche Mertens 2013, Seite 97 und 157 f.

⁵¹ Vergleiche Muntwyler 2016.

ein Verbundglas, welches sowohl als einzelne Verglasung als auch als vordere Scheibe in einer Mehrscheibenisolerungsverglasung eingesetzt werden kann. Die Anschlussdose würde in diesem Fall von der Rückseite des PV-Moduls an den Rand verlegt werden. Aus optischen Gründen wird hier zudem häufig mit einer Teiltransparenz gearbeitet, indem bei kristallinen PV-Modulen die einzelnen Solarzellen mit einem vergrößerten Abstand zueinander angeordnet werden. Bei Dünnschichtmodulen können ebenfalls Freiräume durch einen Laser aus der flächigen Beschichtung herausgeschnitten werden.

Der Konstruktionsaufbau bei der Integration in die Gebäudehülle hängt stark von der jeweiligen Einbausituation ab. Bei einer Kaltfassade bildet das PV-Modul die äußere Bekleidung einer vorgehängten hinterlüfteten Fassade (VHF). Die Befestigung kann dabei auf unterschiedliche Art und Weise auf einer Unterkonstruktion erfolgen, welche thermisch getrennt mit der tragenden Außenwand verbunden ist (Bild 15). Konstruktiv unterscheidet man dabei zwischen einer linienförmigen Lagerung, einer punktförmigen Lagerung oder einer Verklebung. Je nach Art der Lagerung sind bestimmte Bemessungs- und Konstruktionsregeln einzuhalten.

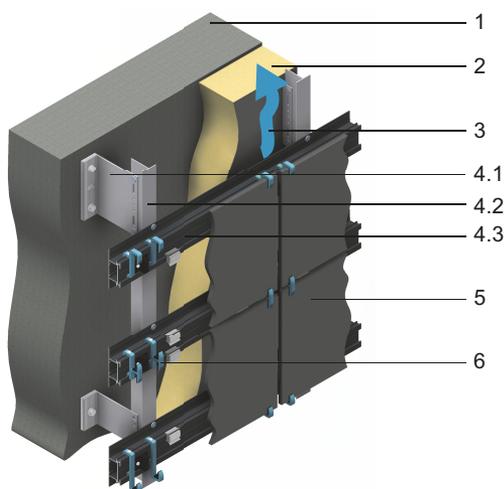


Bild 15

Prinzip der verschiedenen Schalen einer VHF, Befestigung der PV-Module über Klemmhalter nach Lithodecor (DAW SE).

- 1 tragende Außenwand
- 2 Wärmedämmung
- 3 Hinterlüftung
- 4 Unterkonstruktion
- 4.1 Wandhalter
- 4.2 vertikales Tragprofil
- 4.3 horizontales Tragprofil
- 5 PV-Modul
- 6 Klemmhalter

In Bezug auf die Temperaturentwicklung im PV-Modul hat eine VHF durch den Hinterlüftungsraum zunächst Vorteile gegenüber einer herkömmlichen Warmfassade, da die aufsteigende Luft im Hinterlüftungsspalt dem PV-Modul die Wärme entzieht. Wird die Befestigung jedoch durch die Ver-

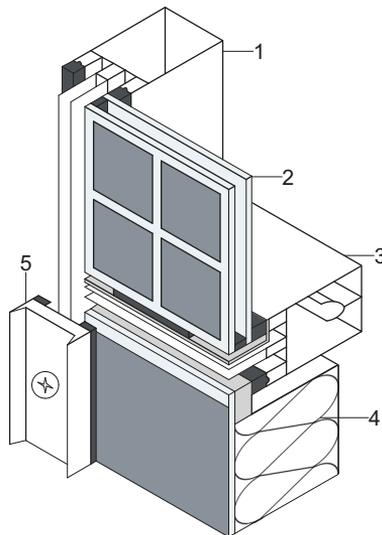
klebung des PV-Moduls auf einer Leichtbetonträgerplatte realisiert, kann es zum Wärmestau in der Trägerplatte und somit zu einer verminderten Wärmeabgabe kommen. Aufgrund des Temperaturkoeffizienten kann dadurch auch der Wirkungsgrad des PV-Moduls sinken.

Bei der Integration von PV-Modulen in eine Warmfassade kann dies entweder als Verglasungselement oder opakes Paneel erfolgen (Bild 16). Die Befestigung erfolgt dabei stets über eine umlaufend linienförmige Klemmung des Randbereiches in die Pfosten und Riegel mittels einer Klemmleiste.

Ungeachtet der VHF und Pfosten-Riegel-Fassade gibt es in der Praxis noch eine Reihe an (Sonder-)Konstruktionen, mit welchen Photovoltaik in die Gebäudehülle integriert werden kann. Die beiden hier vorgestellten Varianten einer Kalt- und Warmfassade stellen jedoch die am häufigsten verwendeten Konstruktionen dar.⁵²

Bild 16
Prinzip Einbau von PV-Modulen in eine Pfosten-Riegel-Konstruktion.

- 1 Pfosten
- 2 kristalline Siliziumzellen in einer Isolierverglasung
- 3 Riegel
- 4 Dünnschicht-PV-Modul in einem opaken Brüstungselement
- 5 Deckleiste



2.2.6 Optik und Gestaltung

Beim Einbau von Photovoltaik in die Fassade gibt es viele Möglichkeiten, auf die Optik und Gestaltung Einfluss zu nehmen. So kann zum Beispiel die Farbe der Solarzellen verändert werden. Bei mono- und polykristallinen Zellen geschieht

⁵² Vergleiche Haselhuhn 2013, Seite 84 ff.

dies über eine Antireflex-(AR)-schicht, welche auf der Oberseite der Solarzelle angeordnet ist. Standardmäßig wird dafür Siliziumnitrit (Si_3N_4) verwendet.⁵³ Ursprünglich hat die Schicht die Aufgabe, die Reflexion der Lichtstrahlen bei deren Auftreffen auf der Solarzelle zu verringern. Durch die Verminderung der Reflexionsverluste gelangt mehr Licht in den pn-Übergang der Solarzelle, womit sich der Wirkungsgrad erhöht. Je nach Schichtdicke der AR-Schicht verändern sich dabei die Reflexionseigenschaften jedoch immer nur für bestimmte Wellenlängen des Lichts. Kristalline Solarzellen, mit auf einen optimalen Lichteinfall ausgelegter Schichtdicke der AR-Beschichtung, weisen die typische schwarze bis tiefblaue Farbe auf. Ohne diese Beschichtung weisen beide Zelltypen eine gräuliche Farbe auf (Bild 17). Durch die Variation der Dicke der AR-Beschichtung kann die Reflexion für bestimmte Wellenlängenbereiche nahezu aufgehoben werden, wodurch der zur Wellenlänge gehörende Farbanteil des Lichtes herausgefiltert wird und für das menschliche Auge nicht mehr sichtbar ist. Damit sind Zellfarben wie etwa Grün, Gelb oder Magenta herstellbar.



Bild 17
Mono- und polykristalline Solarzellen mit AR-Beschichtung (blau) sowie Wafer ohne AR-Beschichtung (grau)
(Foto: SolarWorld AG).

Es ist jedoch zu erwähnen, dass die Veränderung der Zellfarbe weg von der optimalen blauen oder schwarzen Färbung auch eine Minderung des Wirkungsgrades zur Folge hat. Immerhin erhöhen sich aufgrund der geänderten Dicken der AR-Beschichtung die Reflexionsverluste. Alternativ kann die Farbe des PV-Moduls auch durch eine Bedruckung des Frontglases realisiert werden. Auch hier hängt die Verschlechterung der Leistungsfähigkeit von der jeweiligen

⁵³ Vergleiche Mertens 2013, Seite 81.

Farbe und dem Bedeckungsgrad ab. Messungen haben ergeben, dass sich die Nennleistung eines PV-Moduls mit einer vollflächigen weißen Bedruckung um 33 % verringert. Bei einer vollständigen schwarzen Bedruckung dagegen sogar um 90 %.⁵⁴

Bei Dünnschichtmodulen wird die Farbe häufig durch die Verwendung eingefärbter Deckgläser realisiert. Untersuchungen mit farbigen Dünnschichtmodulen auf Basis von CIS-Solarzellen ergaben je nach Farbe eine Leistungsminderung von 4 bis 20 % im Vergleich zu einem Standardmodul.⁵⁵ Diese Leistungsminderung kann jedoch durch die Weiterentwicklung von Beschichtungen mit speziellen Filtereigenschaften weiter reduziert werden. Eine weitere Möglichkeit zur Einfärbung von Dünnschichtmodulen besteht in der Änderung der Dicke der transparenten Kontaktschicht auf der lichtzugewandten Seite der Dünnschicht-Solarzelle. Dieses Prinzip funktioniert ähnlich wie die Variation der Schichtdicke der AR-Beschichtung bei mono- und polykristallinen Solarzellen, kann jedoch nicht bei allen Halbleitermaterialien angewandt werden. Unbehandelte Dünnschichtmodule weisen eine schwarze, blaue bis violette Farbe auf. Durch die zuvor beschriebenen Methoden ist auch hier eine große Farbvariation möglich (Bild 18).

Bild 18
Beispiel für die Steuerung der Farbe von Dünnschichtmodulen. Dargestellt sind CIGS Dünnschichtmodule von Manz CIGS Technology GmbH, teilweise wurden Deckgläser des Typs Kromatix eingesetzt⁵⁶ (Foto: Manz CIGS Technology GmbH).



Neben der Farbe kann auch die Form von Solarzellen die Optik beeinflussen. Kristalline Solarzellen werden durch die

⁵⁴ Weber 2016, Folie 14.

⁵⁵ Vergleiche Weller 2009b, Seite 66.

⁵⁶ Vergleiche Swissinso 2016

Größe der Wafer bestimmt. In der Regel sind diese quadratisch und haben eine Kantenlänge von 6 Zoll (15,2 cm).⁵⁷ Dabei werden polykristalline Wafer aus Siliziumquadrern geschnitten, wohingegen monokristalline Wafer aus einem Siliziumzylinder gesägt werden. Ihre pseudoquadratische Form erhalten sie, indem die runden Kanten besäumt werden. Die Wafer können jedoch auch zu den unterschiedlichsten Formen zurechtgeschnitten werden. Es gilt allerdings zu bedenken, dass bei der Aneinanderreihung spezieller Zellformen im PV-Modul größere Lücken entstehen können, was zur Verminderung des Modulwirkungsgrades führt.

Wie bereits in Kapitel 2.1.2 beschrieben, werden Dünnschicht-PV-Zellen auf ein Trägermedium aufgedampft beziehungsweise aufgesputtert. Mit Hilfe eines Lasers können die so aufgebrachtene Materialschichten nach einem beliebigen Muster wieder entfernt werden, um individuelle Zellformen zu ermöglichen. Dies hat allerdings Auswirkungen auf die Flächenausnutzung des PV-Moduls und den Wirkungsgrad.

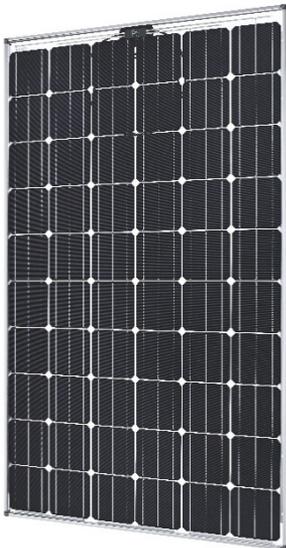


Bild 19

Einfluss der Farbe der Rückseitenfolie auf die Optik des PV-Moduls
(Foto: SolarWorld AG).

Die dritte Möglichkeit zur Beeinflussung der Optik ist die Gestaltung des gesamten PV-Moduls. Neben dem Format und den Abmessungen bietet vor allem der Einsatz farbiger Folien auf der Modulrückseite die Möglichkeit zur Variation. So führt der Einsatz einer hellen Folie dazu, dass die Solarzelle

⁵⁷ Vergleiche Wesselak 2012, Seite 64.

hervorgehoben wird (Bild 19). Eine dunkle, den Solarzellen ähnliche Folie erzeugt dagegen eine mehr oder weniger homogene Oberfläche. Der Einsatz von Folien ist vorrangig auf kristalline PV-Module beschränkt, da diese Freiräume zwischen den einzelnen Solarzellen aufweisen. Bei Dünnschicht-PV-Modulen ist dies nur möglich, wenn Freiräume zwischen den Solarzellen vorgesehen werden.

2.2.7 Normen und Regelungen

Die Besonderheit bei der Integration von PV-Modulen in das Gebäude ist, dass hier sowohl elektrotechnische, als auch bautechnische Fragestellungen aufeinandertreffen und zusammen betrachtet werden müssen. Dabei ist weiterhin zu beachten, dass bestimmte Normen und Regelungen nur für das PV-Modul gelten und andere wiederum für die gesamte Fassadenkonstruktion. Die Norm DIN EN 50583 verweist in ihren beiden Teilen auf internationale Normen, Technische Spezifikationen und Richtlinien für die Bauwerkintegration von PV-Modulen und auch PV-Anlagen. Nachfolgend sollen die wichtigsten elektrischen und bautechnischen Normen und Regelungen genannt und kurz erläutert werden.

Elektrotechnik

Da es sich bei PV-Modulen am Gebäude um einen Stromgenerator handelt, müssen die Anforderungen aus der Niederspannungsrichtlinie 2014/35/EU (LVD: Low Voltage Directive) erfüllt werden. Diese Richtlinie gilt für elektrische Betriebsmittel innerhalb eines Spannungsbereiches zwischen 50 und 1000 V für Wechselstrom und zwischen 75 und 1500 V für Gleichstrom.⁵⁸ Sie enthält Vorgaben und Pflichten für Hersteller und Händler von elektrischen Betriebsmitteln und erlaubt keinen Verkauf von Produkten ohne CE-Kennzeichnung. Die CE-Kennzeichnung bescheinigt dabei die Einhaltung der von der LVD 2014/35/EU genannten Sicherheitsziele.

Anforderungen für einen sicheren elektrischen und mechanischen Betrieb von PV-Modulen werden in DIN EN 61730 Teil 1 und Teil 2 behandelt. Teil 1 beschreibt dabei die grundlegenden Anforderungen für die verschiedenen Anwendungsklassen von PV-Modulen. Ziel ist die Reduzierung

⁵⁸ LVD 2014/35/EU, Artikel 1.

von Fehlanwendungen oder des Ausfalls interner Bauteile, die zu Brand, elektrischen Schlag oder der Verletzung von Personen führen könnten. Teil 2 beschreibt die Prüfanforderungen an PV-Module zur Gewährleistung eines sicheren und mechanischen Betriebs. Zusätzliche Normen beschreiben die Sicherheitsanforderungen an weitere Bauteilkomponenten. So legt die DIN EN 62790 Sicherheitsanforderungen und Prüfungen an Anschlussdosen für PV-Module sowie die DIN EN 50521 und DIN EN 62852 an Steckverbinder für PV-Systeme fest. Der Schutz gegen elektrischem Schlag wird in der DIN EN 61140 geregelt. Diese Norm beschreibt Anforderungen sowohl an elektrische Anlagen als auch an Betriebsmittel und wird in Verbindung mit anderen technischen Normen angewandt. Die allgemeine Bauarteignung und Bauartzulassung von PV-Modulen regeln die Normen DIN EN 61215 (für kristalline Silizium-PV-Module) und DIN EN 61646 (für Dünnschicht PV-Module). Die Normen beschreiben Prüfungen, um den Langzeitbetrieb von PV-Modulen in gemäßigten Freiluftklimaten nach DIN EN 60721-2-1 zu bestimmen. PV-Module nach DIN EN 61215 oder DIN EN 61646 erhalten als Bauartzulassung ein CE-Kennzeichen.

Bautechnik

Baurecht ist in Deutschland Landesrecht, weshalb jedes Bundesland bautechnische Regelungen in einer Landesbauordnung (LBO) beschreibt. Die jeweiligen LBO richten sich inhaltlich jedoch nach der Musterbauordnung (MBO) der Bauministerkonferenz, weshalb in dieser Arbeit vorrangig die MBO beschrieben wird.

Der Einsatz von PV-Anlagen an Gebäuden zählt in Deutschland in der Regel zu den verfahrensfreien Bauvorhaben. Das betrifft „Solaranlagen in, an und auf Dach- und Außenwandflächen“, sofern diese nicht an Hochhäusern angebracht sind und nicht die Nutzung oder äußere Gestalt des Gebäudes verändern.⁵⁹ Dennoch sind auch bei verfahrensfreien Bauvorhaben Anforderungen, wie Standsicherheit, Brandschutz oder Nutzungssicherheit, zu beachten. Somit dürfen nur geeignete Bauprodukte oder Bauarten verwendet werden.

⁵⁹ MBO 2012 §61, Absatz 1, Nummer 3a.

PV-Module müssen als Bauprodukt die Anforderungen der EU-Bauproduktenverordnung 305/2011 (EU-BauPVO) erfüllen. In Anhang 1 beschreibt diese sieben Anforderungen an Bauwerke und deren Bestandteile:

- Mechanische Festigkeit und Standsicherheit
- Brandschutz
- Hygiene, Gesundheit und Umweltschutz
- Sicherheit und Barrierefreiheit bei der Nutzung
- Schallschutz
- Energieeinsparung und Wärmeschutz
- Nachhaltige Nutzung der natürlichen Ressourcen

Ein CE-Kennzeichen, welches die Bauartzulassung nach DIN EN 61215 beziehungsweise DIN EN 61646 bescheinigt, kann als alleiniger Verwendungsnachweis nicht angesehen werden. Immerhin beziehen sich die Prüfungen zur Bauartzulassung nur auf die Erfüllung elektrotechnischer Anforderungen und nicht auf bautechnische Belange.

Zur Erfüllung dieser Anforderungen gibt es eine Vielzahl an Normen und Regelungen, welche sich nach der konkreten Anwendung von PV-Modulen im Gebäude unterscheiden und im Detail hier nicht vollumfänglich aufgezählt werden können. Vielmehr sollen an dieser Stelle die grundlegendsten und wichtigsten Normen gezeigt werden.

Im Gebäudebereich bestehen PV-Module in der Regel aus PV-Zellen, die mit Verbundfolien zwischen zwei Gläser eingebettet werden (Bild 3 und Bild 6). Dieser konstruktive Aufbau als Verglasungselement ermöglicht eine prinzipielle Betrachtung der Standsicherheit nach der mehrteiligen Normenreihe DIN 18008, welche Bemessungs- und Konstruktionsregeln für Glas im Bauwesen beschreibt. Für den Einsatz in der Fassade sind dabei folgende Normenteile von Bedeutung:

- Teil 1: Begriffe und allgemeine Grundlagen
- Teil 2: Linienförmig gelagerte Verglasungen
- Teil 3: Punktförmig gelagerte Verglasungen
- Teil 4: Zusatzanforderungen an absturzsichernde Verglasungen

Je nach Einbausituation müssen Verglasungselemente beziehungsweise PV-Module nach dieser Normenreihe als

Verbundglas (VG) oder Verbundsicherheitsglas (VSG) ausgeführt werden. Geregelt sind diese Glasarten in der DIN EN ISO 12543 Teil 2 und Teil 3. Als Konformitätsbewertung für die Erlangung eines CE-Kennzeichens für VG und VSG dient die DIN EN 14449.

Werden PV-Module auf eine Unterkonstruktion geklebt, sind die Konstruktionsregeln aus der ETAG 002, Teil 1 bis Teil 3, sowie der DIN EN 13022 Teil 1 und Teil 2 zu beachten. Diese technischen Regelwerke legen Anforderungen für die Gebrauchstauglichkeit von geklebten Verglasungen fest. Dabei wird zwischen Auflagerkonstruktion und der Art des Eigengewichtabtrages der PV-Module unterschieden. Für den Nachweis im Grenzzustand der Tragfähigkeit verweist die DIN 18008 auf den Eurocode, welcher sowohl die Grundlagen der Tragwerksplanung (DIN EN 1990 inklusive nationaler Anhänge) als auch Einwirkungen auf Tragwerke (DIN EN 19119-1 inklusive nationaler Anhänge), wie Wind, Schnee und Eigengewicht, beschreibt.

Bei der Integration von PV-Modulen in die Gebäudehülle sind neben den statischen Fragestellungen auch Anforderungen an den Brandschutz zu erfüllen. Dieser ist ebenfalls Ländersache und damit in der jeweiligen LBO der 16 Bundesländer geregelt. Diese stellen allgemeine Anforderungen an das Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen, welches sowohl nach der nationalen Normenreihe DIN 4102 als auch nach der europäischen DIN EN 13501 Teil 1 und Teil 2 klassifiziert werden kann. Letztere wird vor allem in Verbindung mit der DIN EN 50583 Teil 1 und 2, welche den Einsatz von Photovoltaik im Bauwesen regelt, gefordert.

Für die Beurteilung des Schallschutzes können die DIN EN 12758 sowie die Normenreihe DIN 4109 herangezogen werden. Darin werden neben Anforderungen an das Schalldämmmaß auch Schalldämmwerte von Bauprodukten festgelegt beziehungsweise deren Berechnung geregelt.

Der Wärmeschutz eines Gebäudes kann auf zwei Arten von bauwerkintegrierten PV-Modulen beeinflusst werden. So können diese je nach Einbausituation einen Einfluss auf den Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Wert) oder den Energiedurchlassgrad (g-Wert) haben, in bestimmten Fällen auch auf beides. Dies wirkt sich auf Transmissionswärmeverluste über die Gebäudehülle und solare Energieeinträge durch

transparente oder semitransparente Hüllbauteile aus. Der U-Wert von Bauteilen kann allgemein nach der DIN EN ISO 6946 berechnet werden. Für Glas beschreibt zudem die DIN EN 673 ein Berechnungsverfahren. Bei Vorhangfassaden ist die DIN EN ISO 12631 zu benutzen. Der g-Wert kann mit Hilfe der DIN EN 410 bestimmt werden.

2.3 Monitoring

2.3.1 Definition

Je nach Fachrichtung kommt dem Begriff Monitoring eine unterschiedliche Bedeutung zu. So beinhaltet der Begriff etwa in der Wirtschaft „alle Aktivitäten, deren Ziel es ist festzustellen, ob ein Vertragspartner seine Verpflichtungen erfüllt“. ⁶⁰ In der Medizin steht das Patientenmonitoring dagegen für Geräte zur Überwachung von Patienten. ⁶¹ Der Duden beschreibt Monitoring allgemein als „Dauerbeobachtung eines bestimmten Systems“. ⁶² Diese Varianz macht es nötig, die Bedeutung des Begriffes Monitoring im Rahmen dieser Arbeit zu definieren.

In Anlehnung an die deutsche Version der internationalen Norm zur Überwachung von PV-Anlagen wird Monitoring im Rahmen der vorliegenden Arbeit als „Überwachung des Betriebsverhaltens photovoltaischer Systeme“ definiert. ⁶³ Das Ziel eines Monitorings besteht im Weiteren darin, etwaige Störungen oder Fehlfunktionen der PV-Anlage zu erkennen und diesen entgegen zu wirken. Weiterhin wird ein Monitoring auch dafür eingesetzt um zu überprüfen, ob die Ziele der Planungen im Vorfeld erreicht wurden. Dabei kann der Detaillierungsgrad der Überwachungsmaßnahmen je nach Anwendung auf unterschiedlichem Niveau geschehen.

So werden in kommerziellen Anlagen hauptsächlich der Energieertrag und die Performance Ratio (PR) beobachtet. Die PR ist ein Indikator für die Qualität einer PV-Anlage, da sie den tatsächlichen Energieertrag ins Verhältnis zum am jeweiligen Standort maximal möglichen Ertrag setzt. ⁶⁴ In de-

⁶⁰ Gabler Wirtschaftslexikon 2015: Stichwort: Monitoring.

⁶¹ Vergleiche Gärtner 2012, Seite 4.

⁶² Duden 2009, Seite 746; Stichwort: Monitoring.

⁶³ DIN EN 61724, Seite 1.

⁶⁴ Vergleiche Wagner 2010, Seite 2012.

taillierten Untersuchungen, wie im Rahmen dieser Arbeit geschehen, werden eine Vielzahl an Anlagenparametern, wie etwa Einstrahlung, Temperatur an unterschiedlichen Stellen und elektrische Messgrößen, erfasst. Dabei ist das Messintervall (Zeitpunkt zwischen zwei Messpunkten) kleiner und die Genauigkeit der eingesetzten Geräte höher als bei der reinen Untersuchung des Betriebsverhaltens an kommerziellen PV-Anlagen.

2.3.2 Normen und Regelungen

Für PV-Anlagen gibt es eine Reihe an Normen und Regelungen, welche die messtechnische Untersuchung beschreiben. Durch genormte Verfahren zur Messung und Auswertung ist es möglich, PV-Anlagen an unterschiedlichen Orten miteinander zu vergleichen.

Für Deutschland war hierbei jahrelang die DIN EN 61724 (Überwachung des Betriebsverhaltens photovoltaischer Systeme) anzuwenden, welche die Übersetzung der internationalen Norm IEC 61724 darstellt. „Diese Internationale Norm empfiehlt Messverfahren für die Überwachung energiebezogener photovoltaischer Systemkennwerte“.⁶⁵ Inzwischen gibt es eine Aktualisierung der Norm inklusive Aufteilung in mehrere Teile. So sollen die Normenentwürfe E DIN EN 61724-1 und E DIN EN 61724-2 (Betriebsverhalten von Photovoltaik-Systemen – Teil 1: Monitoring; Teil 2: Verfahren zur Bewertung der Kapazität) die DIN EN 61724 von 1999 ersetzen. Aktuell ist die Version von 1999 aber noch gültig. Sie gibt Auskunft über die zu messenden Parameter in Abhängigkeit der jeweiligen PV-Anlage. So werden auch Pufferquellen, Energiespeicher, Verbraucher und die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz berücksichtigt. Für jeden zu messenden Parameter werden Angaben über die Anbringung, die Messgenauigkeit und das Messintervall gemacht. Zugleich werden auch Vorgaben für die Erfassung, Formatierung und Dokumentation der Daten beschrieben. Als Vorarbeit der Messdatenauswertung wird auch die Datenbereinigung erläutert. So müssen Werte außerhalb eines vorher festgelegten Grenzbereiches (höchste und niedrigste Werte sowie höchste Änderung zwischen aufeinanderfolgenden Daten-

⁶⁵ DIN EN 61724, Seite 3.

punkten) entfernt werden, um nicht die Auswertung zu verfälschen. Mit Hilfe eines im Anhang der Norm beschriebenen Verfahrens lässt sich zudem das Datenerfassungssystem überprüfen. Für kleine Inselssysteme muss die Norm aufgrund der relativ hohen Kosten für die Messeinrichtung nicht angewendet werden.

Auf europäischer Ebene gibt es die „Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants“, erarbeitet vom Joint Research Centre der Europäischen Gemeinschaft, speziell dem Institut für Anlagentechnik und Informatik in Ispra (Italien). Die technische Unterstützung erfolgte dabei durch die europäische Arbeitsgruppe für PV-Anlagenmonitoring. Im Zuge der Bearbeitung wurden auch Empfehlungen des technischen Komitees TC82 (Solar photovoltaic energy systems) der International Electrotechnical Commission (IEC) aufgegriffen. Die Guidelines bestehen aus den drei Dokumenten A, B und C, welche auch eine entscheidende Rolle bei der Erarbeitung der zuvor bereits beschriebenen internationalen Norm IEC 61724 spielten.⁶⁶

Nach Dokument A liegt die Notwendigkeit eines Anlagenmonitorings darin, die tatsächliche Leistung einer PV-Anlage mit der geplanten Leistung zu vergleichen. Weiterhin kann durch die Sammlung von Daten das Betriebsverhalten solcher Anlagen besser verstanden und daraus Optimierungsmöglichkeiten abgeleitet werden. Hierzu beschreibt das Dokument zwei verschiedene Verfahren der Betriebsüberwachung und gibt dafür jeweils Hinweise zu den zu messenden Parametern sowie deren Speicherung. Das Ziel dabei ist, ein Minimum an zwingend zu erfassenden Messdaten vorzuschreiben, um PV-Anlagen von unterschiedlichen Standorten miteinander vergleichen zu können.⁶⁷

Für Anlagen mit einer Leistung von 5 kWp oder höher wird ein analytisches Monitoring empfohlen. Diese Art der Betriebsüberwachung ist sehr umfangreich und detailliert und sollte mindestens 24 Monate durchgeführt werden. Die Messdaten werden dabei stündlich aufgezeichnet. Für kleinere Anlagen mit einer Leistung von bis zu 5 kWp ist eine solche detaillierte Überwachung jedoch zu teuer. Hier wird

⁶⁶ Vergleiche IEA-PVPS 2000, Seite 31.

⁶⁷ Vergleiche Blaesser 1995a.

ein globales Monitoring empfohlen. Dabei können die allgemeinen Leistungsdaten über den Energiezähler und meteorologische Daten von regionalen Messstellen verwendet werden. Die Messdaten ergeben sich dabei aus den Leistungsdaten über einen bestimmten Zeitraum.⁶⁸

In Dokument B wird die Auswertung und Darstellung der nach den Vorgaben von Dokument A gemessenen Daten beschrieben. Diese Vorgaben dienen der Auswertung von Messdaten aus einem analytischen Monitoring, können aber auch für Messdaten aus dem einfacheren globalen Monitoring verwendet werden. Folgende Ziele werden dabei verfolgt:

- Bestimmung der Leistungsfähigkeit, Zuverlässigkeit und Haltbarkeit der Anlage und ihrer Komponenten,
- Beurteilung der Qualität des Entwurfes, speziell der Auslegung von PV-Generator und Speichern sowie der Eignung des verwendeten Wechselrichters,
- Identifizierung geringer Wirkungsgrade des PV-Systems in Bezug auf Wirkungsgrade und Verluste einzelner Komponenten,
- Präsentation der Ergebnisse in einem verständlichen Format, welches:
 - einfach zu verstehen ist
 - für den Vergleich von PV-Anlagen unterschiedlicher Größe und Anwendung
 - unter verschiedenen klimatischen Bedingungen geeignet ist,
- Bereitstellung von Informationen zum effektiven Management und Betrieb von PV-Anlagen
- Bereitstellung von Daten für eine allgemeine Bewertung zum Potential der PV-Technologie und zur Verbesserung von Anlagenplanung und -betrieb.⁶⁹

In Dokument C werden anfängliche und periodische Untersuchungen und Inspektionen an PV-Anlagen beschrieben.⁷⁰ Damit fallen die Erläuterungen in diesem Dokument nicht zwingend unter die in Kapitel 2.3.1 beschriebene Definition von Monitoring als Anlagenüberwachung. Dennoch kann es

⁶⁸ Vergleiche Blaesser 1995a, Seite 4.

⁶⁹ Vergleiche Blaesser 1995b, Seite 4.

⁷⁰ Vergleiche Blaesser 1995c.

nützlich sein, einige der in Dokument C genannten und beschriebenen Tests im Rahmen einer tiefgründigen Untersuchung von PV-Anlagen zu verwenden oder sich zumindest daran zu orientieren. Es ist jedoch zu beachten, dass einige beschriebene elektrische Untersuchungen an PV-Anlagen nur für PV-Module mit kristallinen Siliziumzellen genutzt werden dürfen.⁷¹ Weiterhin beziehen sich einige Abschnitte konkret auf bestimmte elektrische Komponenten, wie etwa Wechselrichter und Batterien. Da diese Komponenten nicht unmittelbarer Kernpunkt dieser Arbeit sind, werden die Ausführungen in diesem Teil von Dokument C nicht weiter beleuchtet.

Seit der Veröffentlichung der bisher beschriebenen DIN EN 61724 von 1999 und der European Guidelines hat sich der PV-Markt stetig weiterentwickelt und ein schnelles Wachstum erfahren. Die Entwicklung neuer Produkte und Nutzungskonzepte stellt auch die Betriebsüberwachung von PV-Anlagen vor immer neue Herausforderungen. In diesem Zusammenhang entstand das von der EU geförderte Projekt „PERFORMANCE“, dessen Inhalt die Modernisierung der Guidelines für das Monitoring von PV-Anlagen ist. Das Projekt entstand auch vor dem Hintergrund, dass die bisherigen Guidelines nur die Überwachung des Betriebsverhaltens innerhalb der ersten 1 bis 2 Jahre beinhalten. Empfehlungen zur Minimierung von Anlagenverlusten über die gesamte Lebensdauer einer PV-Anlage werden dagegen nicht gegeben.⁷²

Die aktualisierten Guidelines haben immer noch die bisherigen Festlegungen der DIN EN 61724 sowie der European Guidelines (Dokument A und B) als Grundlage, wurden jedoch auch für die Anwendung bei neuen PV-Anlagen erweitert. Ein Beispiel dafür ist die Konzentrator-Photovoltaik. Hier wird die solare Einstrahlung über Spiegel oder Linsen gebündelt und konzentriert auf eine Solarzelle gelenkt. Da sich der Wirkungsgrad mit erhöhter Bestrahlungsstärke steigert, verbessert sich die Effizienz der PV-Anlage.⁷³ Die neuen Guidelines können für unterschiedliche Messaufgaben in

⁷¹ Vergleiche Blaesser 1995c, Seite 4.

⁷² Vergleiche Pearsall 2009, Seite 256.

⁷³ Vergleiche Mertens2013, Seite 136 f.

Bezug auf PV-System, Genauigkeit und Kosten für Monitoring angewendet werden.

Betrachtet man die internationale Normung, ist die International Energy Agency (IEA) zu nennen. Diese hat auf Basis der IEC 61724 und der European Guidelines Richtlinien für das Monitoring von autonomen, netzunabhängigen PV-Anlagen erarbeitet. Auch hier werden Angaben zur Durchführung (Art und Anzahl von Messgrößen, Messgenauigkeit, Messintervall) und Auswertung von Messungen gemacht.

Seit 2013 gibt es zudem die „Australian Technical Guidelines for Monitoring and Analysing Photovoltaic Systems“⁷⁴ und seit 2014 Empfehlungen der International Energy Agency zum detaillierten Monitoring von netzgekoppelten PV-Anlagen.⁷⁵ Beide Ausarbeitungen basieren auf der bereits vorgestellten IEC 61724 sowie den European Guidelines sowie deren Anpassung im Rahmen des Forschungsprojektes PERFORMANCE.

Am aktuellsten ist der anfangs bereits erwähnte Normentwurf der DIN EN 61724, Teil 1 und 2 aus dem Jahr 2016. Teil 1 gibt unter anderem Auskunft über Messparameter, Zeitvorgaben, Datenverarbeitung und Qualitätsprüfung und zu berechnende Parameter. Teil 2 beschreibt Verfahren für die Messung von Leistungsparametern für einen kurzen Zeitraum sonniger Tage. Für Langzeitmessungen ist dieser Teil also weniger anwendbar.

⁷⁴ Vergleiche Copper 2013.

⁷⁵ Vergleiche IEA PVPS 2014.

3 Untersuchungsmethodik für BIPV-Systeme

3.1 Monitoringkonzept

3.1.1 Konzeptentwicklung

Im Rahmen dieses Kapitels wird ein Monitoringkonzept für die Überwachung verschiedener BIPV-Systeme erarbeitet und beschrieben. Dabei wird zunächst auf den Standort des Monitorings und die Besonderheiten des Messsystems samt seiner Komponenten eingegangen. In den nachfolgenden Kapiteln erfolgt anschließend eine genaue Beschreibung der verwendeten Geräte und Sensoren.

Die zu testenden BIPV-Systeme werden nach Süden ausgerichtet an einem Freibewitterungsteststand auf dem Gelände der TU Dresden (Kohlenstraße, Ecke Bergstraße in 01069 Dresden) montiert. Die genaue Lage ist $51,02^\circ$ nördlicher Breite und $13,73^\circ$ östlicher Länge. Die Südfassade ist über weite Teile des Jahres nahezu unverschattet und bietet daher gute Testbedingungen. Bei dem Teststand handelt es sich um einen handelsüblichen Baucontainer, an welchen die Testfassaden und die meteorologischen Messsensoren angebracht werden. Dadurch wird sichergestellt, dass die meteorologischen Messdaten in unmittelbarer Umgebung der untersuchten Modulgruppen erfasst werden. Bedingt durch die begrenzte Fläche des Teststandes unterscheidet sich die Flächengröße der zu testenden BIPV-Systeme von der Flächengröße bei einem Einsatz an einem realen Gebäude. Zudem ergibt sich aufgrund der geringen Testfläche ein größerer Anteil an Randbereichen. Im Rahmen dieser Arbeit wird deshalb zusätzlich untersucht, inwiefern Randeffekte die Leistung der BIPV-Systeme beeinflussen und ob sich daraus Handlungsempfehlungen für die Planung von BIPV-Fassaden ableiten lassen.

Das hier beschriebene Monitoring wird in Form eines indirekten Messsystems durchgeführt. Dabei wird die zu messende Größe unter Berücksichtigung physikalischer Zusammenhänge auf andere Größen zurückgeführt. In der so entstehenden Messkette bildet der Aufnehmer das erste Glied. Dieser Aufnehmer, auch als Sensor oder Fühler bezeichnet, nimmt die Messgröße auf und wandelt sie über physikalische Zusammenhänge in ein meist elektrisches Signal um. Mit Hilfe eines Messumformers kann dieses Signal des Auf-

nehmers mit Hilfe von Messverstärkern in ein für die Weiterverarbeitung normiertes Ausgangssignal umgewandelt werden. Aus diesem wird in der Signalverarbeitung schließlich der informationstragende Parameter ausgefiltert (häufig handelt es sich dabei um die Amplitude oder die Frequenz) und daraus der Messwert ermittelt (Bild 20).⁷⁶



Bild 20
Allgemeine Struktur eines Messsystems nach Schröfer 2012, Seite 78.

Nach Bild 20 transportieren die Messsignale die Information der Messgröße zur Signalverarbeitung. Dabei können prinzipiell folgende Signalarten oder Datenformate genutzt werden:

- amplitudenanaloges Signal: die Amplitude des Signals ist proportional dem Messwert,
- digitales Signal: parallele oder serielle Binärströme geben den codierten Messwert an,
- zeitanaloges Signal: die Zeitdauer eines Impulses ist proportional dem Messwert,
- frequenzanaloges Signal: die Frequenz einer periodischen oder stochastischen Impulsfolge ist proportional dem Messwert.

Bei einem Monitoring bestehen die einzelnen Komponenten sowohl aus den Sensoren als auch aus dem Datenerfassungsgerät, welches die Informationen sämtlicher von den Sensoren ankommender Signale als Messwert wiedergibt und abspeichert. Den Sensoren kommt dabei zweifelsohne eine entscheidende Rolle zu, da der jeweilige Messbereich und die Genauigkeit eine große Auswirkung auf die späteren Ergebnisse und die darauf aufbauende Auswertung haben.

Die Auswahl der zu messenden Parameter orientiert sich an den Empfehlungen der in Kapitel 2.3.2 beschriebenen Normen und Richtlinien. Es gilt jedoch zu beachten, dass zum Zeitpunkt der Ausarbeitung des Konzeptes der Normenentwurf der DIN EN 61724, Teil 1 und 2 noch nicht ausgegeben

⁷⁶ Puente León 2012, Seite 10 ff.

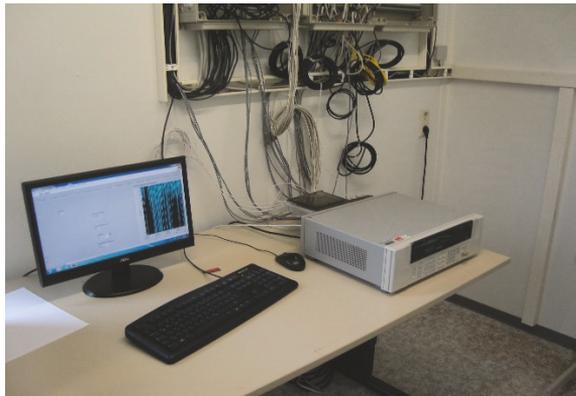
war. Insofern bezieht sich alles auf die Forderungen der derzeit noch gültigen DIN EN 61724 aus dem Jahr 1999. Danach können die Messgrößen in die zwei Kategorien

- meteorologische Messgrößen
- Messgrößen aus der Fassade

eingeteilt werden. Dabei können sich der Aufbau und die Funktionsweise der Sensoren zwischen den zwei Kategorien teils deutlich voneinander unterscheiden.

Die Messdatenerfassung erfolgt über zwei getrennte automatische Systeme. Für einen Teil der Sensoren wird ein rechnergestütztes Messsystem verwendet (Bild 21). Dabei werden die Sensoren über einen Analog-Digital-Umsetzer auf ein Messsignalerfassungsgerät geschaltet, welches mit dem Messrechner verbunden ist. Über die auf dem Messrechner installierte Software „Labview“ erfolgt die Umwandlung des amplitudenanalogen Signals der Sensoren in einen Messwert und die Speicherung auf der Festplatte des Messrechners.

Bild 21
Messdatenerfassung über
Messrechner mit Analog-Di-
gital-Umsetzer.



Die restlichen Sensoren werden an einen Datenlogger angeschlossen (Bild 22), welcher die Messdaten lokal speichert. Die Verbindung von Sensor und Datenlogger erfolgt über einen Stecker, welcher die Umwandlung des amplitudenanalogen Signals des Messmoduls in einen Messwert übernimmt.

Das Abtastintervall beträgt beim rechnergestützten Messsystem 4 Sekunden, beim Messsystem über den Datenlogger 10 Sekunden. Das Abtastintervall beschreibt die Zeitspanne, innerhalb derer Messdaten aufgezeichnet werden.

Bei einem Abtastintervall von 10 Sekunden wird demnach alle 10 Sekunden ein Messwert abgespeichert. Verglichen mit den Vorgaben in DIN EN 61724, welche ein allgemeines Abtastintervall von einer Minute empfiehlt⁷⁷, ist das eine sehr hohe Genauigkeit. Auch die E DIN EN 61724-1, welche zum Erarbeitungszeitpunkt des Monitoringkonzeptes noch nicht zur Verfügung stand, beschreibt ein Abtastintervall von 10 Sekunden als ein Überwachungssystem der Klasse A mit einer hohen Präzision.⁷⁸



Bild 22
Messdatenerfassung über
Datenlogger (Foto: Seeger).

Das Dokument A der European Guidelines schreibt sogar ein Messintervall von nur 10 Minuten oder einer Stunde als Mittelwert aus den 10-minütigen Messwerten vor.⁷⁹

Die verhältnismäßig kleinen Abtastintervalle von 4 beziehungsweise 10 Sekunden wurden vor allem für eine detaillierte Aufzeichnung sich schnell ändernder Parameter, wie Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit und Windrichtung gewählt. Immerhin kann sich allein die Globalstrahlung bei bewölkten Bedingungen um mehr als 200 W/(m²s) verändern.⁸⁰

Die Datenaufbereitung und Visualisierung erfolgt anschließend mit der Auswertesoftware „Origin“. In dieses Programm werden die Daten des Messrechners und des Datenloggers eingespielt. Für einen besseren Umgang bei der Auswertung und zur Verringerung der Datenmenge wurden aus den 4- und 10-sekündigen Messwerten jeweils 5-minütige Mittelwerte gebildet. Vorangegangene Untersuchungen

⁷⁷ Vergleiche DIN EN 61724, Abschnitt 4.8.

⁷⁸ E DIN EN 61724-1, Tabelle 2.

⁷⁹ Vergleiche Blaesser 1995a, Seite 5.

⁸⁰ Vergleiche DIN EN 61724, Abschnitt 4.8.

von Ransome und Funtan zeigten, dass die Bildung von Mittelwerten bei großen Zeitintervallen, wie etwa einer Stunde zu größeren Fehlern führen kann. Mittelwerte aller 5 Minuten wurden dagegen als obere Grenze angesetzt, bei der keine signifikanten Ungenauigkeiten entstehen.⁸¹ Eine stichprobenartige Gegenüberstellung von Rohdaten und Mittelwerten für sich schnell ändernde Parameter im Rahmen dieser Arbeit zeigte ebenfalls eine sehr gute Übereinstimmung zwischen Rohdaten und gemittelten 5-Minutenwerten sowohl für sonnige als auch bewölkte Tage. Lediglich an Tagen mit einem Wechsel aus Sonne und Bewölkung sind leichte Abweichungen zwischen Rohdaten und Mittelwerten zu verzeichnen. Diese wirken sich aber nicht auf die täglichen Erträge aus, welche für die meisten Auswertungen in den nachfolgenden Kapiteln verwendet werden (Anhang A). Etwaige auftretende Besonderheiten in den gemessenen Parametern werden durch die Bildung von Mittelwerten demnach nicht übersehen. Die Bezugszeit für alle Messungen ist in Anlehnung an DIN EN 61724, Kapitel 4.10 die örtliche Uhrzeit mit Sommer- und Winterzeit.

3.1.2 Meteorologische Messgrößen

Gemäß den Vorgaben der DIN EN 61724 sind folgende meteorologische Parameter in Echtzeit zu messen:⁸²

- Gesamtbestrahlungsstärke G_I in der Ebene der Modulgruppe in der Einheit W/m^2
- Umgebungstemperatur T_{am} in einem Strahlenschutzschild in der Einheit $^{\circ}C$
- Windgeschwindigkeit S_w in der Einheit m/s

Dabei ist die Messung der Windgeschwindigkeit fakultativ, sofern nicht durch spezielle Verträge gefordert. Auch in Dokument A der European Guidelines werden nur die Gesamtbestrahlungsstärke G_I in der Ebene der Modulgruppe sowie die Umgebungstemperatur T_{am} als zu messende meteorologische Parameter angegeben.⁸³

⁸¹ Vergleiche Ransome 2005, Seite 2755.

⁸² Vergleiche DIN EN 61724, Tabelle 1.

⁸³ Vergleiche Blaesser 1995, Annex A, Table 1.

Zusätzlich zu den genannten Parametern werden im Rahmen dieser Arbeit noch weitere Messgrößen aufgezeichnet:

- Gesamtbestrahlungsstärke G_0 auf eine horizontale Ebene
- Relative Luftfeuchtigkeit f_a in einem Strahlenschutzschild in der Einheit %
- Windrichtung D_w in der Einheit °

Gesamtbestrahlungsstärke G_1 und G_0

Die Gesamtbestrahlungsstärke wird in Anlehnung an die DIN 61724 in der Ebene der Modulgruppe gemessen⁸⁴ und zusätzlich auch auf der horizontalen Ebene. Dies ermöglicht den Vergleich der Bestrahlungsstärke mit Standarddaten anderer Orte. Verwendet werden dabei ein Siliziumsensor als Referenzzelle für die Messung in der Ebene der Modulgruppe und zwei Pyranometer. Eines für die Messung in der Ebene der Modulgruppe und eines in der Horizontalen (Bild 23).



Bild 23

Geräte zur Messung der Globalstrahlung (Fotos: Daum).

Links: Pyranometer
Rechts: Siliziumstrahlungssensor

Die beiden verwendeten Sensortypen unterscheiden sich vor allem in ihrer spektralen Empfindlichkeit. Der Spektralbereich der Globalstrahlung erstreckt sich über einen Wellenlängenbereich von etwa 290 nm (UV-B-Strahlung) bis 4000 nm (Infrarotstrahlung).⁸⁵ Dabei ist für das menschliche Auge nur der Wellenlängenbereich zwischen 380 nm und 780 nm wahrnehmbar.⁸⁶

Bild 24 zeigt, dass ein Pyranometer über den gesamten Wellenlängenbereich des Sonnenspektrums eine sehr hohe spektrale Empfindlichkeit aufweist. Ein Siliziumsensor (Si-

⁸⁴ DIN EN 61724, Abschnitt 4.1.

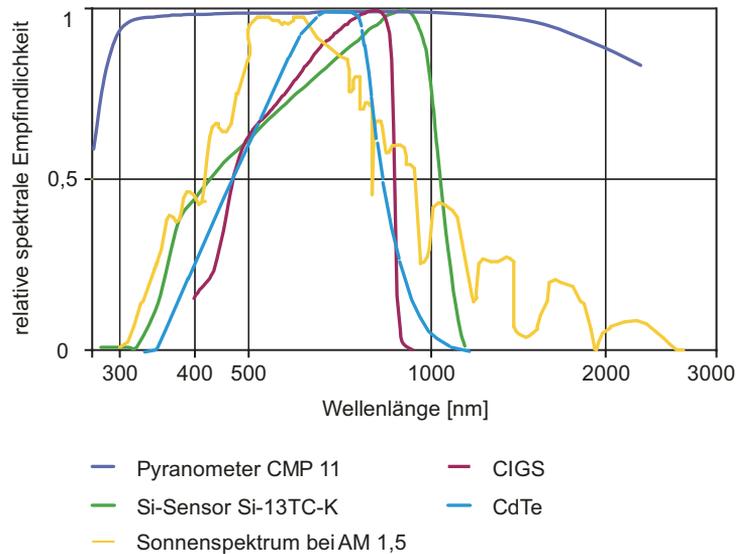
⁸⁵ Vergleiche Thies Klima 2015a, Stichwort: Globalstrahlung.

⁸⁶ Vergleiche DIN 5031-7.

Sensor), welcher vom Aufbau her einer monokristallinen Siliziumzelle entspricht, kann dagegen nur über einen eingeschränkten Wellenlängenbereich arbeiten. Betrachtet man zudem die spektrale Empfindlichkeit der verschiedenen Solarzellen fällt auf, dass auch diese nicht über den gesamten Wellenlängenbereich das Sonnenlicht in elektrische Energie umwandeln können und dass deren spektrale Empfindlichkeit ähnlich der des Si-Sensors ist. Unter Zunahme von Filtergläsern kann die spektrale Empfindlichkeit eines Si-Sensors speziell auf die jeweilige Zelltechnologie angepasst werden.

Bild 24

Sonnenspektrum mit der spektralen Empfindlichkeit von Messsensoren und PV-Modulen in Abhängigkeit der Wellenlänge nach Field 1997, Abbildung 3 und Weller 2013a, Seite 48.



Ein weiterer Unterschied ist die Winkelabhängigkeit der Reflexionsverluste. Diese nimmt bei einem Si-Sensor bei Einstrahlungswinkeln über 60° gegenüber der Modulnormalen deutlich zu. Bei Pyranometern ist diese Empfindlichkeit aufgrund des gewölbten Glasdoms dagegen geringer als 1%.⁸⁷

Aufgrund dieser Unterschiede in der spektralen Empfindlichkeit wird als primärer Sensor zur Messung der Gesamtbestrahlungsstärke das Pyranometer verwendet. Das verwendete Pyranometer CMP11 der Firma Kipp & Zonen entspricht der Genauigkeitsklasse „secondary standard“.⁸⁸ Dies ist nach ISO 9060 die höchste Klasse, die ein Pyranometer

⁸⁷ Vergleiche Zinßer 2010, Seite 60.

⁸⁸ Kipp & Zonen 2015.

aufweisen kann.⁸⁹ Die erwartete tägliche Genauigkeit von $\pm 2\%$ liegt zudem über dem von der DIN EN 61724 geforderten Mindestwert von $\pm 5\%$.⁹⁰

Die real von einem PV-Modul verwertbare Einstrahlung kann jedoch besser mit einem Si-Sensor bestimmt werden, da dieser eine ähnliche spektrale Empfindlichkeit wie die PV-Zelle aufweist und auf sich verändernde Strahlung schneller reagiert als ein Pyranometer.⁹¹ Zudem berücksichtigt der Messwert bei einem Si-Sensor bereits die Reflexionsverluste, welche auch bei einem PV-Modul auftreten. Da mehrere Publikationen vor allem die Messung der Einstrahlung in Modulebene in Verbindung mit der spektralen Verteilung des Lichtes als größte Quelle für Messfehler identifizieren,⁹² werden alle Auswertungen in Kapitel 3.2 sowohl für die Messdaten des Si-Sensors als auch für die Messdaten des Pyranometers durchgeführt.

Bei der Anbringung der Sensoren wurde darauf geachtet, dass diese nicht durch andere Sensoren verschattet werden und auch selbst nicht zur Verschattung der PV-Module führen.

Umgebungstemperatur T_{am} und relative Luftfeuchte f_a im Strahlenschutzschild

Die Umgebungstemperatur T_{am} ist die Außenlufttemperatur in unmittelbarer Nähe zu den BIPV-Systemen. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird deshalb auch von der Außenlufttemperatur gesprochen. Sie wird zusammen mit der relativen Luftfeuchte f_a mit einem kombinierten Hygro-Thermogebometer gemessen. Dieser sitzt in einem ventilierten Wetter- und Strahlenschutzgehäuse (Bild 26). So werden Fehlmessungen durch Niederschlag und direkte Strahlung vermieden. Die Ventilation verhindert zudem das Aufheizen des Gehäuses bei direkter Sonneneinstrahlung und sorgt so für noch genauere Messergebnisse.⁹³

⁸⁹ Vergleiche ISO 9060, Seite 3.

⁹⁰ Vergleiche DIN EN 61724, Abschnitt. 4.1.

⁹¹ Vergleiche Meydbray 2012, Seite 4 ff.

⁹² Vergleiche van Stark 2012, Seite 2 und Dirnberger 2013, Seite 1.

⁹³ Vergleiche Adolf Thies 2011b, Seite 4.

Als Messsensor für die Bestimmung von T_{am} wird ein Pt100-Messelement verwendet. Das Messprinzip basiert dabei auf der Änderung des elektrischen Widerstandes in Abhängigkeit der Temperatur. Konkret handelt es sich um einen Platinsensor, welcher mit einem konstanten Messstrom versorgt wird. Bei einer Temperatur von 0 °C hat der Platinsensor einen Nennwiderstand von $R_0 = 100\ \Omega$. Verändert sich die Temperatur, hat dies einen Einfluss auf den Widerstand. Durch eine definierte Temperatur/Widerstands-Beziehung⁹⁴ lässt sich eine Temperatur ermitteln.⁹⁵ Der Messbereich erstreckt sich von -200 °C bis $+850\text{ °C}$. Im für den im Rahmen dieses Monitorings entscheidenden Messbereich von -30 °C bis $+70\text{ °C}$ liegt die Messgenauigkeit bei $\pm 0,1\text{ K}$ ⁹⁶ und somit deutlich unter der für die Betriebsüberwachung geforderten Grenze von $\pm 1\text{ K}$.⁹⁷ Um einer Zunahme des Widerstandes infolge großer Leitungslängen zwischen Messfühler und Datenlogger und einer damit verbundenen Zunahme von Messungenauigkeiten vorzubeugen, wird das Pt100-Messelement in Vierleitermessung betrieben.⁹⁸

Als Messsensor für die Bestimmung von f_a wird ein kapazitiver Feuchtesensor verwendet. Das Messprinzip ist heute das wichtigste elektronische Messverfahren für die Feuchtemessung⁹⁹ und beruht auf der Messung der Kapazität C eines Plattenkondensators, welche sich nach Gleichung 7 zusammensetzt.¹⁰⁰ Für die Bestimmung der relativen Luftfeuchte wird ein Dielektrikum zwischen die beiden Kondensatorplatten eingeschoben (Bild 25). Ein Dielektrikum ist ein nichtmetallischer, nichtleitender Stoff, dessen Aggregatzustand gasförmig, flüssig oder fest sein kann und dessen Ladungsträger nicht frei beweglich sind.¹⁰¹ Bei dem verwendeten Sensor ist das Dielektrikum ein Kunststoff, bei welchem ein direkter Zusammenhang zwischen der relativen Luftfeuchtigkeit der Umgebungsluft und dem vom Kunststoff molekular aufgenommenen Wasser besteht.

⁹⁴ Vergleiche DIN EN 60751, Tabelle 1.

⁹⁵ Vergleiche Hoffmann 2011, Seite 138 f., Hoffmann 2012, Seite 156 f., Weichert 2010, Seite 97 f.

⁹⁶ Adolf Thies 2011a, Seite 10.

⁹⁷ Vergleiche DIN EN 61724, Abschnitt 4.2.

⁹⁸ Vergleiche Patzelt 1996, Seite 322.

⁹⁹ Vergleiche Häckel 2012, Seite 393.

¹⁰⁰ Schrüfer 2012, Gleichung 4.47.

¹⁰¹ Vergleiche von Hippel 1954, Seite 1.

$$C = \frac{\epsilon_0 \cdot \epsilon_r \cdot A}{a}$$

Gleichung 7

Mit: C: Kapazität [F]
 ϵ_0 : elektrische Feldkonstante,
 $8,854 \cdot 10^{-12}$ As/Vm
 ϵ_r : Permittivitätszahl [As/Vm]
A: Plattenfläche [m²]
a: Plattenabstand [m]

Durch die Wasseraufnahme ändert sich die Permittivitätszahl ϵ_r des Dielektrikums. Da ϵ_0 , A und a konstant sind und ϵ_r für das „trockene“ Dielektrikum bekannt ist, lässt sich über die gemessene Kapazität die relative Luftfeuchtigkeit bestimmen.¹⁰²

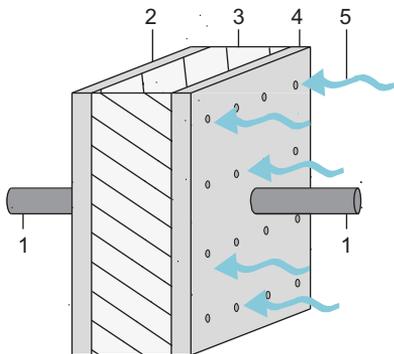


Bild 25

Prinzip der kapazitiven Messung der relativen Luftfeuchte nach Schröder 2012, Bild 4.29).

- 1 Anschlussleitung
- 2 Kondensatorplatte (Elektrode)
- 3 Dielektrikum
- 4 wasserdurchlässige Kondensatorplatte (Elektrode)
- 5 Wasser (gasförmig) in der Umgebungsluft



Bild 26

Geräte zur Messung der Außenlufttemperatur und der relativen Luftfeuchtigkeit (Fotos: Adolf Thies GmbH & Co. KG).

Links: Hygro-Thermogebührer
Rechts: ventiliertes Wetter- und Strahlungsschutzgehäuse



Windgeschwindigkeit S_w und Windrichtung D_w

Durch die Messung der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung lässt sich der Wind (griechisch anemos = Wind) be-

¹⁰² Vergleiche Schröder 2012, Seite 272.

schreiben. Dieser ist die Verlagerung von Luftteilchen in Bezug auf deren Richtung und Geschwindigkeit.¹⁰³ In Bezug auf eine photovoltaische Anlage hat der Wind vor allem einen Einfluss auf die Modultemperatur. So kann bei hohen Windgeschwindigkeiten der konvektive Wärmeübergang zwischen PV-Modul und Umgebungsluft zunehmen. Bei vorgehängten hinterlüfteten Fassaden haben die Windgeschwindigkeit und Windrichtung auch einen Einfluss auf die Luftbewegung im Hinterlüftungsraum. Beide Situationen beeinflussen die Modultemperatur.

Die Sensoren sind an einem Mast circa 3 m über der Oberkante des Freibewitterungsteststandes angebracht. Das Messergebnis wird dadurch nicht von Windströmungsfeldern an den Gebäudekanten verfälscht.¹⁰⁴ Empfehlungen der VDI 3786, wonach Windmessgeräte mindestens das Zehnfache der Höhe des Hindernisses betragen sollen, konnten aus praktischen Gründen nicht umgesetzt werden.¹⁰⁵

Die Windgeschwindigkeit wird mit Hilfe eines Schalenanemometers gemessen (Bild 28). Dabei versetzt der sich bewegende Wind den Schalenstern des Anemometers in eine Drehbewegung. Die Drehgeschwindigkeit wird optoelektronisch erfasst und in einer Frequenz wiedergegeben. Mit Hilfe eines integrierten Messumformers kann diese Frequenz in ein analoges Signal umgewandelt werden, welches zum Messsignalerfassungsgerät geführt wird. Dort erfolgt die Umrechnung des Signals in eine Geschwindigkeit mit der Einheit m/s. Bedingt durch Reibung in den Kugellagern des Schalensterns arbeitet dieser Messsensor erst ab einer Windgeschwindigkeit von 0,5 m/s. Der Messbereich von 0 bis 50 m/s ist so ausgelegt, dass auch höchste Windgeschwindigkeiten erfasst werden. An der Wetterstation Dresden-Klotzsche wurde die maximale Windgeschwindigkeit der letzten 50 Jahre zu Beginn des Jahres 2007 mit $Sw = 34,3$ m/s gemessen.¹⁰⁶ Die Auflösung mit 0,1 m/s entspricht den normativen Forderungen der DIN 61724, Kapitel 4.3. In der Meteorologie hat sich das Schalenanemometer

¹⁰³ DWD Wetterlexikon 2015: Stichwort: Wind.

¹⁰⁴ Vergleiche Gerhardt 2005, Seite 35 f.

¹⁰⁵ Vergleiche VDI 3786, Blatt 2, Seite 15 ff.

¹⁰⁶ Vergleiche Weller 2013a, Seite 49.

zur Messung der Windgeschwindigkeit weltweit durchgesetzt. Dies liegt auch daran, dass die Windgeschwindigkeit unabhängig von der Windrichtung gemessen werden kann.¹⁰⁷

Nach DIN 61724, Kapitel 3 „muss die Windgeschwindigkeit in einer Höhe und an einem Ort gemessen werden, der repräsentativ ist für die Modulgruppenbedingungen“. Das beschriebene Schalenanemometer eignet sich dafür aufgrund seiner Lage jedoch nicht. Die Windgeschwindigkeiten in Modulgruppenebene werden deshalb mit einem Strömungssensor aufgezeichnet, welcher direkt neben den PV-Modulen angeordnet ist. Dieser Sensor (Bild 27) arbeitet nach dem Konstanttemperaturverfahren. Dabei wird ein im Sensor verbauter Heizdraht durch Anlegen einer Heizspannung bei konstanter Temperatur gehalten. Die Luftströmung um den Sensor sorgt für eine Konvektion und somit Abkühlung des Heizdrahtes. Durch Nachregeln der Heizspannung kann die Temperatur im Heizdraht jedoch konstant gehalten werden. Über die Messung der Heizspannung kann auf die Windgeschwindigkeit geschlossen werden.¹⁰⁸ Der Sensor arbeitet in einem Messbereich von 0 bis 20 m/s und kann bei einer Betriebstemperatur von -20 bis + 70 °C eingesetzt werden.¹⁰⁹



Bild 27
Strömungssensor SS20.250
(Foto: SCHMIDT Technology GmbH)

Die Windrichtung bezeichnet die Richtung, aus welcher der Wind kommt. Bei Nordwind kommt der Wind demnach aus Norden, bei Südwind aus Süden. Angegeben und gemessen wird die Windrichtung meist in einer 360°-Skala (Azimutwinkel). 0° entspricht dabei Norden, 90° Osten, 180° Süden und 270° Westen.¹¹⁰ Die Messung erfolgt über eine trägheitsarme Windfahne, welche sich in die jeweilige Windrichtung dreht (Bild 28). An der Drehachse der Windfahne ist ein diametral magnetisierter Magnet angeordnet. Die Winkelstel-

¹⁰⁷ Vergleiche Häckel 2012, Seite 398.

¹⁰⁸ Vergleiche Hoffmann 2011, Seite 187, Hoffmann 2012, Seite 201.

¹⁰⁹ Vergleiche Schmidt 2010, Seite 18.

¹¹⁰ Vergleiche Häckel 2012, Seite 252.

lung der Drehachse kann über die Bestimmung des Magnetfeldes abgebildet werden, welches von einem Sensor berührungslos abgetastet wird. Mikro-Controller rechnen die Signale anschließend in einen Winkel bzw. eine analoge Ausgangsgröße um. Der Messbereich erstreckt sich von 0 bis 360° bei einer Auflösung von 0,4°. ¹¹¹

Bild 28

Geräte zur Messung von Windgeschwindigkeit und Windrichtung (Fotos: Adolf Thies GmbH & Co. KG).

Links: Schalenanemometer für die Windgeschwindigkeit
Rechts: Windfahne für die Windrichtung



3.1.3 Messgrößen aus der Fassade

In der Fassade werden folgende Messgrößen erfasst:

- Modultemperatur T_m
- Temperaturen im Fassadenquerschnitt T_i
- Strömungsgeschwindigkeit S_s
- Stromstärke im Gleichstromkreis I_{DC}
- Stromspannung im Gleichstromkreis U_{DC}
- Elektrische Leistung im Wechselstromkreis P_{AC}

Im Hinblick auf die Vorgaben der DIN EN 61724, ist die Modultemperatur T_m eine entscheidende Messgröße, welche im Rahmen eines Monitorings aufgezeichnet werden muss. Die weiteren Messgrößen T_i im Fassadenquerschnitt an verschiedenen Stellen der Fassade, Strömungsgeschwindigkeit S_s je nach BIPV-System und relative Luftfeuchtigkeit f_{rel} sind zwar normativ nicht vorgeschrieben, sollen aber dazu beitragen, das bauphysikalische Verhalten der einzelnen BIPV-Systeme näher zu untersuchen.

¹¹¹ Vergleiche Adolf Thies 2011c, Seite 4 ff.

Durch die Messung von I_{DC} , U_{DC} und P_{AC} lässt sich die Leistungsfähigkeit der verschiedenen BIPV-Systeme beschreiben. Über die Ableitung wichtiger Parameter, wie Wirkungsgrad, Performance Ratio oder Stromertrag, kann zudem eine Wertung vorgenommen werden.

Die Messungen im Gleich- und Wechselstromkreis sollen den Einfluss von Umwandlungsverlusten durch den Wechselrichter herausfiltern. Dieser arbeitet nie verlustfrei, sondern wandelt einen Teil der Energie in Wärme um. Gute Wechselrichter erzielen jedoch Wirkungsgrade von über 95 %¹¹², sofern sie richtig auf die PV-Anlage ausgelegt sind. Zur Bestimmung der Wechselrichterverluste wird die elektrische Leistung im Gleichstromkreis (P_{DC}) mit der elektrischen Leistung im Wechselstromkreis (P_{AC}) verglichen. P_{DC} ergibt sich aus der Multiplikation von I_{DC} und U_{DC} .

Dabei sollen nach Norm für die Berechnung nur Rohdaten und keine gemittelten Werte verwendet werden. Ein Vergleich von P_{DC} errechnet aus Rohdaten und gemittelten Werten (Anhang A) zeigt jedoch eine sehr gute Übereinstimmung, weshalb innerhalb dieser Betrachtung P_{DC} aus 5-minütigen Mittelwerten von I_{DC} und U_{DC} errechnet wird.

Modultemperatur T_m und weitere Temperaturen T_i

Die Messung von T_m und T_i erfolgt je nach betrachtetem BIPV-System mittels unterschiedlicher Sensoren. Neben den in Kapitel 3.1.2 beschriebenen Pt100-Messelementen kommen auch Pt1000- und NTC-Messelemente sowie Thermodrähte hinzu.

Bei den Pt1000-Messelementen handelt es sich, wie bei den Pt100-Messelementen, ebenfalls um Metall-Widerstandsthermometer, bei welchen über eine definierte Temperatur/Widerstands-Beziehung der Platinsensoren die Temperatur bestimmt werden kann. Einziger Unterschied ist der Nennwiderstand R_0 , welcher beim Pt1000-Messelement bei 0 °C Bezugstemperatur 1000 Ω beträgt.¹¹³

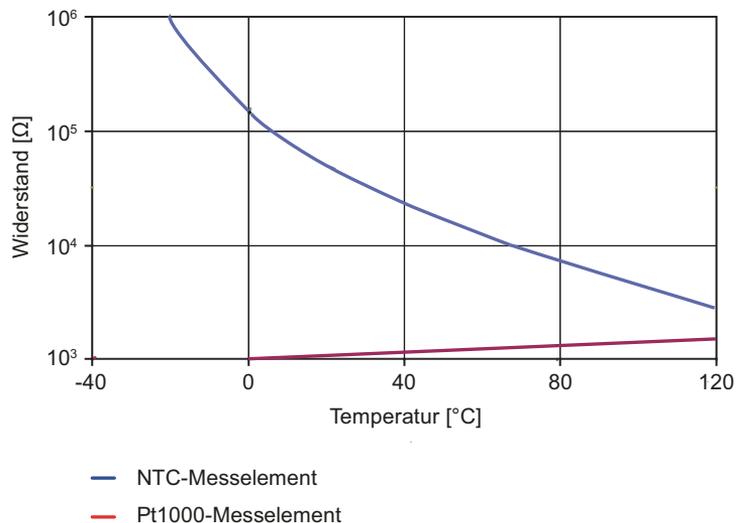
¹¹² Vergleiche Mertens 2013, Seite 176.

¹¹³ Vergleiche Weichert 2010, Seite 97.

Die NTC-Messelemente, auch als Thermistoren bezeichnet, gehören zu der Gruppe der Heißleiter. Auch hier wird die Temperatur über die Änderung des Widerstandes gemessen. Im Vergleich zu dem Pt100- und Pt-1000-Messelementen, welche zur Gruppe der Kaltleiter gehören, ist der Widerstand bei Raumtemperatur jedoch etwa 10mal so groß und besitzt einen negativen Temperaturkoeffizienten. Dieser hat zudem keinen linearen Verlauf und nimmt mit steigender Temperatur ab (Bild 29).¹¹⁴

Aufgrund des hohen Widerstandes bei NTC-Sensoren ist die Gefahr von Fehlmessungen durch zunehmende Widerstände bei großen Leitungslängen kaum vorhanden. Aus diesem Grund ist auch nicht unbedingt eine 4-Leitermessung notwendig. Der Messsensor hat meist die Form einer Perle (Bild 30) und die Zeitkonstante ist kleiner als bei Pt-Messelementen. Sich ändernde Temperaturen werden deshalb sehr schnell registriert.¹¹⁵

Bild 29
Widerstand eines NTC-Messelementes und eines Pt1000-Messelementes nach Hoffmann 2011, Seite 141.



Die verwendeten NTC-Messelemente arbeiten in einem Messbereich von -20 bis + 100 °C. Im relevanten Bereich von 0 bis 70 °C ist eine maximale Abweichung von ± 0,1 K zu verzeichnen.¹¹⁶ Ein Blick auf die in vorgehängten hinterlüfteten Fassaden zu erwartenden Grenztemperaturen für

¹¹⁴ Vergleiche Hoffmann 2011, Seite 140 f., Hoffmann 2012, Seite 157 f.

¹¹⁵ Vergleiche Hoffmann 2011, Seite 140 f., Hoffmann 2012, Seite 157 f.

¹¹⁶ Vergleiche Ahlborn 2013, Seiten 07.04 und 07.25.

die Außenwandbekleidung von -20 bis + 80 °C bestätigt die Eignung der Sensoren für den Einsatz im Rahmen des BIPV-Monitorings.¹¹⁷

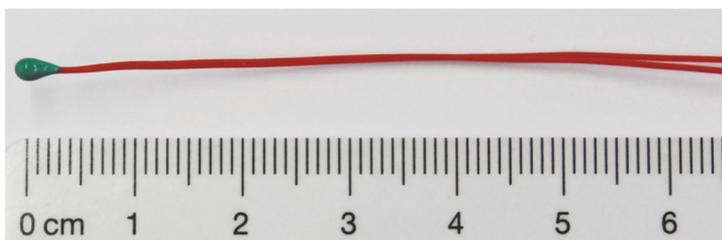


Bild 30
NTC-Messelement
(Foto: Daum). Die grüne
Perle bildet den Sensor.

Die im Rahmen des Monitorings verwendeten Thermodrähte haben eine sehr geringe Dicke von lediglich 1 mm und werden deshalb vor allem in dünnen Fugen zwischen Materialschichten verwendet. Das Messprinzip beruht auf zwei Drähten aus unterschiedlichen Materialien. Im vorliegenden Messaufbau wurden Drähte aus Nickel (Ni) und Nickel-Chrom (NiCr) verwendet. Beide Drähte sind an einem Ende miteinander verbunden, sodass eine Thermospannung entsteht, welche von der Differenz der Temperatur an der Messstelle und der Temperatur an der Anschlussklemme zum Datenlogger abhängt. Durch die Messung der Temperatur an der Anschlussklemme und die Messung der Thermospannung kann auf die Temperatur an der Messstelle geschlossen werden.¹¹⁸ Die verwendeten Thermodrähte besitzen einen Messbereich von -25 bis + 400 °C und entsprechen der Toleranzklasse 2 nach DIN EN 60584-1, was einer Genauigkeit von $\pm 2,5$ K entspricht.¹¹⁹ Dieser Wert liegt zwar außerhalb der von der DIN EN 61724 geforderten Genauigkeit von ± 1 K, jedoch gibt es keinen Sensor, der bei der geforderten Dicke von unter 1 mm eine bessere Genauigkeit aufweist.

Die Messsensoren werden an verschiedenen Stellen angebracht. Die Messung von T_m erfolgt auf der Rückseite des PV-Moduls. Bei der Wahl der genauen Orte für die Sensoren wurde sich an das in IEC 61829 beschriebene Verfahren A gerichtet. Dabei ist zu beachten, dass die so gemessene

¹¹⁷ Vergleiche DIN EN 18516-1, Kapitel 5.2.2.

¹¹⁸ Vergleiche Hoffmann 2012, Seite 155 f..

¹¹⁹ Ahlborn 2013, Seite 07.03 und Seite 07.18.

Temperatur nicht die Zelltemperatur, sondern die Temperatur auf der Rückseite des PV-Moduls wiedergibt. Auf der Vorderseite können Sensoren in der Regel nicht angebracht werden, da diese so zu einer lokalen Verschattung der PV-Zellen führen würden. Die Messung von T_i erfolgt in unterschiedlichen Materialschichten und ist stark abhängig vom Aufbau des jeweiligen BIPV-Systems. Die genaue Lage wird in dem nachfolgenden Kapitel 4.1 beschrieben.

Strömungsgeschwindigkeit S_s

Die Messung der Strömungsgeschwindigkeit S_s erfolgt vor allem bei BIPV-Systemen in vorgehängten hinterlüfteten Fassaden. Bei diesen Systemen kann Luft in dem Hinterlüftungsraum zwischen äußerer Fassadenbekleidung (wird von dem PV-Modul gebildet) und der Wärmedämmung auf der tragenden Außenwand zirkulieren. Diese Luftzirkulation kann den PV-Modulen die thermische Energie entziehen und somit für bessere Betriebsbedingungen sorgen. Je größer die Strömungsgeschwindigkeit der Luft, desto geringer der Wärmeübergangswiderstand und umso größer ist der kühlende Effekt. Der für die Messung verwendete Thermoanemometer entspricht dem in Kapitel 3.1.2 beschriebenen Sensor für die Messung der Windgeschwindigkeit in Modulgruppenebene (Bild 27).

Stromstärke I_{DC} und Stromspannung U_{DC} im Gleichstromkreis

Je nach betrachtetem BIPV-System kommen unterschiedliche Sensoren zum Einsatz. Es handelt sich dabei sowohl um DC-Umformer als auch um Messmodule mit rein digitaler Datenübertragung (Bild 31).

Bei den DC-Umformern wird das Eingangssignal der Stromspannung oder Stromstärke nach einer festen linearen Beziehung in ein elektrisches Ausgangssignal umgewandelt und zum Messsignalerfassungsgerät gesendet. Aufgrund der linearen Abhängigkeit der Signale kann daraus eine Abbildungsgröße ermittelt werden.¹²⁰ Die im Rahmen des Monitorings verwendeten DC-Umformer haben einen Messbereich für U_{DC} von 0-100 V und für I_{DC} von 0-10 A. Das Ausgangssignal ist bei beiden jeweils eine Spannung von

¹²⁰ Vergleiche Hoffmann 2012, Seite 96.

0-10 V. Durch den linearen Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ausgangssignal würde im konkreten Fall eine Spannung von $U_{DC} = 50 \text{ V}$ als Eingangssignal einem Ausgangssignal von 5 V entsprechen. Die Messgenauigkeit der Umformer beträgt $\pm 0,5 \%$ ¹²¹ und liegt damit unter dem in der DIN EN 61724 geforderten Wert von $\pm 1 \%$.



Bild 31

Geräte zur Messung von Gleichstrom und Gleichspannung.

Links: DC-Umformer (Foto: MÜLLER + ZIEGLER GmbH & Co. KG)

Rechts: Messmodul mit digitaler Datenübertragung (Foto: Ahlborn Mess- und Regelungstechnik GmbH)

Bei den Messmodulen mit rein digitaler Datenübertragung wird das analoge Signal der Stromspannung beziehungsweise der Stromstärke durch einen Analog/Digital-Umsetzer in einen digitalen Wertebereich umgewandelt. Der Messbereich der verwendeten Messmodule beträgt für U_{DC} 0-200 V und für I_{DC} 0-2 A. Die Messgenauigkeit von $\pm 0,1 \%$ liegt ebenfalls unter dem in der DIN EN 61724 geforderten Wert von $\pm 1 \%$.¹²²

Elektrische Leistung im Wechselstromkreis P_{Ac}

Die elektrische Leistung im Wechselstromkreis wird nach dem Wechselrichter gemessen und entspricht der Energie, welche in das öffentliche Netz eingespeist wird. In dem verwendeten Sensor (Bild 32) „werden die Momentanwerte von Strom und Spannung multipliziert und in eine der Wirkleistung entsprechende Frequenz umgewandelt“¹²³. Durch einen integrierten Mikrocontroller werden die Werte der Leistung sowohl in einem LCD-Display angezeigt, als auch in Form von Impulsen oder analogen Ausgangssignalen zu dem Messsignalerfassungsgerät geleitet. Mit einer Genauigkeit von $\pm 1 \%$ wird wiederum der in der DIN EN 61724 geforderte Wert von $\pm 2 \%$ eingehalten.

¹²¹ Vergleiche Müller + Ziegler 2010.

¹²² Vergleiche Ahlborn 2013.

¹²³ Müller + Ziegler 2012, Seite 1.

Bild 32

Gerät zur Messung der Leistung im Wechselstromkreis (Foto: MÜLLER + ZIEGLER GmbH & Co. KG).



3.1.4 Messfehler

Nach DIN 1319-1 ist ein Messfehler, beziehungsweise eine Messabweichung, definiert als „Abweichung eines aus Messungen gewonnenen und der Meßgröße zugeordneten Wertes vom wahren Wert“. Messfehler, oder Messabweichungen, sind ein Bestandteil eines jeden Messsystems, da sich bestimmte Bedingungen bei, oder Einflüsse auf eine Messung nie ganz vermeiden lassen. Nach Puente León¹²⁴ liegt der Grund in:

- bestimmten Eigenschaften des Messgegenstandes
- Unvollkommenheit der Messeinrichtung und des Messverfahrens
- wechselnde Umwelteinflüsse
- Fehlern des Beobachters

Die Fehler können sowohl systematisch auftreten, oder zufälliger Natur sein. Bei einem systematischen Fehler ist die Ursache des Fehlers bekannt. Auch die Art seines Auftretens lässt sich in der Regel bestimmen. Zudem tritt der Fehler auch bei wiederholten Messungen in gleicher Form auf. Dies ermöglicht es, den Fehler mit einem mehr oder weniger großen Aufwand zu kompensieren, zum Beispiel durch Kalibrierfaktoren.

Bei zufälligen Fehlern ist die Ursache nicht bekannt und bei mehrmaliger Messung unter gleichen Randbedingungen kann sich der Messwert sowohl in seiner Amplitude als auch in seinem Vorzeichen ändern. Diese Art des Fehlers tritt zum Beispiel bei der Messung von Materialeigenschaften

¹²⁴ Vergleiche Puente León 2012, Seite 17 f.

auf, welche naturgemäß einer gewissen Schwankung unterliegen. Im Gegensatz zu systematischen Fehlern kann man hier keine Fehlerkompensation vornehmen. Als Lösung dieses Problems wird bei Messaufgaben nicht nur ein Messwert bestimmt, sondern eine Reihe an Messwerten unter gleichen Bedingungen, von welchen ein Mittelwert gebildet wird. Darüber hinaus sind weitere Gesetzmäßigkeiten für die Messung stochastischer Größen zu beachten.¹²⁵

Aus den genannten Gründen stellt sich bei der Beschreibung des im Rahmen dieses Monitorings durchzuführenden Konzeptes nicht die Frage nach Messfehlern, sondern nach der Grenze der Tolerierbarkeit dieser Messfehler. Die jeweilige Anforderung an die Genauigkeit einzelner Messgrößen für das Monitoring von PV-Anlagen werden in der DIN EN 61724 festgelegt. Das hier beschriebene Monitoringkonzept ist so ausgelegt, dass alle verwendeten Sensoren die vorgegebenen Toleranzen unterschreiten (Tafel 1). Die einzige Ausnahme bilden hierbei die Thermodrähte, welche die vorgeschriebene Toleranzgrenze überschreiten, aber aufgrund ihrer geringen Dicke von nur 1 mm zur Anwendung kommen. Vergleichsmessungen von Thermodrähten und NTC-Messelementen direkt nebeneinander zeigten, dass die Temperaturwerte der beiden Sensortypen eine sehr gute Übereinstimmung erzielten. Somit entsteht kein Messfehler aufgrund zweier verschiedener Sensortypen mit einer unterschiedlichen Genauigkeit.

Neben den einzelnen Sensoren muss auch die gesamte Messkette inklusive Signalaufbereitung betrachtet werden. Die Genauigkeit des Digitalmultimeters im verwendeten Messsignalerfassungsgerät beträgt für Spannungssignale $\pm (0,0035 \% \text{ des Messwertes} + 0,0005 \% \text{ des Endwertes des Messbereichs})$ und für Widerstandssignale $\pm (0,01 \% \text{ des Messwertes} + 0,0001 \% \text{ des Endwertes des Messbereichs})$.¹²⁶

¹²⁵ Vergleiche Puente León 2012, Seite 17 und Hoffmann 2012, Seite 590.

¹²⁶ Vergleiche Agilent 2008, Seite 22.

Sensor/Gerät	Einheit	Vorhandene Genauigkeit	Geforderte Genauigkeit nach DIN EN 61724
Pyranometer für Gesamtbestrahlungsstärke G_1 und G_0	W/m ²	± 2 % vom Messwert	± 5 % der Ablesung für Sensor einschließlich Signalaufbereitung
Siliziumsensor für Gesamtbestrahlungsstärke G_1	W/m ²	± 5 % vom Messwert	± 5 % der Ablesung für Sensor einschließlich Signalaufbereitung
Pt100-Messelement für Außenlufttemperatur T_{am}	°C	± 0,1 K	± 1 K
Kapazitiver Feuchtesensor für relative Luftfeuchte außen f_a	%	± 2 % rel. Feuchte	Keine Angabe
Schalenanemometer für Windgeschwindigkeit S_w	m/s	± 0,5 m/s oder ± 3 % vom Messwert	± 0,5 m/s der Ablesung für $S_w \leq 5$ m/s ± 10 % der Ablesung für $S_w > 5$ m/s
Windfahne für Windrichtung D_w	°	± 2 °	Keine Angabe
Pt1000-Messelement für Modultemperatur T_m und T_i	°C	± (0,1 K + 0,17 % vom Messwert)	± 1 K für Sensor einschließlich Signalaufbereitung
Pt100-Messelement für Modultemperatur T_m und T_i	°C	± 0,1 K	± 1 K für Sensor einschließlich Signalaufbereitung
NTC-Messelement für Modultemperatur T_m und T_i	°C	± 0,1 K	± 1 K für Sensor einschließlich Signalaufbereitung
Thermodrähte für Modultemperatur T_m und T_i	°C	± 2,5 K	± 1 K für Sensor einschließlich Signalaufbereitung
Strömungssensor für Strömungsgeschwindigkeit S_s	m/s	± (5 % vom Messwert + 0,4 % vom Endwert des Messbereichs)	Keine Angabe
Kapazitiver Feuchtesensor für relative Luftfeuchte im Fassadenquerschnitt f_{rel}	%	± 1,8 % rel. Feuchte	Keine Angabe
DC-Umformer für Stromstärke I_{DC} und Stromspannung U_{DC}	A, V	± 0,5 % vom Messwert	± 1 % der Ablesung für Sensor einschließlich Signalaufbereitung
Digitales Messmodul für Stromstärke I_{DC} und Stromspannung U_{DC}	A, V	± 0,1 % vom Endwert ± 2 Digit	± 1 % der Ablesung für Sensor einschließlich Signalaufbereitung
Energiezähler für elektrische Leistung P_{AC}	W	± 0,5 % vom Messwert	± 2 % der Ablesung für Sensor einschließlich Signalaufbereitung

Tafel 1

Genauigkeit der verwendeten Sensoren im Vergleich zu den geforderten Werten nach DIN EN 61724.

Die Genauigkeit des Datenloggers beträgt ± 0,02 % vom Messwert ± 2 Digit.¹²⁷ Unter Digit versteht man die Angabe

¹²⁷ Vergleiche Ahlborn 2013, Seite 01.05.

des kleinsten digitalen Messwertes. So beträgt zum Beispiel bei einem Temperatursensor mit einem abgelesenen Wert von 12,38 °C die Genauigkeit $\pm 0,02$ K. Bei einem abgelesenen Wert von 12,3 °C würde die Genauigkeit wiederum $\pm 0,2$ K betragen.

Weiterhin werden besonders empfindliche Sensoren, wie etwa Pyranometer, in regelmäßigen Abständen neu kalibriert, um systematische Fehler zu kompensieren. Zur Vermeidung zufälliger Fehler werden Messungen über einen längeren Zeitraum durchgeführt, um eine Normalverteilung der Messwerte zu erhalten. Je nach Messgröße werden auch mehrere Sensoren verwendet. Dies ist zum Beispiel bei der Bestimmung der Modultemperatur der Fall. Hier werden mehrere Temperatursensoren je PV-Modul verwendet, um den fehlerhaften Einfluss von örtlichen Unstetigkeiten in den Bauteilen zu minimieren.

Darüber hinaus erfolgt auch eine allgemeine kritische Betrachtung der Messergebnisse, um grobe Fehler zu identifizieren und abzustellen.

3.2 Auswertungsmethodik

3.2.1 Randbedingungen für die Datenauswertung

In den folgenden Kapiteln wird vorgestellt, welche Leistungsparameter ausgewertet werden und wie dies genau geschieht. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass die aus dem Monitoring ausgewerteten Parameter und Kenngrößen für alle, an der Planung und dem Betrieb eines BIPV-Systems, beteiligten Akteure nützlich und sinnvoll sein sollten. Bei der Auswahl der jeweils betrachteten Leistungsparameter wurde sich sowohl an den einschlägigen technischen Normen als auch an Publikationen auf dem Gebiet der Betriebsüberwachung von PV-Anlagen orientiert. Prinzipiell benennt bereits die DIN EN 50380 die wichtigsten Informationen, die auf Datenblättern und den Typenschildern von PV-Modulen angegeben werden müssen. Die dort ersichtlichen Leistungsparameter werden unter definierten Prüfbedingungen bestimmt, um eine Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen PV-Modulen zu ermöglichen. Diese Standardprüfbedingungen,

auch als STC (Standard Test Conditions) bezeichnet, sind folgendermaßen definiert:¹²⁸

- Bestrahlungsstärke $G_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$
- Temperatur des Solarmoduls $\theta_{Modul} = 25 \text{ °C}$
- Standard-Lichtspektrum AM 1,5 nach DIN EN 60904-3

Das Standard-Lichtspektrum bildet die direkte und diffuse Einstrahlung auf eine ebene, um 37° gegen die horizontale geneigte Fläche ab. Zudem werden folgende meteorologische Bedingungen für das wellenlängenabhängige Bodenreflexionsalbedo angesetzt:¹²⁹

- U.S.-Standard-Atmosphäre mit CO_2 -Konzentration ansteigend mit dem Strompegel (370 ppm), ein ländliches Aerosolmodell und keine Verschmutzung
- Wassergehalt in der Atmosphäre: 1,4164 cm
- Ozongehalt in der Atmosphäre: 0,3438 cm
- Trübungskoeffizient: 0,084 bei 500 nm
- Druck: 1013,25 hPa

Da sich die Randbedingungen bei einem Monitoring im Freifeld von denen im Labor unterscheiden, ist es allerdings nicht möglich und auch nicht sinnvoll, alle in DIN EN 50380 angegebenen Werte zu bestimmen. Dies liegt auch darin begründet, dass nicht alle Kenngrößen mit dem in Kapitel 3.1 beschriebenen Monitoringkonzept erfasst werden können. Zudem zeigt sich, dass Leistungsmessungen im Labor und im Freifeld oft unterschiedliche Ergebnisse erzielen. Selbst Messungen in unterschiedlichen Laboren können zu verschiedenen Ergebnissen führen.¹³⁰ Weiterhin gibt es Kenngrößen und Parameter, die nicht in dieser Norm erscheinen, für die Funktionsweise des BIPV-Systems aber von entscheidender Bedeutung sind. Zur Wahrung der Übersichtlichkeit werden die auszuwertenden Parameter in die folgenden drei Gruppen unterteilt:

- Leistung und Ertrag
- Wirkungsgrad und Anlagengüte
- Temperatur

¹²⁸ Mertens 2013, Seite 31.

¹²⁹ DIN EN 60904-3, Seite 5.

¹³⁰ Vergleiche Virtuani 2010, Seite 11.

Datenqualität

Neben einer detaillierten Auswertung muss auch die Qualität der Daten in Anlehnung an DIN EN 61724, Kapitel 7 geprüft werden. Dabei sind vor allem Lücken und Anomalien in der Datenaufzeichnung zu lokalisieren und aus der Auswertung zu streichen. Weiterhin werden für jeden Messwert sinnvolle Grenzen festgelegt, außerhalb derer die gemessenen Daten nicht für die Auswertung herangezogen werden (Tafel 2).

Parameter	Niedrigster zulässiger Wert	Höchster zulässiger Wert	Änderung zwischen aufeinanderfolgenden Werten
Gesamtbestrahlungsstärke G_0 und G_i	0 W/m ²	1200 W/m ²	-
Außenlufttemperatur T_{am}	-28 °C	40 °C	20 K ¹³¹
Relative Luftfeuchte f_{rel}	0 %	100 %	-
Windgeschwindigkeit S_w	0 m/s	35 m/s	
Modultemperatur T_m	-28 °C	85 °C	-
Temperaturen im Fassadenquerschnitt T_i	-28 °C	85 °C	-
Stromstärke I_{DC}	0 A	systemabhängig	-
Stromspannung U_{DC}	0 V	systemabhängig	-
Elektrische Leistung P_{DC}	0 W	systemabhängig	-
Elektrische Leistung P_{AC}	0 W	systemabhängig	-

Tafel 2

Sicherstellung der Datenqualität durch Grenzwerte, außerhalb derer die gemessenen Daten nicht für die Auswertung herangezogen werden.

Die in Tafel 2 genannten Grenzen werden als höchster und niedrigster zulässiger Wert des jeweiligen Parameters beziehungsweise als die höchste zulässige Änderung zwischen aufeinanderfolgenden Datenpunkten definiert. Bekannte

¹³¹ Die zulässige Änderung bezieht sich auf die Maximaltemperatur zweier aufeinanderfolgender Tage.

Charakteristiken des Parameters und der Umgebung bilden die Grundlage für die Festlegung dieser Grenzen.¹³²

Die Grenzen für die Gesamtbestrahlungsstärke liegen zwischen 0 und 1200 W/m².¹³³ Zwar kann ein Pyranometer nachts bei klarem Himmel durch die langwellige Abstrahlung an die Atmosphäre auch negative Werte aufzeichnen, dies hat aber nichts mit der solaren Einstrahlung zu tun und ist für die Auswertungen im Rahmen dieser Arbeit unerheblich. Ein Ausschlusskriterium für die Änderung aufeinanderfolgender Werte wurde nicht festgelegt, da sich die Einstrahlung bei Bewölkung oder Schattenwurf sehr schnell in großen Beträgen ändern kann. Vielmehr sollen große Änderungen situationsbezogen kritisch hinterfragt und geprüft werden. Zudem werden alle auszuwertenden Parameter nach den Ausführungen in Kapitel 3.1.2 sowohl auf Messwerte mit Si-Sensor als auch auf Messwerte mit Pyranometer bezogen.

Für die Festlegung der Grenzen der Außenlufttemperaturen sowie die zulässige Änderung zwischen einzelnen Messwerten wurde ein Abgleich mit den aufgezeichneten Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) an der Messstation Dresden Klotzsche über den Zeitraum 1960 bis 2017 durchgeführt. Danach wurde die maximale Lufttemperatur am 07.08.2015 mit 37,4 °C aufgezeichnet. Die niedrigste Lufttemperatur betrug -25,3 °C am 12.01.1987. Die maximale Änderung der Lufttemperatur zwischen zwei aufeinanderfolgenden Tagen betrug $\Delta T_{\text{am}} = 17,8 \text{ K}$ (vom 30. auf den 31.12.1978 für die maximale Lufttemperatur) und $\Delta T_{\text{am}} = 17,9 \text{ K}$ (vom 29. auf den 30.12.1978 für die minimale Lufttemperatur).¹³⁴ Um standortspezifische Unterschiede zwischen der Messstation Dresden-Klotzsche im Norden der Stadt und dem Freibewitterungsteststand im Süden zu kompensieren, wurden die Grenzwerte jeweils noch mit 2 bis 3 K beaufschlagt.

Die obere Grenze für die Windgeschwindigkeit beträgt 35 m/s und entspricht nach der Beaufort-Skala der Windstärke 12, einem Orkan. An der Wetterstation Dresden-Klotzsche wurde die maximale Windgeschwindigkeit der

¹³² Vergleiche DIN EN 61724, Seite 6.

¹³³ Vergleiche Colli 2011 und Belluardo 2012.

¹³⁴ Vergleiche DWD 2015b.

letzten 50 Jahre zu Beginn des Jahres 2007 mit $S_w = 34,3$ m/s gemessen.¹³⁵

Für die Modultemperatur T_m und die Temperaturen im Fasadenschnitt T_i wird als untere Grenze die Minimaltemperatur der Außenlufttemperatur verwendet. Als obere Grenze dient die im Rahmen der Auswertung von Nordmann und Clavadetscher aufgezeichnete Maximaltemperatur von 85 °C an einem im Dachbereich integrierten PV-Modul.¹³⁶ Für die maximale Änderung zwischen aufeinander folgenden Werten wird zunächst kein Grenzwert festgelegt, da es hier durch die Abhängigkeit der solaren Einstrahlung zu sehr großen Schwankungen kommen kann.

Die oberen Grenzen für die elektrischen Parameter U_{DC} , I_{DC} , P_{DC} und P_{AC} sind abhängig von den im jeweiligen BIPV-System verwendeten PV-Modulen, sowie deren Anzahl und elektrischer Verschaltung. Aus diesem Grund können hier keine allgemeingültigen Grenzen angegeben werden. Für die einzelnen untersuchten BIPV-Systeme werden in Kapitel 4.3 die jeweils verwendeten Werte vorgestellt.

Alterung

PV-Module unterliegen einer Alterung, welche auch als Degradation bezeichnet wird. Beim Vergleich von Leistung, Ertrag und Wirkungsgrad von BIPV-Systemen muss diese berücksichtigt werden. Das Maß der Degradation ist dabei abhängig vom Zelltyp. Jordan und Kurtz erarbeiteten im Jahr 2012 eine Zusammenfassung aus circa 2000 publizierten Degradationsraten von PV-Modulen und PV-Anlagen über die vergangenen 40 Jahre. Dabei kamen sie zu dem Ergebnis, dass nach dem Jahr 2000 hergestellte CIGS-Module eine durchschnittliche Degradationsrate von $R_d = 0,96$ %/a aufweisen. Bei PV-Modulen aus CdTe liegt der Wert dagegen nur bei $R_d = 0,4$ %/a.¹³⁷ Da über die Modulleistung auch der Wirkungsgrad und der Ertrag berechnet werden, können somit zwei gleiche PV-Module unterschiedlichen Alters bei gleichen Umgebungsbedingungen unterschiedliche Wirkungsgrade und Erträge erzielen. Dieses Problem muss bei

¹³⁵ Vergleiche Weller 2013a, Seite 49.

¹³⁶ Vergleiche Nordmann 2003, Table 1.

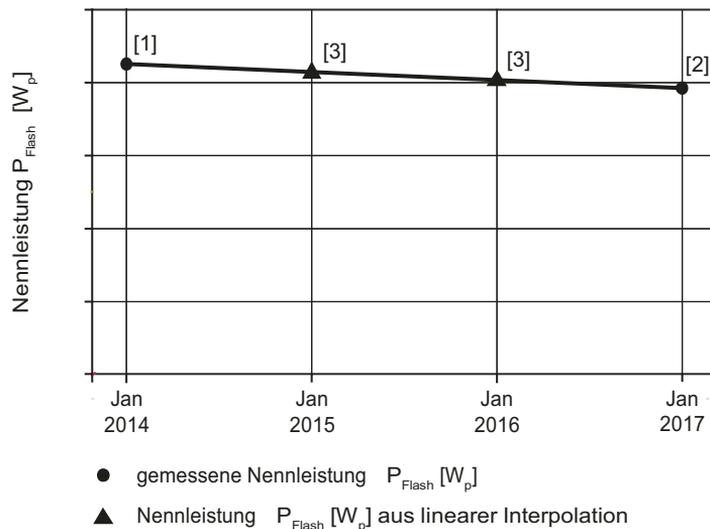
¹³⁷ Jordan 2012, Table 1.

den Auswertungen in den nachfolgenden Kapiteln berücksichtigt werden.

Bei den im Rahmen dieser Arbeit verwendeten PV-Modulen wurden die Nennleistung P_{Flash} und weitere Modulkenwerte vom Hersteller vor der Auslieferung unter STC gemessen. Bei dieser Messung wird das PV-Modul in einem Modulflasher für kurze Zeit mit einem AM 1,5-Spektrum bestrahlt. Durch die wiederholte Messung dieser Modulkenwerte unter STC am Ende des Monitorings kann die Nennleistung nach einer Alterung der PV-Module gemessen werden. Hierzu werden die betrachteten PV-Module aus der Testanordnung ausgebaut und erneut im Labor überprüft. Über den Vergleich zwischen der gemessenen Nennleistung vor und nach dem Monitoring lässt sich eine Aussage über die Alterung der PV-Module ableiten. Leistungswerte zwischen den Messungen werden dabei linear interpoliert (Bild 33). Detaillierte Angaben zur Alterung der verwendeten PV-Module können Anhang B sowie den Kapiteln 4, 5.5 und 6 entnommen werden.

Bild 33
Prinzipielle Darstellung zur Berücksichtigung der Alterung der PV-Module über die gemessene Nennleistung P_{Flash} .

- 1 Messung vor Monitoring
- 2 Messung nach Monitoring
- 3 lineare Interpolation der Nennleistung



3.2.2 Leistung und Ertrag

Im Rahmen dieser Arbeit sind alle PV-Module eines BIPV-Systems zu einem Modulstrang verbunden. Die Leistung eines BIPV-Systems ergibt sich demnach aus der Addition der Leistung der einzelnen PV-Module und wird als elektrische Leistung im Modulstrang bezeichnet. Der Ertrag ist das Integral der Leistung im Modulstrang über die Zeit. Dies sind

die entscheidendsten Parameter für Planer und Eigentümer, da sie sowohl für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen als auch zur Deckung von Energiebedarfen herangezogen werden können. Zinßer beschreibt den Jahresenergieertrag ebenfalls als „eine der wichtigsten Kenngrößen eines Photovoltaiksystems“.¹³⁸

Für die Vergleichbarkeit mit anderen BIPV-Systemen ist eine Normierung der beiden Werte auf bestimmte Bezugsgrößen üblich. Immerhin hängt die Aussagekraft absoluter Werte von der Anlagengröße, dem Standort, der Ausrichtung und dem Wirkungsgrad der verwendeten PV-Module ab. Die Normierungen beziehen sich üblicherweise auf die Fläche von einem Quadratmeter oder die Nennleistung der verwendeten PV-Module. Das ist insofern wichtig, da die hier untersuchten BIPV-Systeme aus unterschiedlich leistungsfähigen PV-Modulen bestehen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden folgende Auswertungen durchgeführt und deren Prinzip näher erläutert:

- elektrische Leistung P_{DC}
- korrigierte Nennleistung $P_{kor,NOC}$
- Energieertrag E

Elektrische Leistung P_{DC}

Ein Strang besteht aus mehreren PV-Modulen, welche elektrisch verschaltet werden. Dies kann sowohl über eine Reihenschaltung, Parallelschaltung oder eine Kombination aus Reihen- und Parallelschaltung erfolgen. Um die Umwandlungsverluste durch den Wechselrichter auszublenden, werden die Strangleistung und alle weiteren elektrischen Parameter nur für den Gleichstromkreis betrachtet. Die Strangleistung P_{DC} wird nach Gleichung 5 aus 5minütigen Mittelwerten von I_{DC} und U_{DC} errechnet.

In einem ersten Untersuchungsschritt werden die elektrischen Parameter im Gleichstromkreis sowie die Einstrahlung in Modulebene G_I und die Modultemperatur T_m für Tage mit besonderen Witterungsbedingungen abgebildet (Tafel 3).

¹³⁸ Zinßer 2010, Seite 97.

Diese sind:

- bewölkt und kalt
- bewölkt und heiß
- sonnig und kalt
- sonnig und heiß

Die betrachteten Witterungsbedingungen sind so gewählt, dass sie die Grenzwerte der meteorologischen Randbedingungen Einstrahlung und Temperatur beinhalten, da diese den größten Einfluss auf die Leistungsfähigkeit von PV-Modulen haben.

Tafel 3
Randbedingungen für die Untersuchung der Temperaturentwicklung im PV-Modul.

Nr.	Witterungsbedingung	Einstrahlung	Gesamtbedeckungsgrad	Außenlufttemperatur
1	bewölkt und kalt	$G_i \leq 200 \text{ W/m}^2$	> 6/8	$T_{\text{am,Min}} < 0 \text{ }^\circ\text{C}$
2	bewölkt und heiß	$G_i \leq 200 \text{ W/m}^2$	> 6/8	$T_{\text{am,Max}} \geq 30 \text{ }^\circ\text{C}$
3	sonnig und kalt		0/8	$T_{\text{am,Min}} < 0 \text{ }^\circ\text{C}$
4	sonnig und heiß		0/8	$T_{\text{am,Max}} \geq 30 \text{ }^\circ\text{C}$

Die Randbedingung bewölkt wird durch den DWD über die Bedeckung beziehungsweise den Bedeckungsgrad definiert. Dieser wird in Achteln gemessen und gibt an, welcher Anteil des Himmelsgewölbes mit Wolken bedeckt ist.¹³⁹ Dabei bedeuten 0/8 ein wolkenloses und 8/8 ein bedecktes Himmelsgewölbe. Der in Tafel 3 angegebene Grenzwert von 6/8 bedeutet eine starke Bewölkung.¹⁴⁰ Ab einem Tagesmittel der Bewölkung (Gesamtbedeckungsgrad) > 6,4/8 spricht man zudem von einem trüben Tag.¹⁴¹ Über Wetterdaten der Messstation Dresden-Klotzsche lässt sich das Tagesmittel des Bedeckungsgrades bestimmen. Eine weitere Definition bieten DIN EN 61646 und DIN EN 61853-1. Hier wird eine niedrige Bestrahlungsstärke mit einer Einstrahlung von 200 W/m² angegeben.¹⁴² Folglich steigt an einem trüben Tag

¹³⁹ Vergleiche DWD Wetterlexikon 2015: Stichwort: Gesamtbedeckungsgrad.

¹⁴⁰ Vergleiche DWD Wetterlexikon 2015: Stichwort: Bedeckung.

¹⁴¹ Vergleiche DWD Wetterlexikon 2015: Stichwort: Trüber Tag.

¹⁴² Vergleiche DIN EN 61646, Kap. 10.7, DIN EN 61853-1, Kapitel 7.4.

die Bestrahlungsstärke in Modulebene nicht über 200 W/m^2 . Eine exakte Definition eines sonnigen Tages gibt es beim DWD nicht. Lediglich die Abbildung über einen Gesamtbedeckungsgrad von 0/8 über den gesamten Tag kann hier angewendet werden.

Ein heißer Tag ist laut DWD ein „Tag an dem das Maximum der Lufttemperatur $\geq 30 \text{ }^\circ\text{C}$ beträgt“. ¹⁴³ Die Randbedingung „kalt“ kann über die Klassifizierung der klimatologischen Kenntage Eistag und Frosttag definiert werden. Dabei ist ein Eistag ein Tag, „an dem das Maximum der Lufttemperatur unterhalb des Gefrierpunktes (unter $0 \text{ }^\circ\text{C}$) liegt“. ¹⁴⁴ An einem Frosttag liegt dagegen das Minimum der Lufttemperatur unter $0 \text{ }^\circ\text{C}$. ¹⁴⁵ Demzufolge gibt es mehr Frost- als Eistage im Jahr. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Fall des Frosttages ($T_{\text{am,Min}} < 0 \text{ }^\circ\text{C}$) verwendet.

Um den Vergleich von PV-Modulen mit unterschiedlichen Wirkungsgraden zu vereinfachen, wird die elektrische Leistung auf die jeweilige Nominalleistung normiert (Gleichung 8). Zinßer beschreibt dazu in seiner Arbeit drei Arten der Nominalleistung: ¹⁴⁶

- Nennleistung nach Typenschild P_N
- vom Hersteller gemessene Nennleistung P_{Flash}
- im Feld gemessene Leistung P_{Feld}

Im Rahmen dieser Arbeit wird die elektrische Leistung auf die installierte PV-Leistung im Modulstrang P_0 bezogen, welche der vom Hersteller gemessenen Nennleistung P_{Flash} entspricht. In der Praxis wird stattdessen häufig die Typenschildleistung P_N verwendet, da dieser Wert sehr einfach aus dem technischen Datenblatt des PV-Moduls entnommen werden kann. Die Verwendung von P_{Flash} wird hier bevorzugt, da dieser Wert genauer ist als die Angaben auf den Typenschildern und zudem über wiederholte Leistungsfeststellungen auch detaillierte Aussagen zu einer möglichen Alterung der PV-Module getroffen werden können (Kapitel 3.2.1).

¹⁴³ DWD Wetterlexikon 2015: Stichwort: Heißer Tag.

¹⁴⁴ DWD Wetterlexikon 2015: Stichwort: Eistag.

¹⁴⁵ Vergleiche DWD Wetterlexikon 2015: Stichwort: Frosttag.

¹⁴⁶ Vergleiche Zinßer 2010, Seite 97 f.

Gleichung 8

$$P_{\text{norm}} = \frac{P_{\text{Strang}}}{P_0} = \frac{P_{\text{Strang}}}{\sum P_{\text{Flash},i}}$$

- Mit:
- P_{norm} : normierte elektrische Leistung, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs [W/W_p]
 - P_{Strang} : elektrische Leistung im Modulstrang [W]
 - P_0 : installierte PV-Leistung im Modulstrang [W_p]
 - $P_{\text{Flash},i}$: gemessene Nennleistung des jeweiligen PV-Moduls [W_p]

korrigierte Nennleistung $P_{\text{kor,NOC}}$

Ein typischer Kennwert von PV-Modulen ist die Nennleistung (P_{STC} oder P_{MPP}), welche unter den bereits in Kapitel 3.2.1 beschriebenen Standardprüfbedingungen (STC) bestimmt wird. In der Praxis ist diese Nennleistung ein wenig realistischer Wert, da sowohl die Modultemperatur T_m als auch die Bestrahlungsstärke G_{STC} und das Lichtspektrum AM 1,5 schwanken und generell selten zusammen auftreten. Vor allem die Modultemperatur ist bei einer Einstrahlung von 1000 W/m^2 selten in einem Bereich von $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Aus diesem Grund wird bei PV-Modulen ein weiterer Kennwert, die sogenannte nominelle Zellenbetriebstemperatur NOCT (Nominal Operating Cell Temperature), angegeben. Sie gibt Aufschluss auf die Temperaturentwicklung eines PV-Moduls und wird bei folgenden Randbedingungen gemessen:¹⁴⁷

- Bestrahlungsstärke $G_{\text{NOCT}} = 0,8 \text{ kW/m}^2$
- Umgebungstemperatur $\theta_U = 20 \text{ }^\circ\text{C}$
- Windgeschwindigkeit $v = 1 \text{ m/s}$

Diese Randbedingungen stellen ein realistischeres Szenario dar als STC und werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit als NOC (Nominal Operating Condition) bezeichnet. Im Rahmen dieses Unterkapitels wird die gemessene Leistung auf die Leistung unter NOC zurück gerechnet. Dies erlaubt Aussagen über die Leistungsfähigkeit der PV-Module im Feld. Diese korrigierte Nennleistung $P_{\text{kor,NOC}}$ wird im Rahmen dieser Auswertung nach Gleichung 9 unter Berücksichtigung der realen Einstrahlung in Modulebene G_I sowie der Modultemperatur T_m errechnet. $P_{\text{kor,NOC}}$ kann somit mit der auf dem

¹⁴⁷ Mertens 2015, Seite 168.

Typenschild eines PV-Moduls angegebenen Nennleistung unter NOC verglichen werden.

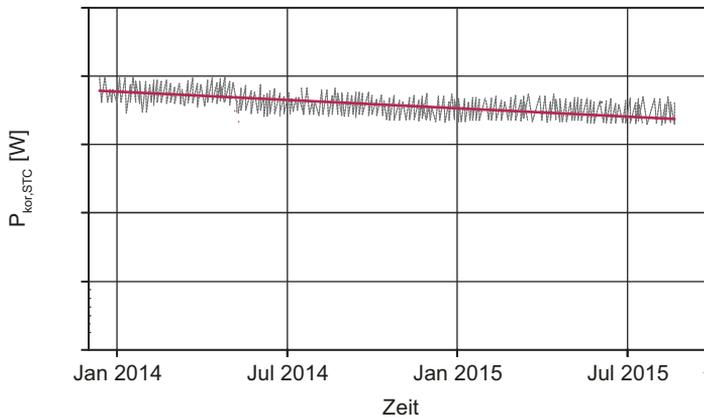


Bild 34
Prinzipielle Darstellung von $P_{kor,NOC}$ über die Zeit.

- * Korrigierte Nennleistung des PV-Moduls $P_{kor,NOC}$ [W]
- Trendlinie von $P_{kor,NOC}$

$$P_{kor,NOC} = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{P_{Strang}}{1 + TK_P \cdot (T_m - NOCT)} \cdot \frac{G_{NOC}}{G_i}$$

Gleichung 9

- Mit:
- $P_{kor,NOC}$: korrigierte Nennleistung des PV-Moduls [W]
 - n_m : Anzahl der betrachteten PV-Module
 - P_{Strang} : elektrische Leistung im Modulstrang [W]
 - TK_P : Temperaturkoeffizient Nennleistung [%/K]
 - T_m : Modultemperatur [°C]
 - $NOCT$: Nominelle Zellenbetriebstemperatur [°C]
 - G_{NOC} : Bestrahlungsstärke unter NOC (800 W/m²)
 - G_i : Einstrahlung in Modulebene [W/m²]

Durch die Abbildung von $P_{kor,NOC}$ über die Zeit (Bild 34) können zudem jahreszeitliche Schwankungen durch weitere Einflüsse, wie beispielsweise Reflexionsverluste, untersucht werden.

Energieertrag E

Wie bereits erwähnt, ist der Ertrag eines PV-Moduls oder eines BIPV-Systems das Integral der Leistung über die Zeit und kann allgemein nach Gleichung 10 sowohl für den Gleichstromkreis (DC) als auch für den Wechselstromkreis (AC) berechnet werden. Im Rahmen dieser Arbeit sind alle

PV-Module eines BIPV-Systems zu einem Modulstrang verbunden, weshalb der Energieertrag für den gesamten Modulstrang gilt (Gleichung 11).

Der Ertrag kann für verschiedene Zeitspannen errechnet werden. Üblich sind hier Zeitspannen von einem Tag, einem Monat oder einem Jahr.¹⁴⁸ Durch die Berechnung über einen längeren Zeitraum können tageszeitbedingte Schwankungen ausgeglichen werden. Allerdings kann die Errechnung eines Jahres- oder Monatertrages bei aufgetretenen Messausfällen ebenso das Ergebnis unbrauchbar machen. Messausfälle können viele Gründe haben, sie entstehen etwa durch defekte Messtechnik oder durch Wartungsarbeiten und Änderungen an der Messkonfiguration.

Gleichung 10

$$E = \int P dt$$

Mit: E: Energieertrag [Wh]
P: elektrische Leistung [W]

Gleichung 11

$$E_{\text{Strang}} = \int P_{\text{Strang}} dt$$

Mit: E_{Strang}: Energieertrag im Modulstrang [Wh]
P_{Strang}: elektrische Leistung im Modulstrang [W]

Im Rahmen dieser Auswertung wird der Energieertrag sowohl für den Gleichstromkreis als auch für den Wechselstromkreis tages- und monatsweise bestimmt. So kann eine Aussage über die Umwandlungsverluste und das MPP-Tracking des Wechselrichters getroffen werden.

Um den Energieertrag der BIPV-Systeme mit dem Energieertrag anderer PV-Anlagen zu vergleichen, wird in Anlehnung an DIN EN 61724 zudem ein Durchschnittsertrag ermittelt.¹⁴⁹ Dabei wird der Ertrag im Gleichstromkreis (Y_A) und im Wechselstromkreis (Y_f), ähnlich dem Vorgehen bei der Betrachtung der elektrischen Leistung P_{DC} , auf die gemessene Nennleistung P_{Flash} bezogen (Gleichung 12 und Gleichung 13). Durch diese Maßnahme wird zudem auch eine unterschiedliche Modulalterung berücksichtigt.

¹⁴⁸ Vergleiche Kymakis 2009, Seite 443 ff.

¹⁴⁹ Vergleiche DIN EN 61724, Kapitel 8.4.1.

$$Y_A = \frac{E_{\text{Strang,DC}}}{P_0} = \frac{E_{\text{Strang,DC}}}{\sum P_{\text{Flash},i}}$$

Gleichung 12

$$Y_f = \frac{E_{\text{Strang,AC}}}{P_0} = \frac{E_{\text{Strang,AC}}}{\sum P_{\text{Flash},i}}$$

Gleichung 13

- Mit:
- Y_A : normierter Energieertrag im Gleichstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs [Wh/ W_p]
 - Y_f : normierter Energieertrag im Wechselstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs [Wh/ W_p]
 - $E_{\text{Strang,DC}}$: Energieertrag im Modulstrang im Gleichstromkreis [Wh]
 - $E_{\text{Strang,AC}}$: Energieertrag im Modulstrang im Wechselstromkreis [Wh]
 - P_0 : installierte PV-Leistung im Modulstrang [W_p]
 - $P_{\text{Flash},i}$: gemessene Nennleistung des jeweiligen PV-Moduls [W_p]

3.2.3 Wirkungsgrad und Performance Ratio

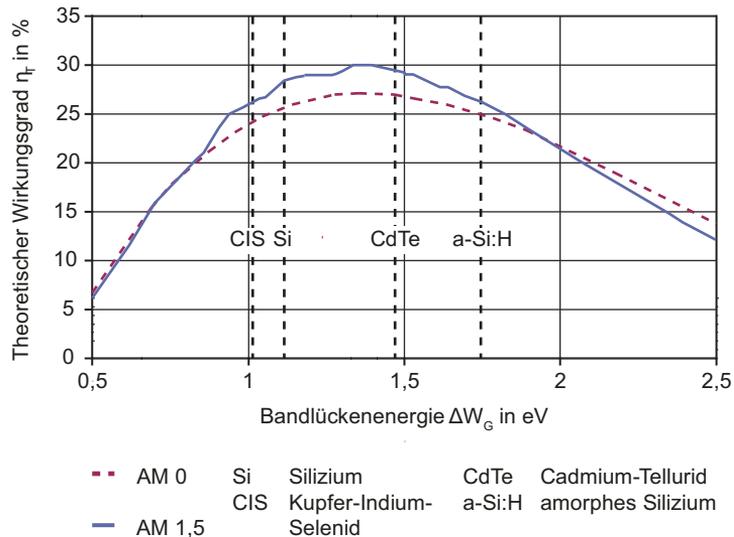
Der Wirkungsgrad gibt an, welcher Anteil der auf ein PV-Modul einfallenden solaren Energie in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Es handelt sich somit immer um einen Verhältniswert. Durch die Dimensionslosigkeit (Angabe in Prozent) kann er zudem sehr gut zum Vergleich der Leistungsfähigkeit zwischen verschiedenen BIPV-Systemen unterschiedlicher Größe und Modultechnologie herangezogen werden. Dabei ist darauf zu achten, dass sich der Wirkungsgrad auf verschiedene Komponenten eines PV-Moduls beziehen kann:

- theoretischer Wirkungsgrad η_T
- Zellwirkungsgrad η_z
- Modulwirkungsgrad η_m
- Aperturwirkungsgrad η_a

Der theoretische Wirkungsgrad stellt die absolute Obergrenze der Physik dar, innerhalb derer die solare Energie in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Der Hauptgrund dafür liegt im Bandabstand ΔW_G des jeweiligen Halbleitermaterials. Dieser ist der energetische Abstand zwi-

schen dem Valenzband und dem Leitungsband eines Halbleiters.¹⁵⁰ ΔW_G wird zur Berechnung der Bandlückenwellenlänge λ_G verwendet. Wellenlängen über λ_G können nicht für die Stromgewinnung genutzt werden und auch bei Wellenlängen unter λ_G kann keine vollständige Stromumwandlung stattfinden. Zudem gelingt es in einer realen Zelle nicht, die volle Spannung und den vollen Strom zu nutzen.¹⁵¹ Bild 35 zeigt den theoretischen Wirkungsgrad je nach verwendetem Halbleitermaterial und Lichtspektrum. Ein Dünnschicht-PV-Modul aus Cadmiumtellurid (CdTe) könnte demnach bei einem Lichtspektrum von AM 1,5 theoretisch maximal etwa 29 % der einfallenden solaren Energie in elektrischen Strom umwandeln.

Bild 35
Theoretischer Wirkungsgrad je nach verwendetem Halbleitermaterial und Lichtspektrum in Abhängigkeit des Bandabstandes ΔW_G nach Mertens 2013, Seite 106, Bild 4.24).



Der Zellwirkungsgrad η_z gibt an, wieviel elektrische Energie an einer einzelnen Solarzelle im Verhältnis zur gesamt eingestrahltener Energie umgewandelt werden kann. Diese Solarzelle ist dabei noch nicht im Modul verbaut, sodass keine Reflexionsverluste durch die Deckscheibe des PV-Moduls entstehen. Die Messungen finden häufig unter Laborbedingungen statt, weshalb die so erreichten Werte nicht auf die Praxis übertragbar sind.¹⁵²

¹⁵⁰ Vergleiche Photovoltaik Lexikon 2016: Stichwort: Bandlücke.

¹⁵¹ Vergleiche Mertens 2013, Seite 101 ff.

¹⁵² Vergleiche Solaranlagen Lexikon 2015: Stichwort: Zellwirkungsgrad.

Der Modulwirkungsgrad η_m gibt an, wieviel solare Energie in elektrische Energie an einem kompletten PV-Modul umgewandelt werden kann. Bei der betrachteten Modulfläche (Bruttofläche) finden auch nicht stromerzeugende Einbauteile, wie Rahmen, Elektroden und freie Stellen zwischen einzelnen Solarzellen, Berücksichtigung. Dem gegenüber bezieht sich der Aperturwirkungsgrad η_a auf „die reine Nutzfläche der PV-Anlage, durch welche die Solareinstrahlung absorbiert wird“.¹⁵³

Aufgrund der Besonderheiten bei der Bestimmung ist der Modulwirkungsgrad geringer als der Aperturwirkungsgrad. Dieser wiederum ist kleiner als der Zellwirkungsgrad. Im Rahmen dieser Untersuchungen wird sich auf die Auswertung des Modulwirkungsgrades bezogen, da dieser die komplette Modulfläche widerspiegelt und am besten mit anderen Modulen vergleichbar ist. Diesbezüglich werden drei Kenngrößen für die betrachteten BIPV-Systeme ausgewertet:

- Modulwirkungsgrad η_m
- relativer Modulwirkungsgrad $\eta_{m,rel}$
- Performance Ratio PR

Modulwirkungsgrad η_m

Der Modulwirkungsgrad η_m ergibt sich nach Gleichung 14:

$$\eta_m = \frac{P_{Strang}}{G_I \cdot n_m \cdot A_m} \cdot 100 \%$$

Gleichung 14

Mit:	η_m :	Modulwirkungsgrad [%]
	P_{Strang} :	elektrische Leistung im Modulstrang [W]
	G_I :	Einstrahlung in Modulebene [W/m^2]
	n_m :	Anzahl der betrachteten PV-Module
	A_m :	Fläche eines PV-Moduls [m^2]

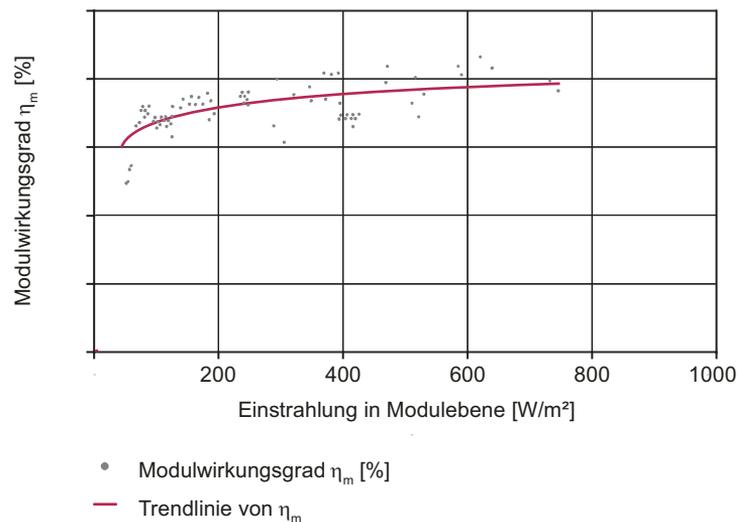
An dieser Stelle gilt zu beachten, dass Gleichung 14 nur bei BIPV-Systemen angewendet werden kann, in denen die PV-Module alle die gleichen Abmessungen haben und die elektrische Leistung im Gleichstromkreis aufgezeichnet wurde.

¹⁵³ PVS Solarstrom 2015: Stichwort: Aperturfläche.

Der Modulwirkungsgrad wird für bestimmte äußere Randbedingungen errechnet. Neben den Standardbedingungen nach STC ($1000 \pm 5 \text{ W/m}^2$ und $25 \pm 2 \text{ °C}$)¹⁵⁴ kann der Wirkungsgrad auch über die Einstrahlung in Modulebene G_I abgebildet werden (Bild 36).

Neben der Berechnung für bestimmte Randbedingungen soll der Modulwirkungsgrad auch über einen längeren Zeitraum bestimmt werden. Dies geschieht über die Berechnung des integralen Wirkungsgrades nach Gleichung 15. Der Zeitraum t kann entweder einen Monat oder auch ein ganzes Jahr betragen.

Bild 36
Prinzipielle Darstellung des Modulwirkungsgrades η_m in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_I .



Gleichung 15

$$\eta_{m,dt} = \frac{\int P_{\text{Strang}} dt}{\left(\int G_I dt \right) \cdot n_m \cdot A_m} \cdot 100 \%$$

Mit: $\eta_{m,dt}$: integraler Modulwirkungsgrad [%]
 P_{Strang} : elektrische Leistung im Modulstrang [W]
 G_I : Einstrahlung in Modulebene [W/m^2]
 n_m : Anzahl der betrachteten PV-Module
 A_m : Fläche eines PV-Moduls [m^2]

¹⁵⁴ Vergleiche DIN EN 61646.

Relativer Modulwirkungsgrad $\eta_{m,rel}$

Der relative Modulwirkungsgrad $\eta_{m,rel}$ bezieht sich auf die Leistung des PV-Moduls unter STC und ist ein häufig verwendeter Parameter in der PV-Industrie. Er gibt das Verhältnis zwischen der real erzeugten elektrischen Leistung und der Nennleistung des PV-Moduls an und wird nach Gleichung 16 berechnet.

$$\eta_{m,rel,STC} = \frac{P_{Strang}}{G_I \cdot n_m \cdot A_m \cdot \eta_{m,STC}} \cdot 100 \% = \frac{\eta_m}{\eta_{m,STC}}$$

Gleichung 16

$$\eta_{m,rel,NOC} = \frac{P_{Strang}}{G_I \cdot n_m \cdot A_m \cdot \eta_{m,NOC}} \cdot 100 \% = \frac{\eta_m}{\eta_{m,NOC}}$$

Gleichung 17

- Mit:
- $\eta_{m,rel,STC}$: relativer Modulwirkungsgrad bezogen auf STC [%]
 - $\eta_{m,rel,NOC}$: relativer Modulwirkungsgrad bezogen auf NOC [%]
 - P_{Strang} : elektrische Leistung im Modulstrang [W]
 - G_I : Einstrahlung in Modulebene [W/m^2]
 - n_m : Anzahl der betrachteten PV-Module
 - A_m : Fläche eines PV-Moduls [m^2]
 - $\eta_{m,STC}$: Modulwirkungsgrad unter STC [%]
 - $\eta_{m,NOC}$: Modulwirkungsgrad unter STC [%]
 - η_m : Modulwirkungsgrad [%]

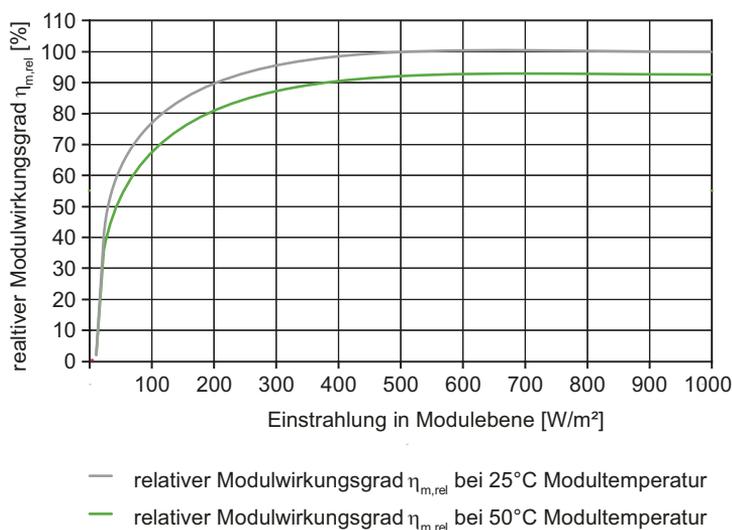


Bild 37

Prinzipielle Darstellung des relativen Modulwirkungsgrades $\eta_{m,rel}$ für unterschiedliche Modultemperaturen T_m und in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_I .

In Ertragsberechnungsprogrammen ist der relative Wirkungsgrad von PV-Modulen für unterschiedliche Modultemperaturen und in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene als Datensatz hinterlegt (Bild 37). Diese Darstellungsform wird in den weiteren Ausarbeitungen in Kapitel 4.4.2 auch verwendet. Hinzu kommt neben dem Bezug auf STC auch die Abbildung des relativen Modulwirkungsgrades auf NOC (Gleichung 17).

Performance Ratio

Der Begriff Performance Ratio (PR) kann in Deutsch mit Anlagengüte übersetzt werden. Darunter versteht man das Verhältnis von der real erzeugten elektrischen Energie im Wechselstromkreis (AC) zur theoretisch möglichen elektrischen Energie, wenn die PV-Anlage immer unter STC arbeiten würde. Zu Beginn der Nutzung von PV an Gebäuden und im Freifeld in den 1980er Jahren betrug die PR 50 bis 75 %. Aktuell liegt die PR für durchschnittliche PV-Anlagen über 80 %. Bezüglich einer weiteren Optimierung kann man davon ausgehen, dass der maximale Wert der PR in Deutschland bis auf 92 % steigen könnte.¹⁵⁵ Allerdings gilt hier zu erwähnen, dass diese Werte von BIPV-Systemen nur schwer zu erreichen sind, da diese in Hinblick auf die Temperaturentwicklung und Reflexionsverluste Nachteile im Vergleich zu aufgeständerten Dachanlagen aufweisen.

Die Berechnung erfolgt nach Gleichung 18. Damit beschreibt die PR die Verluste der gesamten PV-Anlage. Gründe für diese Verluste können sein:¹⁵⁶

- Reflexionsverluste
- Abweichung von 1000 W/m² und AM 1,5
- Modulverschmutzung, Schneebedeckung
- Alterung
- Modultemperatur
- Modultoleranz und Anpassungsverluste
- Wechselrichterverluste
- Leitungsverluste, Zähler

¹⁵⁵ Vergleiche van Stark 2012, Seite 2 ff.

¹⁵⁶ Vergleiche Weller 2009a, Seite 31.

Einen besonders hohen Einfluss auf die PR hat die Modultemperatur, weshalb PV-Anlagen in wärmeren Gebieten tendenziell eine geringere PR aufweisen als in kalten.¹⁵⁷

$$PR = \frac{E_{\text{Strang,AC}} \cdot G_{\text{STC}}}{\left(\int G_i dt\right) \cdot n_m \cdot P_{\text{STC}}} \cdot 100\%$$

Gleichung 18

- Mit:
- PR: Performance Ratio (Anlagengüte) [%]
 - $E_{\text{Strang,AC}}$: Energieertrag im Modulstrang im Wechselstromkreis über den Betrachtungszeitraum [Wh]
 - G_{STC} : Referenzbestrahlungsstärke unter STC (1 kW/m²)
 - G_i : Einstrahlung in Modulebene [W/m²]
 - P_{STC} : Nennleistung der betrachteten PV-Module unter STC [Wp]

Die PR ermöglicht den Vergleich der Leistungsfähigkeit unterschiedlicher BIPV-Systeme unabhängig vom Standort und dem Wirkungsgrad der eingesetzten PV-Module. Auch die jeweiligen Besonderheiten durch die unterschiedlichen Fasadensysteme finden hier Berücksichtigung. Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass die Betrachtungszeiträume und die Messdatengewinnung (allen voran die Messung von G_i) identisch sind.¹⁵⁸ Die Berechnung von PR kann täglich, monatlich oder auch jährlich erfolgen. Wie auch bei der Berechnung des Energieertrages in Kapitel 3.2.2 können durch die Betrachtung eines längeren Zeitraumes tageszeitbedingte Schwankungen ausgeglichen werden.

Darüber hinaus bildet die PR eine wichtige Größe für die Berechnung des Stromertrages bei der energetischen Bilanzierung von Gebäuden. Auf nationaler Ebene ist dabei die Energieeinsparverordnung (EnEV) beziehungsweise konkret deren Anwendungsnorm DIN V 18599-9 zu berücksichtigen. Auf europäischer Ebene stellt der Norm-Entwurf der DIN EN 15316-4-3 drei Verfahren zur Berechnung des Energieertrags von PV-Modulen zur Verfügung. Die drei Verfahren entsprechen dem der DIN V 18599-9 und unterscheiden sich lediglich in der zeitlichen Auflösung der Berechnung.

¹⁵⁷ Vergleiche van Stark 2012, Seite 2.

¹⁵⁸ Vergleiche Wesselak 2012, Seite 94.

Während nach der DIN V 18599-9 ein monatlicher Energieertrag berechnet wird, kann der Energieertrag nach E DIN EN 15316-4-3 sowohl in jährlicher, monatlicher als auch stündlicher Auflösung berechnet werden. Die Berechnung erfolgt für beide Normen nach Gleichung 19.

Gleichung 19

$$E_{el,pv,out} = Q_{f,prod,PV} = \frac{E_{Sol} \cdot P_{pk} \cdot f_{perf}}{I_{ref}}$$

- Mit: $E_{el,pv,out}$: jährlicher, monatlicher oder stündlicher von dem PV-System erzeugter elektrischer Energieertrag nach E DIN EN 15316-4-3, Gleichung 68 [kWh]
 $Q_{f,prod,PV}$: monatlicher von dem PV-System erzeugter elektrischer Energieertrag nach DIN V 18599-9, Gleichung 63 [kWh]
 E_{Sol} : jährliche, monatliche oder stündliche solare Bestrahlungsstärke [kWh/m²]
 P_{pk} : Peakleistung des PV-Systems [kW]
 f_{perf} : Systemleistungsfaktor [%]
 I_{ref} : Referenzbestrahlungsstärke unter STC (1 kW/m²)

Der Systemleistungsfaktor f_{perf} entspricht der PR und ist nach E DIN EN 15316-4-3 (Tafel 4) und DIN V 18599-9 (Tafel 5) für verschiedene Ausgangssituationen mit Standardwerten hinterlegt. Durch die Auswertung von PR im Rahmen dieser Arbeit kann überprüft werden, inwiefern die betrachteten BIPV-Systeme mit den Werten der Berechnungsnormen übereinstimmen. Weiterhin können je nach Ergebnis der Auswertung auch Optimierungsvorschläge für vorhandene Berechnungsnormen gemacht werden.

Tafel 4
 Werte für den Systemleistungsfaktor f_{perf} nach E DIN EN 15316-4-3, Tabelle D.4.

Art der Lüftung der Photovoltaikmodule	f_{perf}
Unbelüftete Module	0,70
Mäßig belüftete Module	0,75
Stark belüftete oder zwangsbelüftete Module	0,80

Technologie	f_{perf}		
	Kristallin, CIS, CdTe	Amorph (triple), HIT	Organisch
Unbelüftete Module	0,70	0,75	0,90
(Direkt auf Dämmung bzw. Unterkonstruktion)			
Mäßig belüftete Module	0,75	0,77	0,89
Stark belüftete oder freistehende Module	0,80	0,80	0,88

Tafel 5
 Werte für den Systemleistungsfaktor f_{perf} nach DIN V 18599-9, Tabelle B.1.

3.2.4 Temperatur

Die Temperatur hat einen großen Einfluss auf die Leistungsfähigkeit von PV-Modulen. Je höher die Temperatur im Zellmaterial des PV-Moduls, desto geringer ist der Wirkungsgrad und somit auch der Stromertrag.¹⁵⁹ Die Ursache dafür liegt in der bereits in Kapitel 2.1 beschriebenen Zunahme der Elektronenbewegung in der Solarzelle. Nordmann und Clavadetscher kamen in einer Auswertung von Monitoringdaten zu netzgekoppelten PV-Anlagen und Inselanlagen aus mehreren Ländern zu dem Ergebnis, dass die Art der Befestigung von PV-Modulen einen großen Einfluss auf die Modultemperatur hat. Der temperaturbedingte Leistungsverlust bei in die Gebäudehülle integrierten PV-Modulen betrug zwischen 5,3 und 11,3 % und war damit höher als bei hinterlüfteten oder freistehenden PV-Modulen.¹⁶⁰ Dies verdeutlicht, welchen entscheidenden Einfluss die Baukonstruktion des jeweiligen BIPV-Systems auf dessen Leistungsfähigkeit hat. In diesem Zusammenhang werden folgende temperaturbedingte Parameter ausgewertet:

- Tägliche Maximaltemperaturen $T_{m,\text{max},i}$ im PV-Modul
- Temperaturverteilung im BIPV-System
- Vorhersage zur Entwicklung der Modultemperatur T_m
- Temperaturkoeffizient TK_P

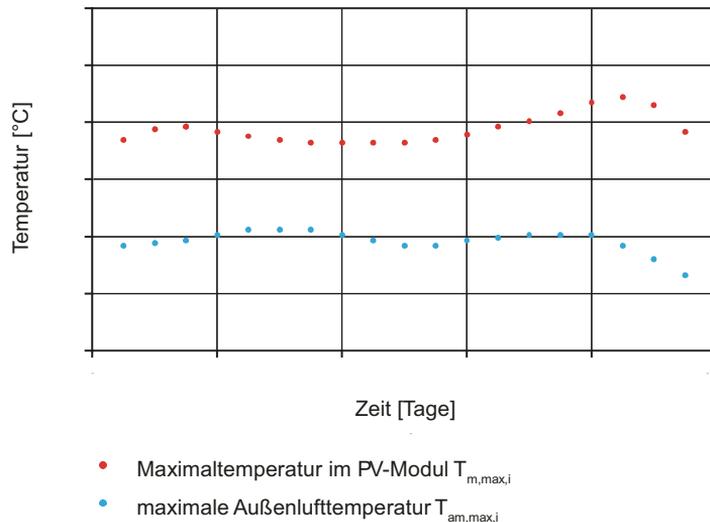
¹⁵⁹ Vergleiche Huang 2004, Seite 1.

¹⁶⁰ Vergleiche Nordmann 2003, Table 1.

Tägliche Maximaltemperaturen $T_{m,max,i}$ im PV-Modul

Aufgrund des großen Einflusses der Modultemperatur T_m auf den Ertrag der PV-Anlage soll zunächst der tägliche Maximalwert $T_{m,max,i}$ über den Betrachtungszeitraum abgebildet werden. T_m gibt dabei, wie in Kapitel 3.1.3 beschrieben, nicht die Temperatur in der Solarzelle, sondern die Temperatur auf der Rückseite des PV-Moduls an. Durch die Angabe der Maximaltemperaturen kann bei einem Vergleich verschiedener BIPV-Systeme aufgezeigt werden, bei welcher Konstruktion prinzipiell die höchsten Modultemperaturen entstehen. Zusätzlich wird auch der tägliche Maximalwert der Außenlufttemperatur $T_{am,max,i}$ berücksichtigt. Damit lassen sich sowohl die Differenz zwischen $T_{m,max,i}$ und $T_{am,max,i}$ als auch die jahreszeitlichen Schwankungen dieser Differenz erkennen.

Bild 38
Prinzipielle Darstellung von $T_{m,max,i}$ und $T_{am,max,i}$.



Temperaturverteilung im BIPV-System

Durch die Abbildung der Temperaturverteilung über die PV-Module und den Fassadenbau soll ein besseres Verständnis für die physikalischen Vorgänge in der Fassadenkonstruktion geschaffen werden. Daraus können im Folgenden Empfehlungen für die Fassadengestaltung abgeleitet werden, um beispielsweise eine Überhitzung der PV-Module oder eine übermäßige Aufheizung von Innenräumen zu vermeiden. Von Interesse ist dabei vor allem die Temperaturverteilung sowohl über das PV-Modul (Vergleich Modulmitte und -rand) als auch über die Lage in der Fassade (Vergleich oberes und unteres PV-Modul).

Vorhersage zur Entwicklung der Modultemperatur T_m

Eine Prognose über die zu erwartenden Modultemperaturen in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_I und der Außenlufttemperatur T_{am} stellt ein entscheidendes Hilfsmittel für die Planer von PV-Anlagen dar. Denn damit können in Abhängigkeit meteorologischer Randbedingungen und unter Zuhilfenahme des Temperaturkoeffizienten des PV-Moduls Aussagen über die temperaturbedingten Anlagenverluste getroffen werden. Dazu wird für bestimmte Außenlufttemperaturen jeweils die Modultemperatur im Verhältnis zur Einstrahlung in Modulebene aufgezeichnet (Bild 39).

Zur besseren Übersicht werden aus den Datenpunkten Trendlinien erzeugt. In Anlehnung an Lasnier werden die Werte für die Außenlufttemperatur nur für Einstrahlungen im Bereich von 300 bis 900 W/m^2 aufgezeichnet.¹⁶¹ Werte über dieser Grenze sind sehr selten und könnten zur Verzerrung der Ergebnisse führen, Werte darunter sind mit einem niedrigen Wirkungsgrad verbunden und führen aufgrund ihrer Streuung ebenfalls zu keiner verlässlichen Aussage.

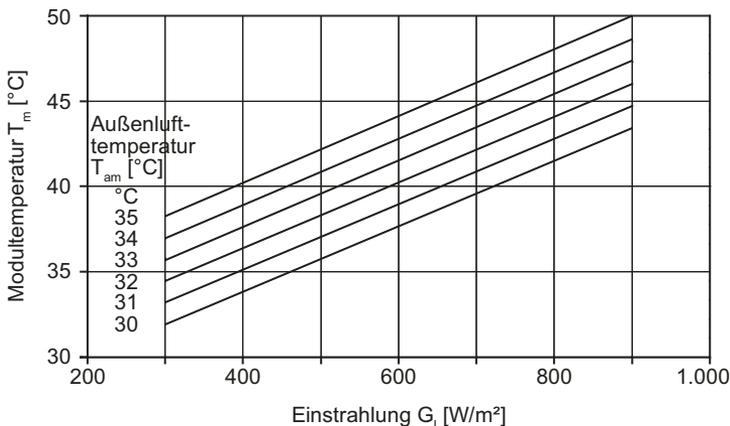


Bild 39
Prinzipielle Darstellung zum Verhältnis von Modultemperatur T_m , Außenlufttemperatur T_{am} und Einstrahlung in Modulebene G_I nach Lasnier 1990, Seite 281.

Temperaturkoeffizient TK_P

Der Temperaturkoeffizient TK_P gibt an, wie sich die Eigenschaften eines PV-Moduls bei Erhöhung der Modultemperatur T_m über die unter STC vorgeschriebenen Referenztemperatur von $25^{\circ}C$ ändern. Nach DIN EN 61646 muss dieser

¹⁶¹ Vergleiche Lasnier1990, Seite 281.

für Strom, Spannung und Spitzenleistung an einem PV-Modul gemessen werden. Diese Messung kann sowohl unter natürlichem Sonnenlicht als auch mittels Sonnensimulator erfolgen.¹⁶² Der Temperaturkoeffizient in der Einheit [%/K] gibt demnach an, zu wieviel Prozent sich Strom, Spannung oder Spitzenleistung pro Kelvin Temperaturerhöhung im Vergleich zur Referenztemperatur von 25 °C ändern.

Vor allem die Bestimmung des Temperaturkoeffizienten unter natürlichem Sonnenlicht, wie in diesem Monitoring durchgeführt, ist mit einigen Schwierigkeiten verbunden. So gibt es bei der Messung im Freifeld mehrere störende Einflussfaktoren, die bei der Messung im Labor ausgeblendet werden können. Weiterhin findet die Messung im Labor unter einem definierten Lichtspektrum (AM 1,5) nach DIN EN 60904-3 statt. Im Freifeld verändert sich dieses Spektrum sowohl durch unterschiedliche Sonnenstände als auch durch eine nicht konstante Zusammensetzung der Atmosphäre ständig. Virtuani stellte fest, dass je nach verwendetem Messinstrument für die Einstrahlung in Modulebene und betrachtetem PV-Modul eine Fehleranpassungskorrektur nach DIN EN 60904-7 von bis zu 10 % notwendig wird.¹⁶³ Aufgrund der stetigen Weiterentwicklung von Dünnschicht-PV-Modulen, welche in den untersuchten BIPV-Systemen eingesetzt werden, ändern sich zudem auch die Korrekturfaktoren zur Anpassung. Dies macht die Entwicklung einer einheitlichen Korrekturmethode deshalb sehr schwierig.¹⁶⁴

Mehrere Publikationen bieten Hilfestellungen für die Umrechnung von TK aus real gemessenen Daten.¹⁶⁵ Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass sich die meisten auf die Umrechnung von Strom-Spannungs-Kennlinien (Kapitel 2.1.4) auf STC beziehen¹⁶⁶, welche im Rahmen dieser Arbeit durch das Monitoring aber nicht erfasst werden.

Deshalb werden in Anlehnung an Muñoz-Garcia 2012 für die Berechnung des Temperaturkoeffizienten nur Messdaten

¹⁶² Vergleiche DIN EN 61646, Kapitel 10.4.

¹⁶³ Vergleiche Virtuani 2010, Seite 18.

¹⁶⁴ Vergleiche Muñoz-Garcia 2012, Seite 3050.

¹⁶⁵ Vergleiche Wagner 2010, Seite 66 ff., Blaesser 1988, DIN EN 60904-7.

¹⁶⁶ Vergleiche Blaesser 1988, Blaesser 1997, Virtuani 2010, Muñoz-Garcia 2012.

verwendet, die während der Mittagsstunden aufgezeichnet wurden und eine annähernde spektrale Verteilung nach AM 1,5 gewährleisten.¹⁶⁷ Die genaue Vorgehensweise zur Bestimmung dieser Messdaten wird in Kapitel 4.4.2 beschrieben.

Im Rahmen dieser Auswertung wird der Temperaturkoeffizient für die elektrische Leistung (TK_P) in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene (G_i) ermittelt. Dazu wird die elektrische Leistung im Gleichstromkreis (P_{DC}) in Abhängigkeit der Modultemperatur (T_m) in ein Diagramm eingetragen. Zusätzlich erfolgt noch eine Filterung der Messdaten in Bezug auf die Einstrahlung. Unter der Annahme eines linearen Temperaturkoeffizienten lässt sich für jede Datenpunktwolke eine Trendlinie bestimmen, deren Anstieg der Temperaturkoeffizient für die elektrische Leistung ist (Bild 40).

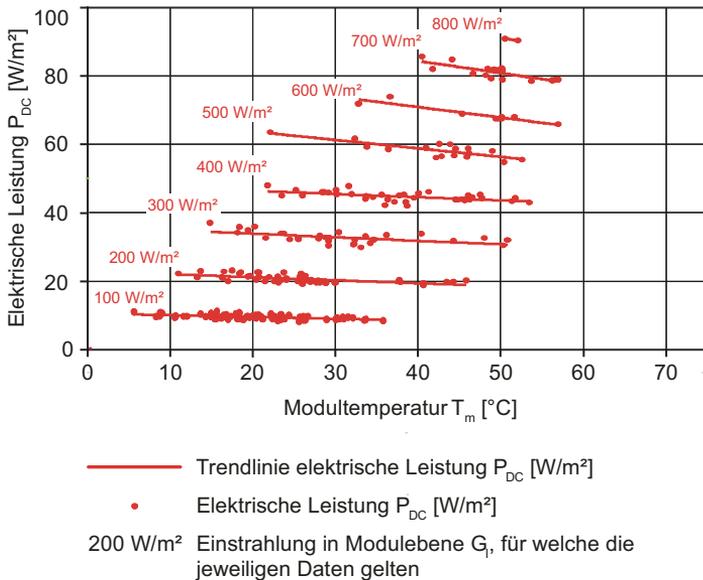


Bild 40
Bestimmung des Temperaturkoeffizienten TK_P für die elektrische Leistung P_{DC} in Abhängigkeit der Modultemperatur T_m und der Einstrahlung in Modulebene G_i .

In verschiedenen Publikationen wird angemerkt, dass die Wahl des Einstrahlungssensors einen entscheidenden Einfluss auf die Auswertungsergebnisse haben kann. So empfiehlt sich laut Meydray 2012 neben der Verwendung eines Pyranometers zur Messung der Einstrahlung auch die Benutzung eines Si-Sensors (Kapitel 3.1.2). Dieser weist eine ähnliche spektrale Empfindlichkeit wie die PV-Zelle auf und

¹⁶⁷ Vergleiche Muñoz-Garcia 2012, Seite 3052.

hat eine schnellere Reaktion bei sich verändernder Strahlung.¹⁶⁸

Zinßer 2010 kam zu dem Schluss, „dass das Datenfilterverfahren (Einstrahlungswinkel und Spektrum), die Verwendung von verschiedenen Einstrahlungssensoren und der Standort (Spektrum) einen sehr großen Einfluss auf die Bestimmung des Temperaturkoeffizienten haben“. Zudem gibt er die Empfehlung, den Temperaturkoeffizienten bei Einstrahlungen über 500 W/m^2 und einer geometrischen Luftmasse von AM 1,5 zu bestimmen. Das Pyranometer ist dabei als Einstrahlungsmessgerät zu bevorzugen.¹⁶⁹

Die Grenzen der Einstrahlung werden im Gegensatz zu Tafel 2 in Kapitel 3.2.1 nach den Vorgaben der DIN EN 61853-1 festgelegt. Danach beträgt die niedrigste Einstrahlung 100 W/m^2 und die höchste 1100 W/m^2 . Das Intervall zwischen diesen Grenzen beträgt ebenfalls 100 W/m^2 .¹⁷⁰

¹⁶⁸ Vergleiche Meydbray 2012, Seite 4 ff.

¹⁶⁹ Vergleiche Zinßer 2010, Seite 85.

¹⁷⁰ Vergleiche DIN EN 61853-1, Tabelle 2.

4 Untersuchte BIPV-Systeme

4.1 Beschreibung der BIPV-Systeme

An PV-Module in der Fassade werden weit mehr Anforderungen gestellt, als das zum Beispiel bei einer Freifeldanlage oder einer Aufständigung auf einem Flachdach der Fall ist. Dies hängt vor allem damit zusammen, dass die Fassade als eine Art Puffer zwischen äußeren Einflüssen, wie Wind, Temperaturschwankung, Feuchtigkeit, Schall und dem Innenraum fungiert. Je nachdem, wie die PV-Module in die Fassade integriert sind, müssen diese mehr oder weniger dieser puffernden Funktionen mit übernehmen, was sowohl einen Einfluss auf den Modulaufbau als auch auf den Modulwirkungsgrad haben kann.

Im Rahmen dieser Arbeit werden BIPV-Systeme in Form einer vorgehängten hinterlüfteten Fassade (VHF) und einer Pfosten-Riegel-Fassade (P-R-Fassade) betrachtet. Bei einer VHF ist die äußere Bekleidungsschicht hinterlüftet und somit thermisch vom restlichen Aufbau entkoppelt. Im Bauwesen wird eine solche Konstruktion auch als Kaltfassade bezeichnet, da die thermisch entkoppelte äußere Bekleidung im „kalten“ Außenbereich liegt. Physikalisch ist das jedoch nur bedingt richtig, da sich die äußere Bekleidung vor allem bei Sonneneinstrahlung stark erwärmen kann und damit kein kaltes Bauteil mehr darstellt. Durch die Hinterlüftung stellen Kaltfassaden, bei richtiger Planung und Ausführung, eine sehr robuste und langlebige Fassadenkonstruktion dar.¹⁷¹ Bei einer Pfosten-Riegel-Fassade sind dagegen alle Bauteilschichten direkt miteinander verbunden und thermisch nicht entkoppelt. Diese Konstruktion wird auch als Warmfassade bezeichnet.

Beide Fassadenarten werden in Deutschland häufig verbaut und besitzen demnach ein großes Flächenpotential für die Erzeugung von Energie aus regenerativen Quellen. Folglich wird je ein Vertreter dieser Systeme im Rahmen der vorliegenden Arbeit untersucht.

¹⁷¹ Vergleiche Tanner 2004, Seite 3.

4.1.1 PV in einer Kaltfassade

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird das VHF-System „LITHO Photovoltaic“ der Firma LITHODECOR untersucht.¹⁷² Bei diesem BIPV-System werden die PV-Module punktuell über Halteklammern mit der Unterkonstruktion verbunden (Bild 41).

Bild 41

VHF-System „LITHO Photovoltaic“ der Firma Lithodecor. Die PV-Module bilden die Fassadenbekleidung, welche über von außen sichtbare Halteklammern mit der Unterkonstruktion verbunden ist (Foto: Lithodecor (DAW SE)).



Die Halteklammern haben eine Breite von 10 mm und können durch Pulverbeschichtung in verschiedenen RAL-Farben ausgeführt werden. Dies führt zu einer nur geringen optischen Wahrnehmung von außen. Die Halteklammern werden in horizontal verlaufende Tragprofile eingehängt, welche mit der Unterkonstruktion aus Aluminium verbunden sind. Durch ihre Anordnung in den Fugen der Fassadenbekleidung dient eine Halteklammer jeweils zur Befestigung von zwei PV-Modulen (Bild 42). Lediglich in den oberen und unteren Randbereichen der Fassade werden spezielle Halteklammern verwendet.

Die Unterkonstruktion aus Aluminium kann variabel gestaltet und so an verschiedene tragende Außenwände angebracht werden. Als Wärmedämmung werden hydrophobierte (wasserabweisende) Mineralfaserdämmplatten verwendet, welche über Dämmstoffhalter oder Verklebungen an der tragenden Außenwand befestigt werden. Über die Wärmeleitfähigkeit oder die Dicke der Dämmstoffplatten lässt sich der U-Wert der gesamten Wandkonstruktion variieren.

¹⁷² Vergleiche DAW SE 2017, Seite 32 ff.

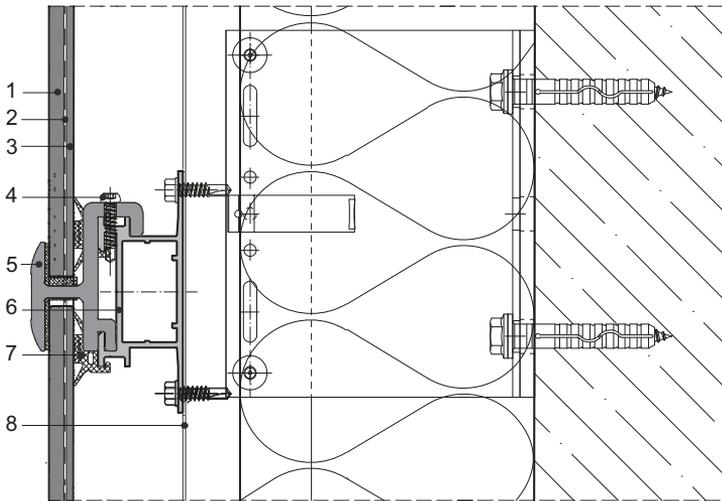


Bild 42

Befestigung der PV-Module über Halteklammern, welche auf horizontalen Tragprofilen mit der Unterkonstruktion verbunden sind.

- 1 Frontglas
- 2 Dünnschicht-PV-Zellen
- 3 Rückglas
- 4 Befestigungsschraube
- 5 Halteklammer
- 6 horizontales Tragprofil
- 7 Glasanlageprofil
- 8 Unterkonstruktion (T-Profil)

Für das im Rahmen dieser Arbeit untersuchte BIPV-System wurden die CIS-Dünnschicht-PV-Module (M-GCS112E090) der Firma Manz verwendet. Die PV-Zellen sind zwischen einem 6 mm dicken Frontglas aus teilvorgespanntem Glas (TVG) und einem 3 mm dicken Float-Rückglas einlamiert. Sie bestehen aus den Halbleitermaterialien Kupfer (Cu), Indium (In) und Selen (Se). Das PV-Modul hat Abmessungen von 1200 mm x 600 mm und wiegt 16,75 kg.¹⁷³ Nach Typenschild erreicht das PV-Modul unter Standard Testbedingungen (STC) eine Nennleistung von $P_N = 90 W_p$.

Für das Monitoring wurden vier PV-Module an den in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Freibewitterungsteststand angebracht. Die PV-Module wurden übereinander angeordnet und parallel miteinander verschaltet. Die Nennleistung des Modulstranges beträgt somit ebenfalls $360 W_p$ und ergibt sich aus der Addition der Nennleistung der vier PV-Module. Aufgrund der Parallelschaltung ergibt sich nach Gleichung 3 und Gleichung 4 aus Kapitel 2.1.4 eine Spannung von $U_{DC} = 71,1 V$ und eine Stromstärke von $I_{DC} = 5,2 A$ im Gleichstromkreis.

Im Rahmen des Monitorings werden die Temperaturen an verschiedenen Stellen in der Fassade gemessen (Bild 43).

¹⁷³ Vergleiche Manz 2013.

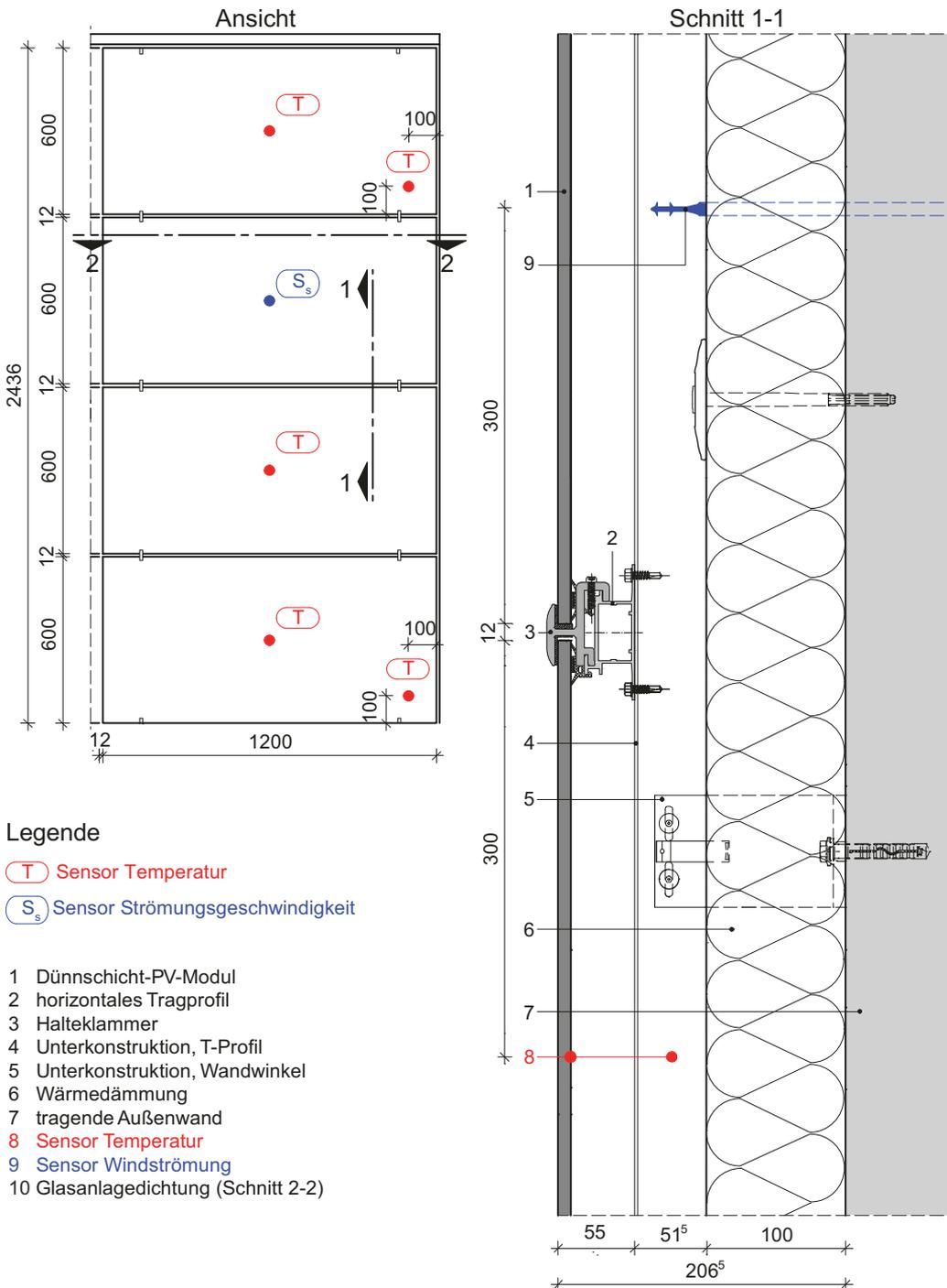


Bild 43
 Ansicht (M = 1:25) und Vertikalschnitt (M = 1:5) der getesteten PV in einer Kaltfasade mit Lage der Messsensoren.

Schnitt 2-2

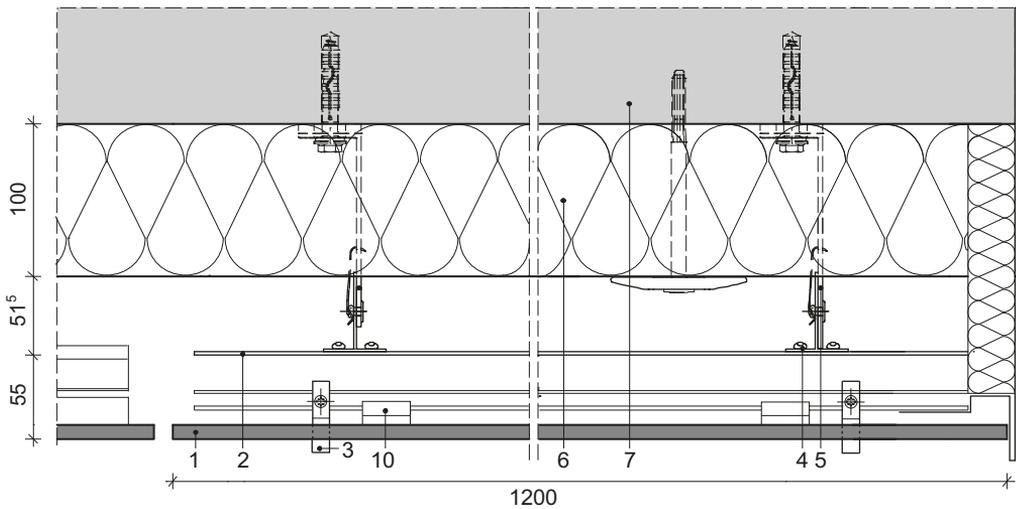


Bild 44

Horizontalschnitt (M = 1:5)
der getesteten PV in einer
Kaltfassade.

Die Messung der Modultemperatur erfolgt neben der Modulmitte auch in zwei Eckbereichen. Damit wird untersucht, ob sich über das PV-Modul eine gleichmäßige Temperaturverteilung einstellt oder in den Eckbereichen größere Unterschiede zur Modulmitte auftreten. Zum Einsatz kommen die bereits in Kapitel 3.1.3 beschriebenen Metall-Widerstandsthermometer in Form von Pt100-Messelementen.

Neben den Temperaturen wird auch die Windströmung im Hinterlüftungsraum gemessen. Von den Werten der Windströmung wird sich jedoch nur eine geringe Aussagekraft versprochen, da die sich einstellende Strömung im Hinterlüftungsraum auch von der Höhe der Fassade abhängt. Diese ist im Versuchsaufbau am Freibewitterungsteststand nicht unmittelbar mit einer Fassade an einem mehrstöckigen Gebäude zu vergleichen.

4.1.2 PV in einer Warmfassade

Als Beispiel einer Warmfassade mit Photovoltaikintegration wird in der vorliegenden Arbeit ein opakes Paneel einer Pfosten-Riegel-Fassade (Bild 45) untersucht. Andere Beispiele von PV in Warmfassaden sind zum Beispiel die Integration von PV-Zellen in Mehrscheibenisolierverglasungen

oder Wärmedämmverbundsysteme (WDVS).¹⁷⁴ Das untersuchte BIPV-System basiert im Gegensatz zu dem zuvor beschriebenen System für den Einsatz in einer Kaltfassade nicht auf einem am Markt erhältlichen Fassadensystem, sondern wurde im Rahmen des Forschungsprojektes „Gedämmtes Dünnschicht-Photovoltaik-Paneel (PV) mit integriertem Latentwärmespeicher (PCM)“, gefördert im Rahmen des Zentralen Innovationsprogramms Mittelstand (ZIM) durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Förderkennzeichen VP2050212MF4) entwickelt.

Bild 45

Beispiel für opake Paneele in einer Pfosten-Riegel-Fassade, welche sich für die Integration von PV-Modulen eignen.



Das entwickelte Paneel ist für den Einsatz in einer Systemfassade geeignet. Eine mit Wärmedämmung gefüllte Metallkassette wird nach außen mit einem Dünnschicht-PV-Modul als Glas-Glas-Modul abgeschlossen (Bild 47). Das Eigengewicht des Paneels wird über eine Klotzung in den am unteren Rand verlaufenden Riegel eingeleitet. Horizontale Kräfte, wie zum Beispiel Windsogbelastungen, werden über allseitig umlaufende Anpressleisten abgetragen, welche das Paneel mit den Pfosten und Riegeln verbinden (Bild 46).

Die Wärmedämmung besteht aus Mineralwolle WLG 035 und hat eine Dicke von 12 cm. Das verwendete Dünnschicht-PV-Modul (CX3 80) stammt von der Firma Calyxo und unterscheidet sich hinsichtlich des Halbleitermaterials und des Modulaufbaus von dem in Kapitel 4.1.1 verwendeten PV-Modul. So sind die Solarzellen aus dem Halbleitermaterial Cadmiumtellurid (CdTe) zwischen einem 3,2 mm dicken Frontglas und einem 3,2 mm dicken Rückglas aus TVG

¹⁷⁴ Vergleiche Weller 2013b.

einlamiert. Das 12 kg schwere, 1200 mm x 600 mm große PV-Modul erreicht laut Typenschild eine Nennleistung von $P_N = 80 W_p$.¹⁷⁵ Das soeben beschriebene opake Fassadenpaneel mit PV-Integration zum Einbau in eine Pfosten-Riegel-Fassade wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit als PV-Paneel bezeichnet.

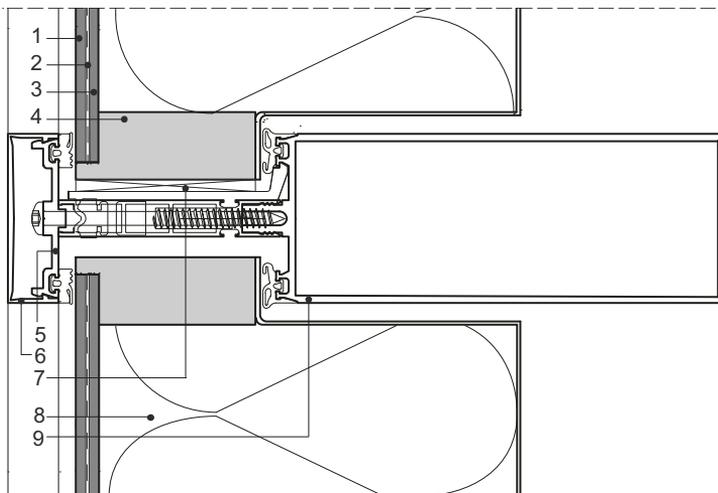


Bild 46

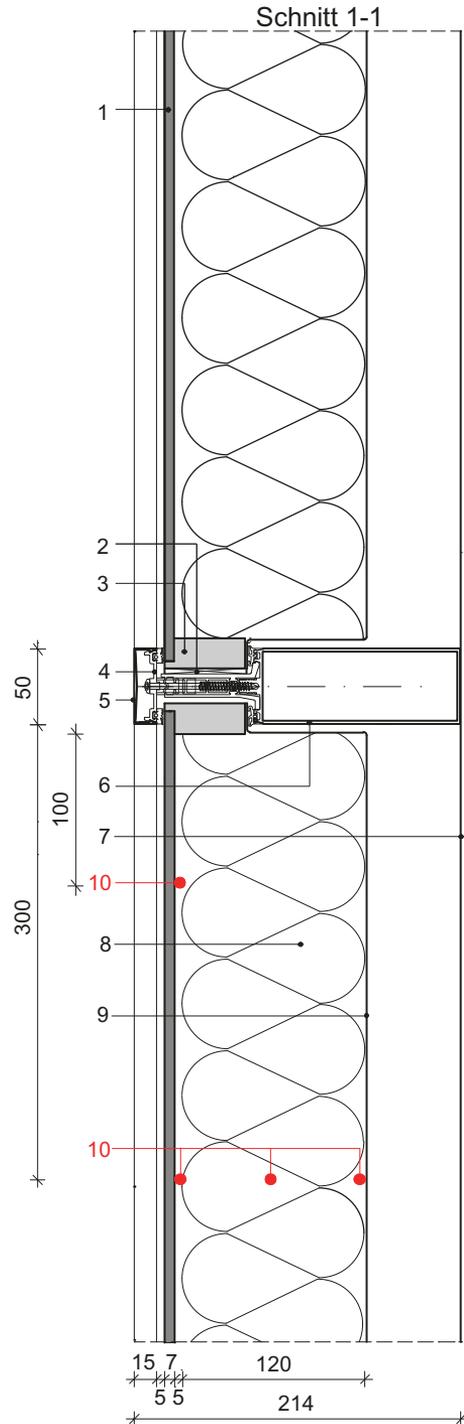
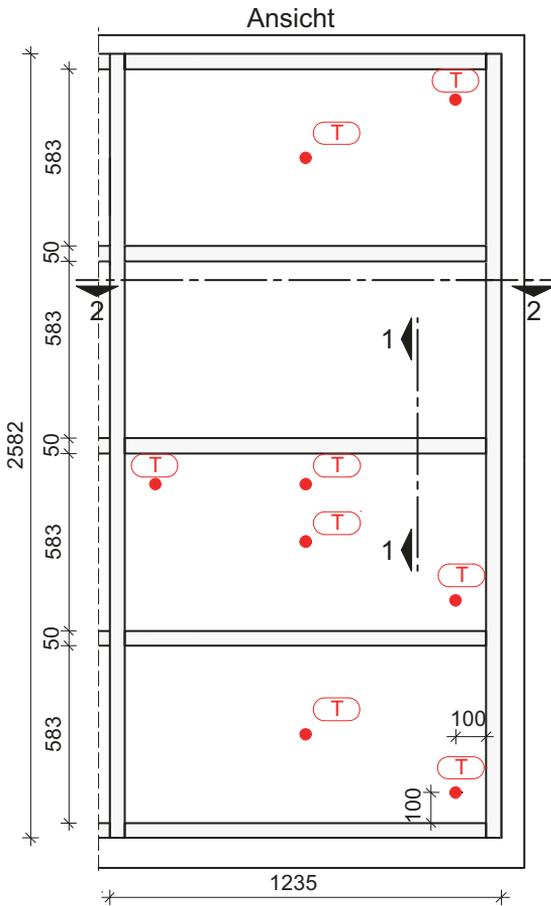
Vertikalschnitt durch das Riegelprofil. Befestigung der PV-Paneele in der Pfosten-Riegel-Konstruktion. Das Eigengewicht wird über eine Klotzung in den horizontal verlaufenden Riegel abgetragen.

- 1 Frontglas
- 2 Dünnschicht-PV-Zellen
- 3 Rückglas
- 4 Umleimer
- 5 Klemmleiste
- 6 Deckleiste
- 7 Klotzung
- 8 Wärmedämmung
- 9 Riegelprofil

Für die Untersuchung der Leistungsfähigkeit der entwickelten PV-Paneele unter realen Bedingungen wurden diese in den in Kapitel 3.1 beschriebenen Freibewitterungsteststand neben die in Kapitel 4.1.1 beschriebenen PV-Module in der Kaltfassade eingebaut.

Die elektrische Verschaltung ist eine Kombination aus Reihen- und Parallelschaltung, bei der jeweils zwei PV-Module in Reihe geschaltet und anschließend parallel an den Wechselrichter angeschlossen werden. Dies wurde notwendig, da die verwendeten CdTe-PV-Module eine geringere Spannung besitzen, als die bei der Kaltfassade eingebauten CIS-PV-Module und der Wechselrichter bei derartig niedrigen Spannungen nicht optimal arbeiten kann. Die Nennleistung des Modulstranges beträgt somit $320 W_p$ bei einer Spannung von $U_{DC} = 87,8 V$ und eine Stromstärke von $I_{DC} = 2,76 A$ im Gleichstromkreis.

¹⁷⁵ Calyxo 2013.



Legende

T Sensor Temperatur

- 1 Dünnschicht-PV-Modul
- 2 Klotzung
- 3 Umleimer
- 4 Klemmleiste
- 5 Deckleiste
- 6 Riegelprofil
- 7 Pfostenprofil
- 8 Wärmedämmung
- 9 rückseitige Verblechung
- 10 Sensor Temperatur

Bild 47

Ansicht (M = 1:25) und Vertikalschnitt (M = 1:5) der getesteten PV in einer Warmfassade mit Lage der Messsensoren.

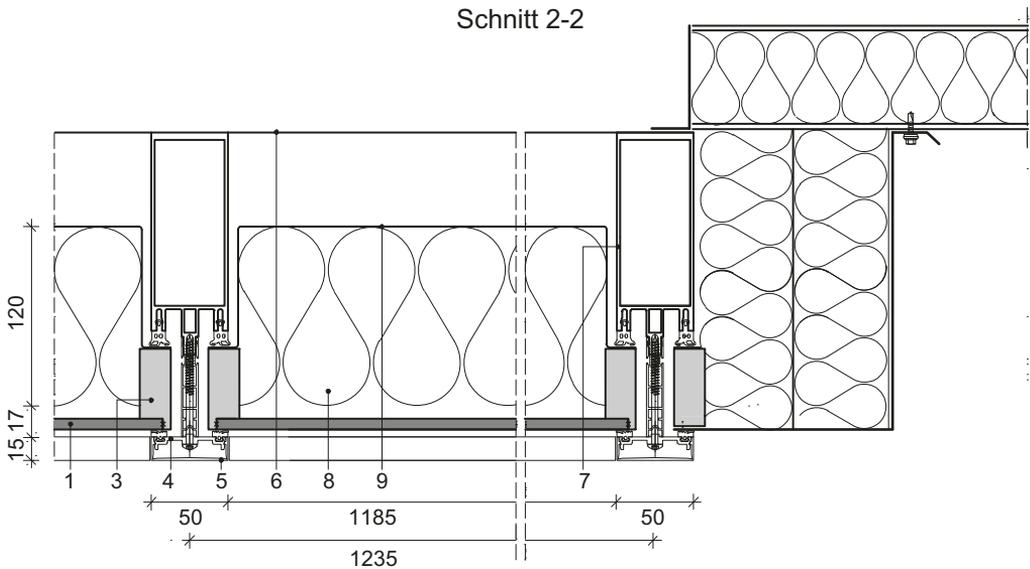


Bild 48
 Horizontalschnitt (M = 1:5)
 der getesteten PV in einer
 Warmfassade.

Im Rahmen des Monitorings werden die Modultemperaturen an verschiedenen Stellen in der Fassade sowie die Temperaturen in der Dämmebene und auf der Rückseite des Panels aufgezeichnet (Bild 47). Die Windströmung kann aufgrund der Fassadenkonstruktion mit der fehlenden Hinterlüftung nicht gemessen werden.

Die Temperaturmessung erfolgt mit den in Kapitel 3.1.3 beschriebenen NTC-Messelementen, welche zur Gruppe der Heißleiter gehören.

4.2 Details zum Monitoring

Das Monitoring erfolgte an dem in Kapitel 3.1.1 vorgestellten Freibewitterungsteststand, welcher sich am südlichen Stadtrand von Dresden auf dem Gelände der Technischen Universität Dresden befindet. Die unter Kapitel 4.1 beschriebenen BIPV-Systeme sind nebeneinander an die südliche Außenwand des Teststandes montiert. Dadurch wird gewährleistet, dass die Randbedingungen (Außenlufttemperaturen, Sonneneinstrahlung, Innenraumtemperatur) exakt vergleichbar sind. Der Innenraum des Teststandes kann sowohl geheizt als auch gekühlt werden, um ganzjährig realistische Innenraumtemperaturen zu gewährleisten.

Da die einzelnen BIPV-Systeme aus unterschiedlichen Forschungsprojekten stammen, sind sie nicht alle zur gleichen Zeit an den Teststand angebracht worden. So wurden die ersten Messdaten für die PV-Module in der Kaltfassade bereits am 10. September 2013 aufgezeichnet, wohingegen die PV-Module in der Pfosten-Riegel-Fassade ab den 23. März 2015 Messdaten lieferten. Das hat zur Folge, dass für dieses BIPV-System weniger Messdaten für die Auswertung zur Verfügung stehen.

Durch die unterschiedlichen Wirkungsgrade der verwendeten PV-Module können die Werte für elektrische Leistung und Energieertrag nicht direkt miteinander verglichen werden. Die PV-Module in der Kaltfassade haben eine Nennleistung von $P_{MPP} = 90 \text{ W}_p$, die PV-Module in der Warmfassade von $P_{MPP} = 80 \text{ W}_p$. Um dennoch eine Vergleichbarkeit der beiden BIPV-Systeme zu ermöglichen, werden die absoluten Werte für elektrische Leistung und Energieertrag, wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben, auf die gemessene Nennleistung P_{Flash} normiert (Gleichung 8, Gleichung 12 und Gleichung 13). Dies gewährleistet auch die Berücksichtigung einer unterschiedlich stark ausgeprägten Degradation infolge Modulalterung (Kapitel 3.2.1).

Der Betrachtungszeitraum des Monitorings erstreckt sich für die PV-Module in der Kaltfassade vom 10. September 2013 bis 31. März 2016, für die PV-Module in der Warmfassade vom 23. März 2015 bis 31. März 2016. Demzufolge konnten beide BIPV-Systeme für ein ganzes Jahr unter gleichen äußeren Randbedingungen miteinander betrieben werden. Messausfälle über solch einen langen Betrachtungszeitraum können leider nicht gänzlich vermieden werden. Häufig betraf das aber nur einzelne Messsensoren für einen kurzen Zeitraum. Eine detaillierte Auflistung der Messausfälle ist Anhang C zu entnehmen.

Generell waren über die Laufzeit des Monitorings nur geringe Messausfälle zu verzeichnen. Lediglich beim Anlauf des Monitorings der PV-Module in der Warmfassade gab es häufiger Messausfälle. Diese betrafen jedoch nur einzelne Sensoren während bestimmten Tageszeiten. Nach Anpassungen der Messkonfiguration konnten die Messausfälle weitgehend abgestellt werden, sodass eine ungestörte Sommerperiode aufgezeichnet werden konnte.

4.3 Leistung und Ertrag der BIPV-Systeme

Wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben, werden hier die elektrische Leistung P_{DC} , die korrigierte Nennleistung $P_{kor,NOC}$ und der Energieertrag für die PV-Module in der Kalt- und Warmfassade näher betrachtet. Durch die Normierung der Ergebnisse auf die jeweilige gemessene Nennleistung P_{Flash} können Unterschiede in Wirkungsgrad und Alterung der betrachteten PV-Module berücksichtigt werden. Dies erlaubt einen direkten Vergleich der Ergebnisse und Rückschlüsse auf den Einfluss des Fassadensystems. Dennoch gibt es weitere Einflussfaktoren aus dem PV-Modulen, wie zum Beispiel unterschiedliche Halbleitermaterialien mit unterschiedlichen spektralen Empfindlichkeiten und Temperaturkoeffizienten, welche bei der Messdatenaufzeichnung im Freifeld nicht immer vollumfänglich berücksichtigt werden können. Das Ziel dieser Arbeit liegt in der Untersuchung der BIPV-Systeme unter realen Bedingungen. So können die Einflussfaktoren auf deren Leistungsfähigkeit ermittelt und Empfehlungen für Verbesserungen geben werden. Zudem soll auch aufgezeigt werden, inwiefern sich die gemessenen Werte von denen auf Datenblättern unterscheiden.

Parameter	Höchster zulässiger Wert	
	Kaltfassade	Warmfassade
Stromstärke I_{DC}	6,24 A	3,31 A
Stromspannung U_{DC}	85,32 V	105,36 V
Elektrische Leistung P_{DC}	432 W	384 W
Elektrische Leistung P_{AC}	432 W	384 W

Tafel 6
Grenzwerte der höchsten zulässigen Werte für I_{DC} , U_{DC} , P_{DC} und P_{AC} .

In Kapitel 3.2.1 wird bereits auf die Notwendigkeit einer Prüfung der Datenqualität hingewiesen, um eine sinnvolle Messdatenauswertung durchführen zu können. So sind Lücken und Anomalien in der Datenaufzeichnung zu identifizieren und aus der Auswertung zu streichen. Messdaten außerhalb festgelegter Grenzwerte werden nicht zur Auswertung herangezogen. Die höchsten zulässigen Werte für Strom-

stärke (I_{DC}), Stromspannung (U_{DC}) und die elektrische Leistung (P_{DC} und P_{AC}) sind dabei abhängig von den eingesetzten PV-Modulen. In den Kapiteln 4.1.1 und 4.1.2 wurden bereits Stromstärke, Stromspannung und elektrische Leistung für die jeweiligen Modulstränge unter STC angegeben. Diese werden mit einem Sicherheitsfaktor von 1,2 multipliziert. Somit wird die obere Grenze in dieser Arbeit bei 20 % über den Werten nach STC festgelegt (Tafel 6).¹⁷⁶

4.3.1 Elektrische Leistung

Die elektrische Leistung im Gleichstromkreis (P_{DC}) wird entsprechend Kapitel 3.2.2 für besondere meteorologische Tage ausgewertet. Dies gibt einen Aufschluss darüber, wie sich die PV-Module bei bestimmten Witterungsbedingungen (Tafel 3) verhalten und welche äußeren Einflüsse die größte Wirkung auf die Leistungsfähigkeit der PV-Module haben. P_{DC} wird dabei auf die gemessene Nennleistung P_{Flash} normiert, um Unterschiede im Wirkungsgrad der einzelnen PV-Module auszugrenzen. Die betrachteten Tage sind:

- bewölkt und kalt
- bewölkt und heiß
- sonnig und kalt
- sonnig und heiß

Zudem werden weitere Messgrößen, wie die Einstrahlung in Modulebene G_I und die Modultemperatur T_m abgebildet.

Für die Bedingung „bewölkt und kalt“ wurde der 03.01.2016 zur Auswertung herangezogen. An diesem Tag betrug die tiefste Außenlufttemperatur an der DWD-Wetterstation Dresden-Klotzsche $T_{am,Min} = -6,4$ °C. Am Freibewitterungsteststand wurde eine minimale Außenlufttemperatur von $T_{am,Min} = -4,7$ °C gemessen. Der Gesamtbedeckungsgrad betrug 7,8/8, was sich in einem nahezu ständig bedeckten Himmel zeigt. Dies bestätigt auch der Wert für die Einstrahlung in Modulebene. Dieser betrug an diesem Tag im Maximum $G_I = 32,97$ W/m².

¹⁷⁶ Vergleiche E DIN EN 61724-1, Kapitel 7.5.

Für die Bedingung „bewölkt und heiß“ wird der 19.07.2015 herangezogen. An diesem Tag wurde eine maximale Außenlufttemperatur von $T_{am,Max} = 30,7 \text{ °C}$ an der Station Dresden-Klotzsche gemessen. Am Freibewitterungsteststand betrug der Wert sogar $T_{am,Max} = 32,2 \text{ °C}$. Der Gesamtbedeckungsgrad betrug am 19.07.2015 $6/8$ und erfüllte damit den geforderten Wert von $6/8$. Die Einstrahlung in Modulebene G_I bewegt sich, bis auf ein paar Ausnahmen am Morgen, um den Grenzwert von $G_I = 200 \text{ W/m}^2$.

Der 17.03.2016 eignet sich für die Bedingung „sonnig und kalt“. Sowohl an der Station Dresden-Klotzsche als auch am Freibewitterungsteststand wurden $T_{am,Min} = -0,8 \text{ °C}$ gemessen. Der Gesamtbedeckungsgrad erreicht mit $0,2/8$ nahezu den geforderten Wert von $0/8$. Die Einstrahlung in Modulebene ist mit $G_I = 825 \text{ W/m}^2$ zudem sehr hoch.

Als „sonnig und heiß“ wurde der 02.07.2015 gewählt. An diesem Tag betrug $T_{am,Max}$ in Dresden-Klotzsche $30,2 \text{ °C}$ und am Freibewitterungsteststand $T_{am,Max} = 33,5 \text{ °C}$. Der Gesamtbedeckungsgrad erfüllte mit $0,5/8$ dagegen nicht die Vorgaben von $0/8$ gemäß Tafel 3. Hier gilt allerdings zu erwähnen, dass es während dem Beobachtungszeitraum keinen heißen Tag gab, an dem der Gesamtbedeckungsgrad $0/8$ war. Der Wert von $0,5/8$ kommt demnach dem geforderten Wert am nächsten. Die meteorologischen Messdaten, nach welchen die typologischen Tage ausgesucht wurden, sind in Anhang D aufgeschlüsselt.

Wie aus Bild 49 zu entnehmen ist, ist an einem bewölkten und kalten Tag nahezu keine Einstrahlung in Modulebene zu verzeichnen. Folglich wird auch nur wenig bis kein Strom produziert. Bei den geringen Einstrahlungen ist die von den PV-Modulen erzeugte elektrische Leistung im Gleichstromkreis oftmals so gering, dass auch der Wechselrichter nicht optimal arbeiten kann. Dies hat zur Folge, dass vor allem in den Monaten November und Dezember, in welchen vermehrt stark bewölkte und kalte Tage vorherrschen, geringe absolute Energieerträge erzielt werden. Die Außentemperatur und die Modultemperaturen zeigen ebenfalls keine großen Schwankungen. Dies liegt vor allem an der fehlenden solaren Einstrahlung.

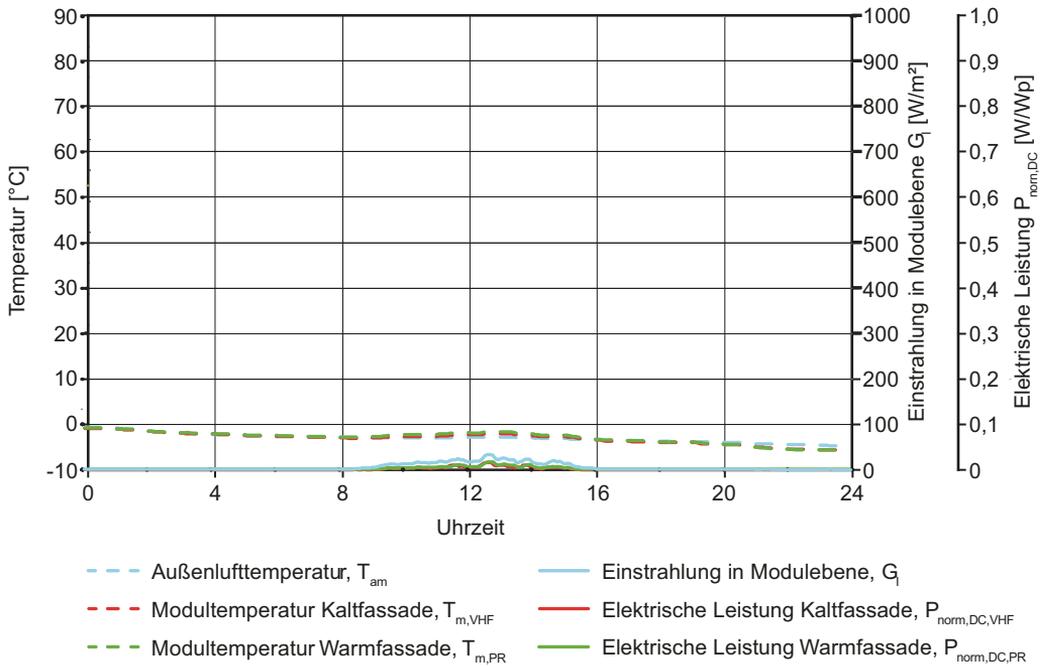


Bild 49

Kurvenverläufe am
03.01.2016 (Wetterbedin-
gung bewölkt und kalt).

An dem ausgewählten bewölkten und heißen Tag ist die Einstrahlung in Modulebene vor allem bis zur Mittagszeit relativ hoch (Bild 50). Ab 12 Uhr liegt die Einstrahlung in Modulebene jedoch im Bereich von $G_1 \approx 200 \text{ W/m}^2$ und die Außenlufttemperatur im Bereich von $T_{am} \approx 30 \text{ }^\circ\text{C}$. Um die „ungünstigen“ Randbedingungen und Speichereffekte im PV-Modul aus der Zeit vor 12 Uhr auszuschließen, wird für die weitere Betrachtung nur der Tagesabschnitt ab 14 Uhr verwendet, da dieser die Randbedingungen erfüllt. Eine starke Bewölkung über den ganzen Tag wäre hier zwar wünschenswert, jedoch konnte diese Konstellation in Kombination mit einem heißen Tag während des Betrachtungszeitraumes nicht vorgefunden werden.

Es zeigt sich, dass der Verlauf der elektrischen Leistung P_{DC} sowohl bei den PV-Modulen in der Kaltfassade als auch bei den PV-Modulen in der Warmfassade sehr exakt dem Verlauf der Einstrahlung in Modulebene G_1 folgt. P_{DC} ist zudem relativ gering, was aufgrund der geringen Einstrahlung nicht verwunderlich ist. Ein betragsmäßiger Unterschied von P_{DC} ist zwischen den beiden Fassadentypen während der Zeit mit geringer Einstrahlung nicht festzustellen. Die Modultem-

peraturen T_m und die Außenlufttemperatur T_{am} folgen in ihrem Verlauf ebenfalls maßgeblich dem Verlauf von G_I . Aufgrund der geringen Einstrahlung gibt es keine großen Unterschiede in der Modultemperatur der beiden Fassadensysteme.

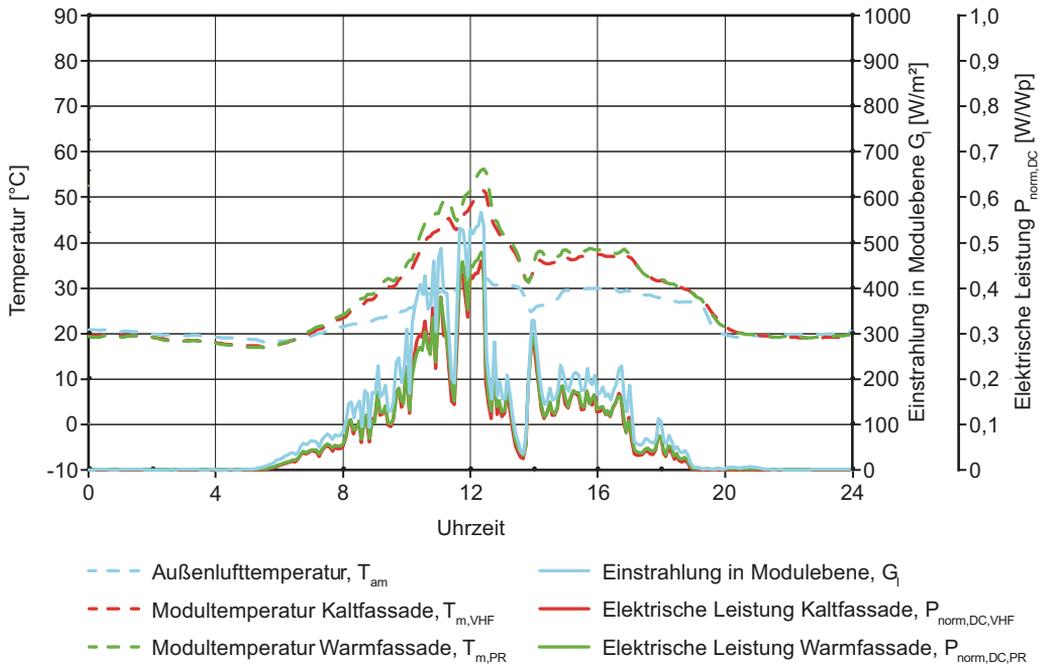


Bild 50
 Kurvenverläufe am
 19.07.2016 (Wetterbedingung bewölkt und heiß).

Am betrachteten sonnigen und kalten Tag (Bild 51) wird eine maximale Einstrahlung von $G_I > 800 \text{ W/m}^2$ erreicht. Der Verlauf der Kurve mit dem Maximum um die Mittagszeit ist exemplarisch für eine nach Süden ausgerichtete Fassadenfläche. Der relativ hohe Betrag von G_I liegt vor allem im Sonnenhöhenwinkel begründet. Dieser erreicht am 17. März im Maximum $37,79^\circ$ und ist damit wesentlich geringer als der maximal erreichbare Sonnenhöhenwinkel von $62,43^\circ$ am 21. Juni. Je geringer der Sonnenhöhenwinkel, umso „tiefer“ steht die Sonne über dem Horizont und umso direkter trifft die Einstrahlung der Sonne auf die Moduloberfläche bei einer vertikalen nach Süden ausgerichteten Fassadenfläche. Dabei entstehen weniger Reflexionsverluste. Das bedeutet weiterhin, dass die maximale Einstrahlung in Modulebene theoretisch am 21. Dezember erreicht wird, da hier der geringste Sonnenhöhenwinkel von $15,53^\circ$ auftritt. In der Praxis haben neben dem Sonnenhöhenwinkel jedoch auch lokale

Witterungsverhältnisse einen entscheidenden Einfluss auf den Betrag der Einstrahlung in Modulebene. Somit kann der Vorteil niedriger Sonnenhöhenwinkel im Winter oftmals nicht genutzt werden, da eine Wolkendecke die Einstrahlung abblockt. Auch der verlängerte Weg der Solarstrahlung durch die Atmosphäre und eine höhere Wahrscheinlichkeit für Verschattungen durch umgebende Gebäude oder andere Gegenstände können als Nachteil angesehen werden. Auf der anderen Seite kann allerdings an klaren und wolkenlosen Wintertagen ein hoher Energieertrag an unverschatteten Fassadenflächen erzielt werden.

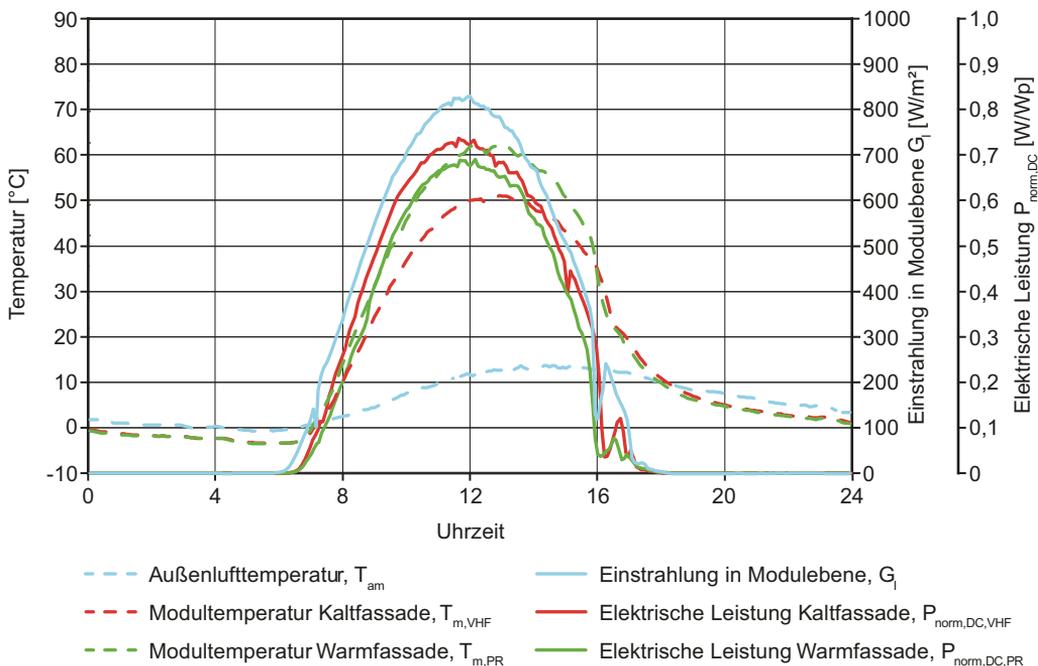


Bild 51
 Kurvenverläufe am
 17.03.2016 (Wetterbedin-
 gung sonnig und kalt).

Am betrachteten Tag ist die erzeugte elektrische Leistung der beiden Fassadentypen im Vergleich zu den beiden zuvor behandelten bewölkten Tagen sehr hoch, was an der hohen Einstrahlung in Modulebene liegt. Auch hier ist zu erkennen, dass der Verlauf von P_{DC} dem Verlauf von G_I entspricht. Kleinere Einbrüche in den Kurvenverläufen von G_I und P_{DC} in der Zeit um 16 Uhr entstehen durch lokale Verschattungen. Weiterhin zeigt sich, dass P_{DC} der PV-Module in der Kaltfassade höher ist als P_{DC} der PV-Module in der Warmfassade. Die Ursache hierfür liegt primär in der Modultempe-

ratur T_m , da weitere Einflüsse aus unterschiedlichen Wirkungsgraden oder Alterung der verwendeten PV-Module durch die Normierung auf die gemessene Nennleistung P_{Flash} nach Gleichung 8 herausgerechnet wurden.

Der Kurvenverlauf von T_m entspricht bei beiden Fassadentypen dem prinzipiellen Verlauf von G_i , nur zeitlich versetzt und teils deutlich höher als die Außenlufttemperatur T_{am} . In der Kaltfassade beträgt die Differenz bis zu 37 K, in der Warmfassade bis zu 48 K. Daraus lassen sich zwei Aussagen ableiten. Zum einen hat die Einstrahlung in Modulebene einen entscheidenden Einfluss auf den Betrag und den Verlauf der Modultemperatur und zum anderen entsteht aufgrund der Trägheit der PV-Module beziehungsweise der gesamten Fassadenkonstruktion ein zeitlicher Versatz zum Kurvenverlauf der Einstrahlung. Weiterhin zeigt sich, dass die Temperatur der PV-Module in der Warmfassade im Maximum bis zu 11,5 K höher ist als die Temperatur der PV-Module in der Kaltfassade. Bei einem Temperaturkoeffizienten der verwendeten PV-Module in der Warmfassade von $TK_{P,PR} = -0,25 \text{ \%}/\text{K}$ ergibt dies eine temperaturbedingte Leistungsminderung von fast 3 %. Würde man an dieser Stelle beispielsweise kristalline PV-Module mit $TK_P = -0,5 \text{ \%}/\text{K}$ verwenden,¹⁷⁷ so würde sich P_{DC} zwischen Warm- und Kaltfassade bei einem Temperaturunterschied von 11 K sogar um 5,5 % verringern.

Bei der Betrachtung der Messwerte am sonnigen und heißen Tag (Bild 52) zeigt sich, dass G_i mit einem Maximalwert von $540 \text{ W}/\text{m}^2$ bei weitem nicht so hoch ist wie am zuvor betrachteten sonnigen und kalten Tag. Einflüsse aus einer Wolkendecke sind bei einem Gesamtbedeckungsgrad von 0,5/8 marginal. Der Grund liegt vielmehr in dem bereits beschriebenen Sonnenhöhenwinkel. Dieser ist am betrachteten Tag, den 02. Juli, mit $62,04^\circ$ um $24,25^\circ$ höher als am sonnigen und kalten Tag. Dadurch ergeben sich vermehrt Reflexionsverluste, was eine geringere Einstrahlung in Modulebene nach sich zieht. Zudem sind auch der Maximalwert der elektrischen Leistung und der Energieertrag aufgrund der verminderten Einstrahlung geringer als am zuvor betrachteten sonnigen kalten Tag. So ist beispielsweise der normierte Energieertrag der PV-Module in der Warmfassade

¹⁷⁷ Vergleiche Mertens 2015, Seite 102.

am sonnigen kalten Tag mit $Y_{A,PR} = 4,35 \text{ Wh/Wp}$ um rund 63 % höher als am sonnigen heißen Tag mit $Y_{A,PR} = 2,67 \text{ Wh/Wp}$.

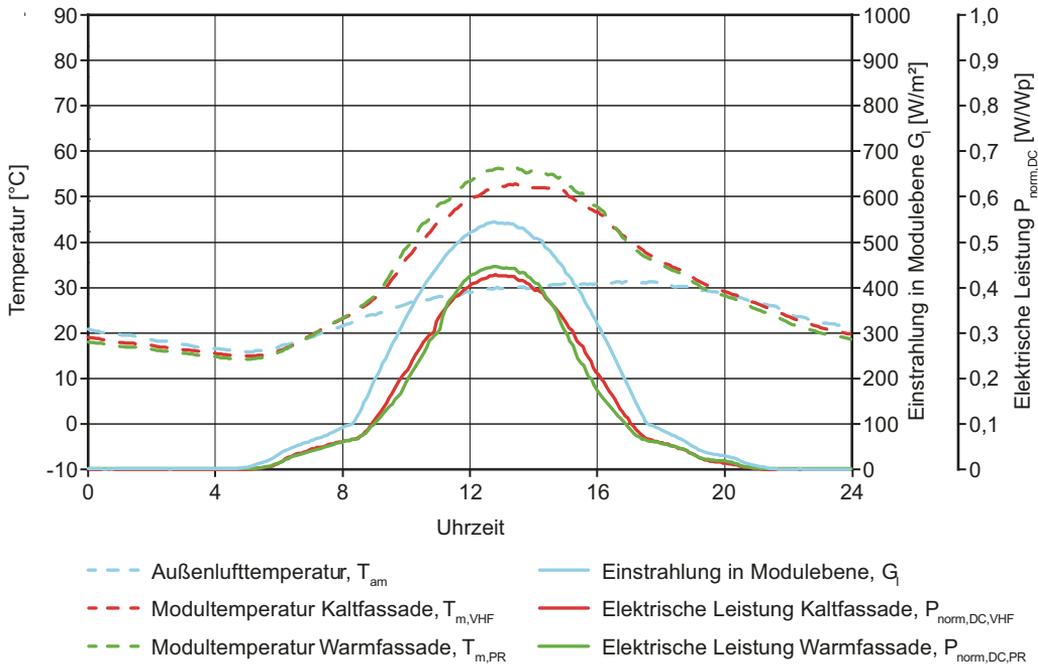


Bild 52

Kurvenverläufe am 02.07.2015 (Wetterbedingung sonnig und heiß).

Weiterhin sind in Bild 52 zwei Knick im Verlauf von G_I um circa 8:30 Uhr und 17:45 Uhr zu erkennen. Vor und nach diesen Zeitpunkten ist der Anstieg der Kurve geringer als zwischen den beiden Zeitpunkten. Der Grund hierfür liegt im Sonnenhorizontalwinkel und der daraus resultierenden einfallenden Solarstrahlung (Bild 53).

Der Winkel beträgt im Norden 0° und im Süden 180° . Am betrachteten Tag geht die Sonne bei einem Sonnenhorizontalwinkel von 50° auf, weshalb auf die nach Süden ausgerichteten PV-Module zunächst nur diffuse Solarstrahlung auftrifft. Um 8:30 Uhr wird dann der Sonnenhorizontalwinkel von 90° überschritten und ab da gelangt direkte Solarstrahlung auf die PV-Module, wodurch die Einstrahlung in Modulebene schlagartig zunimmt. Dieser Vorgang wird durch den Knick im Kurvenverlauf von G_I beschrieben. Abends wiederholt sich diese Begebenheit. Um 17:45 Uhr wird der Sonnen-

horizontalwinkel von 270° überschritten und anstelle von direkter Einstrahlung gelangt nur noch diffuse Strahlung auf die Moduloberfläche.

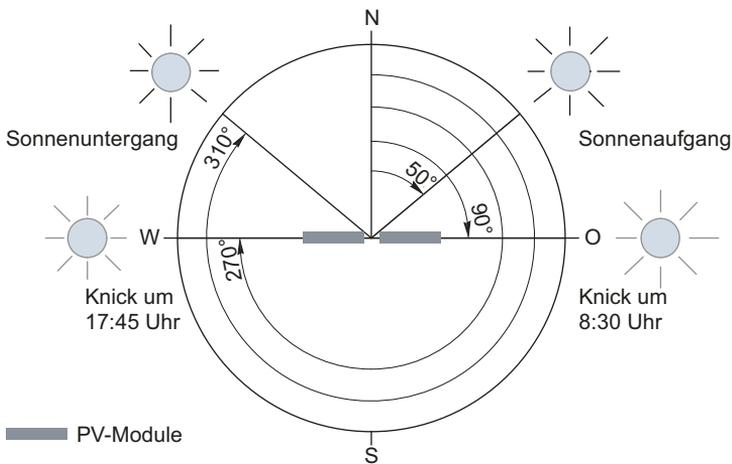


Bild 53

Prinzip des Sonnenhorizontwinkels und dessen Auswirkung auf den Verlauf von G_i am 02.07.2015 (Wetterbedingung sonnig und heiß). Die in Bild 52 zu erkennenen Knicke im Verlauf von G_i entstehen genau zu der Zeit, wenn die Sonne sowohl im Osten als auch im Westen steht.

Auffällig in Bild 52 ist, dass die normierte Leistung von den PV-Modulen in der Warmfassade höher ist als die Leistung der PV-Module in der Kaltfassade, obwohl die Modultemperaturen etwas anderes vermuten lassen. Immerhin ist T_m in der Kaltfassade um circa 4 K geringer als T_m in der Warmfassade. Bei der Betrachtung der Daten über das gesamte Jahr fällt auf, dass diese Konstellation in den Monaten Juli bis ungefähr Ende August auftritt, wenn die Modul- und Außenlufttemperaturen sehr hoch ($T_m > 50^\circ\text{C}$ und $T_{am} > 27^\circ\text{C}$) und die Temperaturdifferenz zwischen Kalt- und Warmfassade gering sind. An dem zuvor betrachteten sonnigen und kalten Tag sind die Modultemperaturen zwar auch relativ hoch, jedoch ist aufgrund der höheren Einstrahlung in Moduleben der Unterschied in der Modultemperatur zwischen Warm- und Kaltfassade höher.

Die Hauptursache für diese Auffälligkeiten sind die unterschiedlichen Temperaturkoeffizienten der verwendeten PV-Module. Dieser ist bei dem PV-Modul in der Kaltfassade mit $TK_{P,VHF} = -0,36\ \%/K$ höher als bei dem PV-Modul in der Warmfassade mit $TK_{P,PR} = -0,25\ \%/K$. Da TK_P die Leistungsminderung bezogen auf eine Modultemperatur von $T_m = 25^\circ\text{C}$ beschreibt, ergibt sich vor allem bei Modultemperaturen weit über 25°C und geringen Temperaturunterschieden zwischen den Fassadensystemen der Fall, dass die PV-Module in der Kaltfassade eine geringere elektrische Leistung erzielen als die PV-Module in der Warmfassade. Neben

dem Temperaturkoeffizient als Hauptgrund können auch noch weitere Ursachen die Ergebnisse beeinflussen:

- unterschiedliche spektrale Empfindlichkeit bei PV-Modulen mit CdTe und CIS
- Abweichung des Lichtspektrums von STC bei hohen Außenlufttemperaturen
- Reflexionsverluste bei hochstehender Sonne durch eine unterschiedliche Qualität der Deckgläser der PV-Module

Nach der Betrachtung vier typischer meteorologischer Tage lässt sich zusammenfassend sagen, dass, wie erwartet, die Einstrahlung in Modulebene der entscheidende Faktor für die elektrische Leistung und die Modultemperaturen darstellt. Interessant ist jedoch, dass sich der Betrag der Einstrahlung an den betrachteten Fassaden signifikant von anderen Ausrichtungen, beispielsweise von geneigten PV-Modulen auf dem Dach, unterscheidet. So sind die höchsten Einstrahlungen als auch die höchsten Energieerträge an Südfassaden hauptsächlich im Winterhalbjahr zu erwarten, wohingegen dies bei Dachanlagen eher im Sommerhalbjahr der Fall ist. Unterschiede in der Modultemperatur zwischen den beiden Fassadensystemen sind demnach auch im Winter höher als im Sommer. Kaltfassaden generieren hier mehr Energie als Warmfassaden. Im Hochsommer bei hochstehender Sonne ist dieser Unterschied aufgrund der geringeren Temperaturdifferenz wesentlich geringer.

Der Verlauf der elektrischen Leistung und der Modultemperatur folgt dem Verlauf der Einstrahlung in Modulebene. Die Modultemperaturkurve zeigt dabei einen zeitlichen Versatz, welcher von der Wärmekapazität der Konstruktion abhängt. Je höher die thermische Speicherfähigkeit des Fassadensystems, desto größer ist der zeitliche Versatz.

4.3.2 Korrigierte Nennleistung

Nach Kapitel 3.2.2 wird die korrigierte Nennleistung $P_{\text{kor,NOC}}$ verwendet, um jahreszeitliche Schwankungen der Modulleistung zu untersuchen. Da Einflüsse wie die Modultemperatur, die Alterung und eine veränderliche Einstrahlung in Modulebene mit Hilfe von Gleichung 9 berücksichtigt werden, ist hier vor allem der jahreszeitliche Verlauf von $P_{\text{kor,NOC}}$ von Interesse. Die so erhaltenen Daten können mit der Nennleistung unter NOC nach den Datenblättern der jeweiligen PV-

Module abgeglichen werden. Die Nennleistung unter NOC ($P_{MPP,NOC}$) ist entweder direkt auf dem Datenblatt von PV-Modulen angegeben oder kann mit Gleichung 20 aus anderen Werten des Datenblattes errechnet werden.

$$P_{MPP,NOC} = P_{MPP,STC} \cdot \left[1 + ((NOCT - T_{STC}) \cdot TKP) \right] \cdot \frac{G_{NOC}}{G_{STC}} \quad \text{Gleichung 20}$$

- Mit:
- $P_{MPP,NOC}$: Nennleistung des PV-Moduls unter NOC [W]
 - $P_{MPP,STC}$: Nennleistung des PV-Moduls unter STC [W]
 - NOCT: Nominelle Zellenbetriebstemperatur [°C]
 - T_{STC} : Temperatur unter STC (25 °C)
 - TKP: Temperaturkoeffizient Nennleistung [%/K]
 - G_{NOC} : Referenzbestrahlungsstärke unter NOC (0,8 kW/m²)
 - G_{STC} : Referenzbestrahlungsstärke unter STC (1 kW/m²)

Da sich die Korrektur nach Gleichung 9 auf die Nennleistung bezieht, welche im Labor unter standardisierten Bedingungen (NOC) gemessen wurde und nicht immer mit dem Leistungsverhalten der PV-Module unter realen Bedingungen übereinstimmt, können auch bei $P_{kor,NOC}$ größere Streuungen auftreten. Dies ist vor allem bei niedrigen Einstrahlungen der Fall. Aus diesem Grund werden Werte bei einer Einstrahlung in Modulebene von $G_i < 100 \text{ W/m}^2$ nicht berücksichtigt. Bei derartig geringen Einstrahlungen ist die energetische Ausbeute durch die PV-Module sehr gering und es würde die Ergebnisse zu sehr verfälschen. Weiterhin werden auch nur Werte betrachtet, wenn die Strangleistung über 5 W liegt, da darunter der Einfluss des niedrigen Wirkungsgrades des Wechselrichters zu hoch wäre.

Bild 54 zeigt den Verlauf von $P_{kor,NOC}$ für die PV-Module in der Kaltfassade. Diese PV-Module haben laut Datenblatt beziehungsweise Gleichung 20 eine Nennleistung unter NOC von 66,3 Wp,¹⁷⁸ womit $P_{kor,NOC}$ sich in einem ähnlichen Bereich befinden müsste. Die Korrektur der Einstrahlungsdaten wurde sowohl für Messungen mit einem Pyranometer als

¹⁷⁸ Vergleiche Manz 2013.

auch für Messungen mit einem Siliziumstrahlungssensor (Si-Sensor) durchgeführt. Zunächst ist deutlich die jahreszeitliche Schwankung von $P_{kor,NOC}$ zu erkennen. So werden die höchsten Werte tendenziell im Winter und die niedrigsten Werte im Sommer verzeichnet. Zu erklären ist dies durch die Reflexionsverluste, welche im Winter aufgrund der tiefstehenden Sonne geringer sind als bei einer hochstehenden Sonne im Sommer.

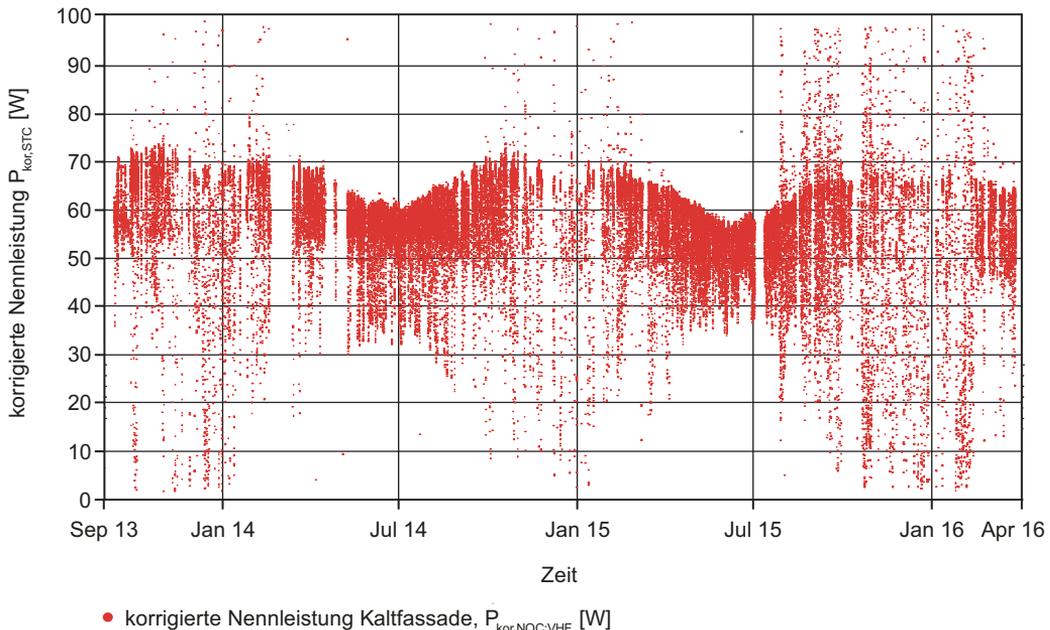


Bild 54

Korrigierte Nennleistung $P_{kor,NOC}$ für die PV-Module in einer Kaltfassade (G_I gemessen mit einem Pyranometer).

Weiterhin fällt auf, dass die Streuung der Werte im Sommer geringer ist als im Winter. Verantwortlich hierfür sind Schwankungen der Witterungsbedingungen. Vor allem im Winter gibt es viele Tage, an denen die Einstrahlung in Modulebene aufgrund wechselnder Bewölkung stark schwankt. Auch lokale Verschattungen durch Nachbarbebauung sind durch die tiefstehende Sonne häufiger zu verzeichnen. Dies führt zu teils großen Anstiegen beziehungsweise Abfällen von G_I innerhalb einer kurzen Zeitspanne. Bei der korrigierenden Umrechnung kann dies zur Streuung von $P_{kor,NOC}$ sowohl nach unten als auch nach oben führen. Im Sommer sind dagegen weniger starke Schwankungen in der Einstrahlung sowie lokale Verschattungen zu verzeichnen.

Die Streuung der Werte um das Winterhalbjahr ist im Jahr 2015/16 größer als in den vorangegangenen Jahren. Dies ist damit zu erklären, dass im August 2015 die Messanordnung am Fassadenteststand geändert wurde. Vorher wurden sämtliche Daten der Kaltfassade und der Einstrahlung in Modulebene über den in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Messrechner aufgezeichnet. Ab August 2015 wurde dann G_I über das andere Messsystem, den ebenfalls in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Datenlogger, aufgezeichnet. Dies führt dazu, dass bereits kleine zeitliche Verschiebungen zwischen den beiden Messsystemen zu Schwankungen der Ergebnisse führen können. Vor allem, wenn in die Berechnungsformel beide Werte eingesetzt werden. Der Umbau der Messanordnung wurde aus organisatorischen Gründen vorgenommen, da langfristig alle Messparameter auf dem Datenlogger aufgezeichnet werden sollen. Die Nennleistung von 66,3 Wp wird hauptsächlich in den Wintermonaten erreicht, wenn auch die Einstrahlung in Modulebene am höchsten ist. Teilweise werden dann sogar noch höhere Leistungen erreicht. In den restlichen Monaten im Jahr wird dieser Wert dagegen teils deutlich unterschritten.

Bei der Betrachtung von $P_{kor,NOC}$, berechnet mit Strahlungsdaten vom Si-Sensor (Bild 55) fällt auf, dass sowohl die jahreszeitliche als auch die tägliche Streuung der Werte nicht so stark ausfällt wie in Bild 54, welches auf Strahlungsdaten, gemessen mit einem Pyranometer, basiert. Das liegt daran, dass der Si-Sensor in seiner spektralen Empfindlichkeit in etwa dem PV-Modul entspricht, weshalb auch nur die Einstrahlung gemessen wird, welche vom PV-Modul für den photovoltaischen Prozess verwendet werden kann. Ein Pyranometer misst dagegen sämtliche Einstrahlung, da dessen spektrale Empfindlichkeit über den gesamten relevanten Wellenlängenbereich annähernd gleich gut ist (Bild 24).

Weiterhin zeigt sich sowohl bei der Messung mit Pyranometer als auch bei der Messung mit Si-Sensor ein leicht abnehmender Trend im Verlauf von $P_{kor,NOC}$. Da die Modulalterung jedoch berücksichtigt wurde, müssen andere Effekte hierfür verantwortlich sein. Eine mögliche Ursache kann in den Witterungsrandbedingungen, speziell der solaren Strahlung gesehen werden. So bewegt sich beispielsweise der Maximalwert von $P_{kor,NOC}$ im Juni 2014 zwischen 61 und 62 Wp. Im Juni 2015 schwankt der Wert dagegen sogar nach der Be-

rücksichtigung einer Alterung zwischen 57 und 59 W_p . Globalstrahlungsdaten vom Deutschen Wetterdienst für den Standort des Freibewitterungsteststandes zeigen, die Strahlungssumme im Juni 2014 mit $G_0 = 173 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ deutlich höher war als im Juni 2015 mit $G_0 = 154 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ (Anhang D).

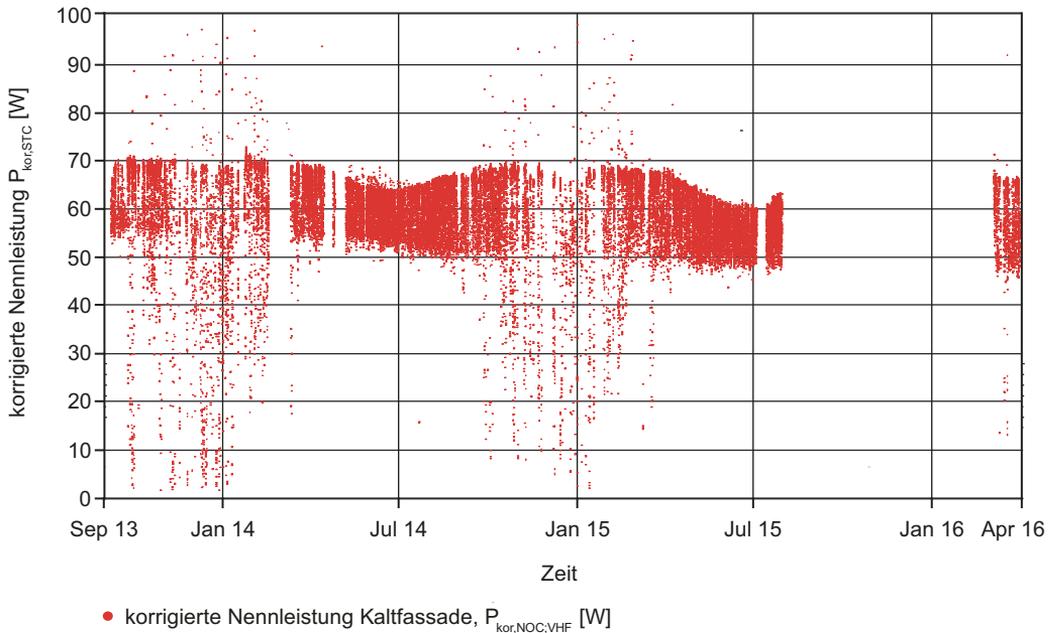


Bild 55

Korrigierte Nennleistung $P_{kor,NOC}$ für die PV-Module in einer Kaltfassade (G_i gemessen mit einem Siliziumstrahlungssensor). Die fehlenden Daten von August 2015 bis Februar 2016 sind damit zu erklären, dass in dieser Zeit der Si-Sensor defekt war und demzufolge keine Strahlungsdaten zur Verfügung standen.

Die Ergebnisse aus Bild 56 für das PV-Modul in einer Warmfassade zeigen prinzipiell den gleichen Verlauf von jahreszeitlichen Schwankungen mit maximalen Werten im Winter und minimalen im Sommer. Auch die Unterschiede in der täglichen Schwankung zwischen Sommer und Winter entsprechen den für die PV-Module in einer Kaltfassade festgestellten Verläufen. Da die Warmfassade erst im März 2015 installiert wurde, liegen leider weniger Messdaten vor, weshalb sich kein Trend über mehrere Jahre ablesen lässt.

Auch die Werte aus der Warmfassade sind von der zuvor beschriebenen Umklemmung von Messsensoren im August 2015 betroffen. Da die Messwerte der Warmfassade alle auf dem Datenlogger auflaufen, auf den auch die Strahlungssensoren geklemmt wurden, ist die tägliche Streuung der Werte für $P_{kor,NOC}$ ab August 2015 deutlich zurück gegangen.

Laut Datenblatt haben die in der Warmfassade verwendeten PV-Module eine Nennleistung unter NOC von 60,4 Wp.¹⁷⁹ Die Nennleistung wird von $P_{kor,NOC}$ nahezu nie erreicht. Auch bei der Berechnung aus Strahlungsdaten, gemessen mit einem Si-Sensor, wird der Wert kaum erreicht. Bei den PV-Modulen in der Kaltfassade erreicht $P_{kor,NOC}$ ebenfalls nur selten die Nennleistung von 66,3 Wp. Dies bedeutet, dass die PV-Module in der Warm- und Kaltfassade nicht die Leistungsfähigkeit erreichen, welche sie laut Datenblatt haben sollten. Der Grund dafür kann mit dem Monitoring allein nicht herausgefunden werden. Hier müsste eine tiefgreifendere Untersuchung durch den Modulhersteller erfolgen, welche jedoch nicht Bestandteil dieser Arbeit ist.

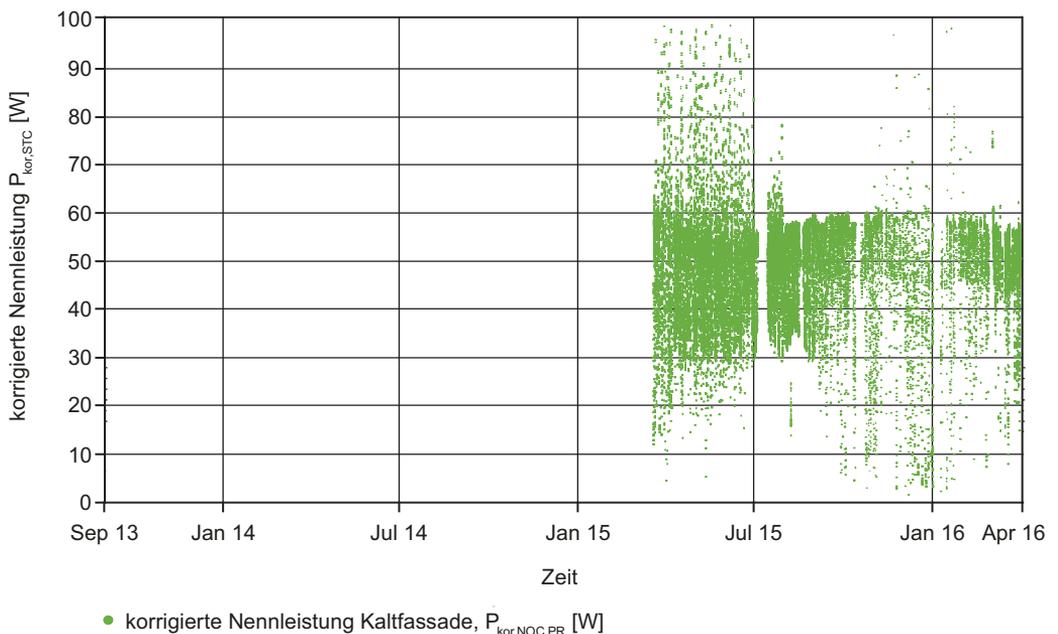


Bild 56

Korrigierte Nennleistung $P_{kor,NOC}$ für die PV-Module in einer Warmfassade (G_i gemessen mit einem Pyranometer).

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Leistung von PV-Modulen in Südfassaden unabhängig vom Fassadentyp teilweise großen Schwankungen ausgesetzt ist. So sind in den Wintermonaten die höchsten Amplituden, aber auch große tägliche Schwankungen zu verzeichnen. Im Sommer ist dagegen die Amplitude von $P_{kor,NOC}$ kleiner, tägli-

¹⁷⁹ Vergleiche Calyxo 2013.

che Schwankungen sind dagegen weniger vorhanden. Zudem zeigt sich, dass auch die Summe der Einstrahlung einen Einfluss auf die Ergebnisse haben kann.

4.3.3 Energieertrag

Der Energieertrag von BIPV-Systemen ist eine entscheidende Größe für alle am Bau beteiligten Akteure. Über diese Größe lassen sich Wirkungsgrade bestimmen, aber auch Berechnungen zur energetischen Bilanzierung und ökonomischen Bewertung des Gebäudes durchführen. Analog zu den Erläuterungen in Kapitel 3.2.2 wird dieser Ertrag sowohl für den Gleichstrom- als auch für den Wechselstromkreis untersucht. Zur besseren Vergleichbarkeit von Ergebnissen unterschiedlicher PV-Module wird zudem noch eine Normierung auf die gemessene Nennleistung P_{Flash} durchgeführt (Gleichung 12 und Gleichung 13), womit auch Einflüsse aus einer alterungsbedingten Degradation berücksichtigt werden.

Eine Besonderheit der in dieser Arbeit untersuchten Testfassaden ist deren geringe Größe. Durch die wenigen PV-Module entstehen geringe Systemleistungen, Stromstärken und Stromspannungen im Gleichstromkreis. Das wirkt sich vor allem auf die Dimensionierung und den Wirkungsgrad des Wechselrichters aus. So gibt es zum einen nur wenige Wechselrichter für die geringe Systemleistung. Weiterhin wird der Wirkungsgrad des Wechselrichters von der Gleichstromspannung U_{DC} bestimmt. Vor allem bei niedrigen Werten von U_{DC} ist der Wechselrichterwirkungsgrad vergleichsweise gering. Das liegt daran, dass der Wechselrichter den Gleichstrom in einen Wechselstrom mit der für das deutsche Stromnetz notwendigen Spannung von 230 V transformieren muss, wobei vermehrt Umwandlungsverluste entstehen. Bei der Spannung von 230 V handelt es sich um den sogenannten Effektivwert der Spannung, wodurch sich aufgrund der sinusförmigen Schwingung im Wechselstromkreis nach Gleichung 21 sogar eine maximale Spannung von 325 V ergibt.¹⁸⁰

Insofern würde sich ein einigermaßen optimaler Wirkungsgrad des Wechselrichters bei einer Eingangsspannung auf

¹⁸⁰ Vergleiche Siebke 2014, Gleichung 41.4.

der Gleichstromseite von $U_{DC} = 325 \text{ V}$ ergeben. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass die Ergebnisse der elektrischen Leistung und der Energieerträge der Testfassaden im Wechselstromkreis aufgrund der geringen Modulanzahl und der damit verbundenen erhöhten Wechselrichterverluste geringer ausfallen als bei einer realen Fassade mit mehr PV-Modulen und einer sich dadurch höher einstellenden Eingangsspannung. Das genaue Verhältnis von Wechselrichterwirkungsgrad zu Eingangsspannung ist für jedes Gerät individuell. Da für den im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Wechselrichter keine Kennlinie existiert, kann eine Korrektur der Messergebnisse im Wechselstromkreis nicht durchgeführt werden.

$$U_{\max} = U_{\text{eff}} \cdot \sqrt{2}$$

Gleichung 21

Mit: U_{\max} : Maximalwert der Spannung [V]
 U_{eff} : Effektivwert der Spannung (230 V)

Wie bereits in Kapitel 4.2 erwähnt ist es während des Monitorings unvermeidlich, Tage mit fehlerhafter Messdatenaufzeichnung zu erhalten. Um daraus keine Verfälschung der Ergebnisse für den täglichen Energieertrag zu bekommen, wurden die betroffenen Tage deshalb komplett aus der Ertragsberechnung entfernt. Damit dennoch Aussagen über die monatliche Entwicklung der Erträge getroffen werden können, wurde eine Mittelung der mit Fehlern behafteten monatlichen Erträge nach Gleichung 22 und Gleichung 23 durchgeführt.

Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Aussagekraft eines gemittelten monatlichen Ertrages umso mehr abnimmt, je weniger betrachtete Messtage vorhanden sind. Dennoch kann diese Mittelung eine Aussage über die prinzipielle Entwicklung des Energieertrages zulassen. Zudem ist eine solche Aussage auch interessant für weiterführende Berechnungen, wie zum Beispiel energetische Bilanzierungen nach der Energieeinsparverordnung (EnEV).

Bei dieser wird der Energiebedarf eines Gebäudes monatlich bilanziert. Auch der Ertrag von PV-Anlagen an oder in unmittelbarer Nähe zum Gebäude befindlicher PV-Anlagen

wird dort nach Gleichung 19 berechnet und kann in die Bilanzierung einbezogen werden.¹⁸¹ Die Besonderheiten einer PV-Anlage in der Fassade werden im Rahmen des EnEV-Nachweises sowohl durch die Einstrahlung in Modulebene G_i , als auch, teilweise, durch den Systemleistungsfaktor f_{perf} berücksichtigt. Für die monatliche Einstrahlung in Modulebene sind dazu mittlere Strahlungsintensitäten für verschiedene Orientierungen und Neigungen des PV-Moduls in Tabelle E.6 der DIN V 18599-10 aufgelistet. Der Systemleistungsfaktor beschreibt dagegen temperaturbedingte Anlagenverluste. Eine Unterscheidung zwischen Dach- und Fassadenintegration wird dabei jedoch nicht gemacht. Dieser Punkt wird in Kapitel 4.4.3 noch ausführlicher behandelt.

Gleichung 22

$$Y_{A,\text{Mittel}} = \frac{Y_A}{n_{\text{Messtage}}} \cdot n_{\text{Monatstage}}$$

Gleichung 23

$$Y_{f,\text{Mittel}} = \frac{Y_f}{n_{\text{Messtage}}} \cdot n_{\text{Monatstage}}$$

- Mit:
- $Y_{A,\text{Mittel}}$: gemittelter normierter Energieertrag im Gleichstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs [Wh/ W_p]
 - Y_A : normierter Energieertrag im Gleichstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs [Wh/ W_p]
 - $Y_{f,\text{Mittel}}$: gemittelter normierter Energieertrag im Wechselstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs [Wh/ W_p]
 - Y_f : normierter Energieertrag im Wechselstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs [Wh/ W_p]
 - n_{Messtage} : Anzahl der betrachteten Messtage je Monat
 - $n_{\text{Monatstage}}$: Anzahl der Tage je Monat

In den Monaten April bis Juni 2015 mussten bei der Messung elektrischer Parameter im Gleichstromkreis (DC) der Warmfassade Messausfälle verzeichnet werden. Bedingt durch Überhitzung fielen die Sensoren zur Messung der

¹⁸¹ DIN V 18599-9.

Stromspannung im Gleichstromkreis aus, was sich sowohl auf die elektrische Leistung P_{DC} als auch auf den normierten Energieertrag Y_A im Gleichstromkreis auswirkt. Bei der Berechnung eines gemittelten monatlichen Energieertrages $Y_{A,Mittel}$ ist zu berücksichtigen, dass die fehlerhaften Aufzeichnungen von P_{DC} hauptsächlich an sonnigen Tagen stattfanden, welche bei der Mittelung nicht berücksichtigt werden können. Vor allem in den Monaten April bis Juni, in welchen die häufigsten Ausfälle zu verzeichnen waren, ist deshalb bei dem gemittelten Monatsertrag von einem zu geringen Wert auszugehen.

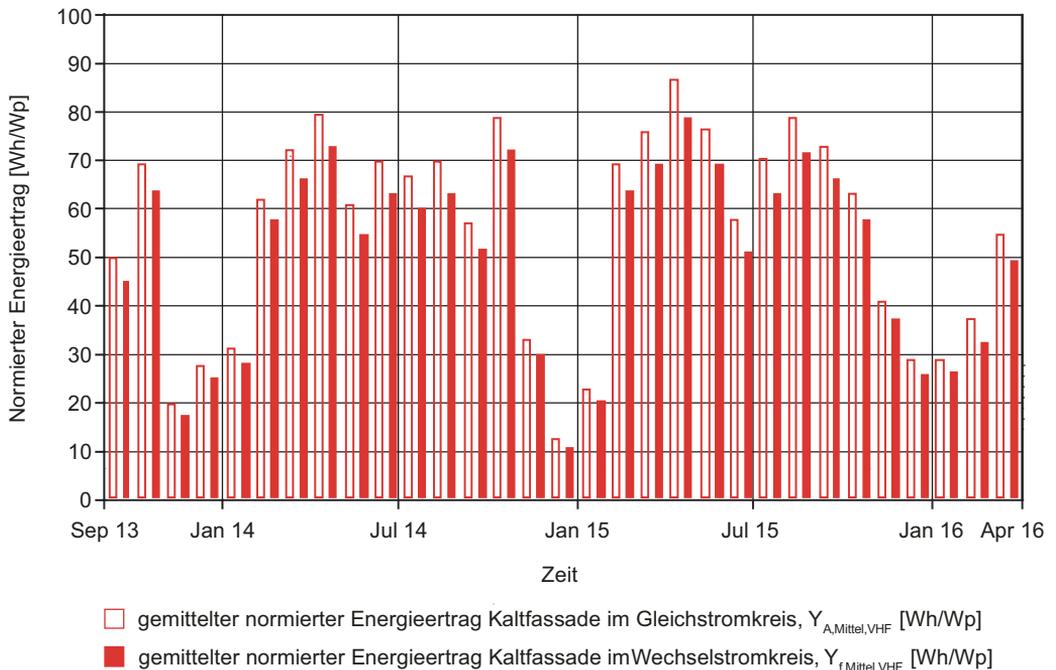


Bild 57

Gemittelter normierter monatlicher Energieertrag der PV-Module in der Kaltfassade im Gleichstromkreis $Y_{A,Mittel,VHF}$ und im Wechselstromkreis $Y_{f,Mittel,VHF}$.

Die Ergebnisse des gemittelten monatlichen Energieertrages für die PV-Module in der Kaltfassade (Bild 57) zeigen, dass der Ertrag im Wechselstromkreis stets geringer ausfällt als der Ertrag im Gleichstromkreis. Im Durchschnitt betragen die Verluste etwa 10 %. Vor allem in den Wintermonaten können sie jedoch auch auf 11 bis 12 % ansteigen. Der Grund hierfür liegt in häufigen Tagen mit sehr geringer Einstrahlung. Dabei wird auch von den PV-Modulen sehr wenig Energie erzeugt, womit der Wechselrichter nicht in seinem optimalen Leistungsbereich arbeiten kann und so zu dem ohnehin be-

reits vorhandenen verminderten Wirkungsgrad durch die geringe Eingangsspannung noch größere Umwandlungsverluste entstehen.

Weiterhin ist zu erkennen, dass die Erträge in den Wintermonaten (November bis Januar) deutlich geringer ausfallen als im restlichen Jahr. Dies lässt sich vor allem durch die Witterungsbedingungen am Monitoringstandort erklären. Zwar hat man den prinzipiellen Vorteil einer sehr hohen Einstrahlung in Modulebene über die Wintermonate aufgrund des niedrigen Sonnenhöhenwinkels, jedoch sind vor allem von November bis Januar häufig Tage anzutreffen, an denen eine starke Wolkendecke vorherrscht. So gab es zum Beispiel im November 2013 einen durchschnittlichen Bedeckungsgrad von 6,5 Achtel. Das bedeutet, dass 6,5 Achtel des Himmels (entspricht ca. 81 %) mit Wolken bedeckt sind. Zwar ist damit noch nicht gesagt, zu welcher Tageszeit die maximale Bewölkung vorlag, jedoch zeigt auch die Zahl von lediglich 37 Sonnenstunden deutlich, dass es sich hierbei um einen sehr bewölkten Monat handelte. Zum Vergleich dazu lag der durchschnittliche Bedeckungsgrad im Juni 2014 bei 5,2 Achteln bei einer Sonnenscheindauer von 242 Stunden. Eine weitere Ursache für geringere Erträge in den Monaten November bis Januar sind lokale Verschattungen, wie zum Beispiel benachbarte Gebäude. Deren Schattenwurf ist vor allem bei einer „tief stehenden“ Sonne sehr lang und kann Teile der Fassade bedecken.

Die Ergebnisse aus Bild 57 liefern die Erkenntnis, dass neben den geringen Erträgen im Winter über die restlichen Monate von Februar bis Oktober eine einigermaßen gleichmäßige Ertragsamplitude vorherrscht, was sie von PV-Modulen im Dachbereich unterscheidet. So profitieren die PV-Module im Frühjahr und Herbst von einer relativ tief stehenden Sonne in Verbindung mit vermehrten Tagen ohne Wolkendecke. In den Monaten um Juni herum sind dagegen sogar leichte Rückgänge erkennbar, da hier zwar wenig Wolken vorhanden sind, die Einstrahlung in Modulebene aber aufgrund der hoch stehenden Sonne auch geringer ist. Diese einigermaßen gleichmäßige Ertragsamplitude bei Fassaden ist vor allem bei der angestrebten Eigenbedarfsdeckung von Vorteil, da so übermäßige Energieerträge in Sommermonaten, wie beispielsweise bei Dachanwendungen der Fall, vermieden werden. Der absolute Energieertrag ist über das Jahr gesehen bei Dachanlagen dagegen teils deutlich höher.

Eine detailliertere Betrachtung zwischen Dach und Fassade ist in Kapitel 6.2 zu finden.

Der ertragsmäßige Einbruch im Juni 2015 ist neben den Witterungsbedingungen auch auf Messausfälle zurück zu führen. So ist die Messtechnik in diesem Zeitraum häufig an besonders sonnigen Tagen ausgefallen, weshalb in die Betrachtung nur wenige sonnige Tage einfließen. In dieser Hinsicht ist die Auswertung für diesen Monat mit Fehlern behaftet.

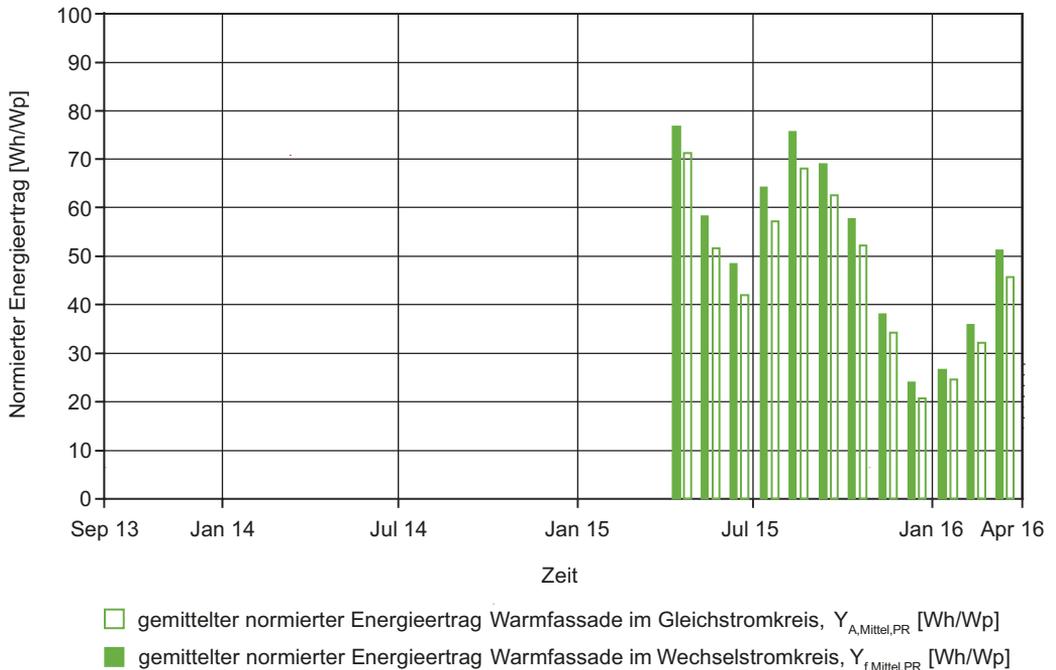


Bild 58

Gemittelter normierter monatlicher Energieertrag der PV-Module in der Warmfassade im Gleichstromkreis $Y_{A,Mittel,PR}$ und im Wechselstromkreis $Y_{f,Mittel,PR}$.

Die Erklärungen zum prinzipiellen Verlauf der Energieerträge für die PV-Module in einer Kaltfassade können in gleicher Art und Weise auch auf die PV-Module in der Warmfassade übertragen werden (Bild 58). Die Werte für die Monate April bis Juni sind aufgrund der bereits beschriebenen Messausfälle an sonnigen Tagen fehlerbehaftet. In den Wintermonaten kommt es aufgrund der Wanderung lokaler Verschattungen auf den Fassaden ebenfalls zu Verfälschungen der Ergebnisse. Ungeachtet der Monate April bis Juni sowie vereinzelt der Wintermonate fallen die Erträge (DC) in der Warmfassade im Mittel rund 6 % geringer aus, als in der Kaltfassade. Unterschiedliche Wirkungsgrade wurden durch

die Normierung auf die Nennleistung dabei schon heraus gerechnet. Als mögliche Erklärung kann hier eine höhere Modultemperatur angesehen werden, welche den Wirkungsgrad minimiert. Die Ertragsminderung im Wechselstromkreis im Vergleich zum Gleichstromkreis liegt bei den PV-Modulen in der Warmfassade im Mittel ebenfalls bei rund 10 %. Allerdings ist hier eine größere monatliche Schwankung als bei den PV-Modulen in der Kaltfassade zu verzeichnen. Dies liegt hauptsächlich an den geringeren Wirkungsgraden der PV-Module in der Warmfassade. Dadurch ergeben sich auch geringere absolute Leistungswerte, weshalb der Wechselrichter öfters in einem ungünstigen Leistungsbereich arbeitet.

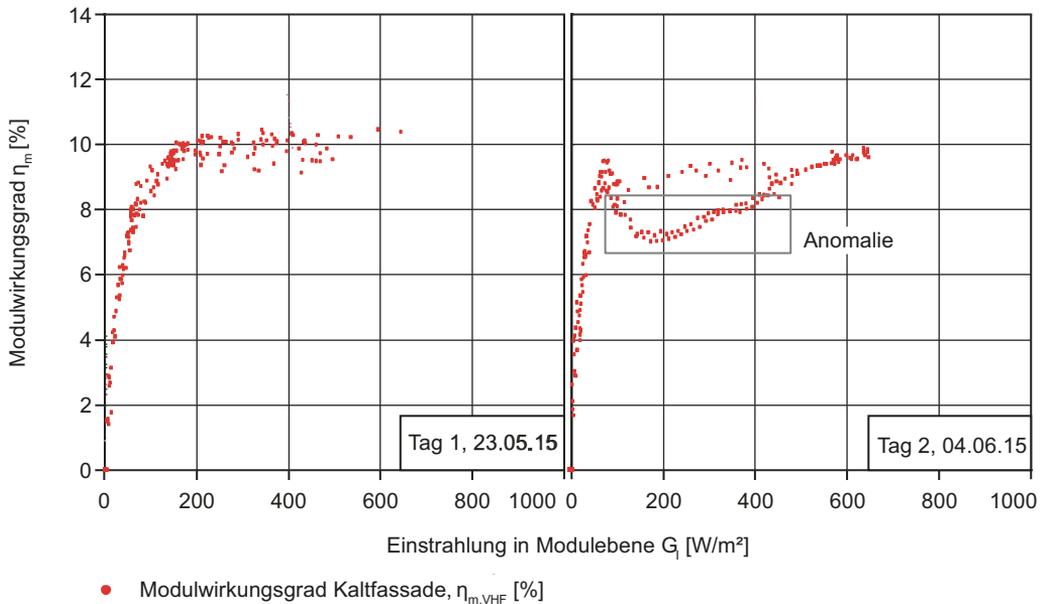
Neben der prinzipiellen Verteilung der monatlichen Energieerträge über das Jahr gilt zu berücksichtigen, dass es dennoch größere Schwankungen in den Werten und dem jährlichen Verlauf geben kann, welche von den vorherrschenden Witterungsbedingungen abhängig sind. Immerhin haben Wolkenbildung und Großwetterlagen einen entscheidenden Einfluss auf die solare Einstrahlung, welche auf ein PV-Modul trifft. So ist es auch nicht verwunderlich, dass es zwischen den monatlichen Werten aus verschiedenen Jahren zu Schwankungen kommen kann. Für eine Aussage zu jährlichen Erträgen wird an dieser Stelle auf die weiteren Auswertungen in Kapitel 6 verwiesen.

4.4 Wirkungsgrad

4.4.1 Modulwirkungsgrad

Bei der Abbildung des Modulwirkungsgrades η_m über die Einstrahlung in Modulebene G_I zeigt sich, welche Leistungsfähigkeit die PV-Module bei unterschiedlichen Lichtverhältnissen, wie zum Beispiel bei Schwachlicht ($G_I < 200 \text{ W/m}^2$), aufweisen. Zudem können bei der Betrachtung des Wirkungsgrades einzelner Tage bestimmte Phänomene oder Anomalien aufgezeigt und erläutert werden. So zeigt der linke Graph in Bild 59 eine typische Verlaufskurve für den Modulwirkungsgrad in Abhängigkeit der Einstrahlung, welche einer Wurzelfunktion ähnelt. Im Schwachlichtbereich von 0 bis 200 W/m^2 ist der Wirkungsgrad sehr gering und über 200 W/m^2 nahezu konstant bis leicht steigend. Der rechte Graph zeigt die Verlaufskurve für einen anderen Tag mit einer Anomalie. Neben dem typischen Verlauf sackt hier zusätzlich der Wirkungsgradverlauf bei einer Einstrahlung

von $G_I \approx 100 \text{ W/m}^2$ bis auf $\eta_m \approx 7 \%$ ab und steigt anschließend mit zunehmender Einstrahlung wieder an.



Bei einer genaueren Betrachtung weiterer aufgezeichneter Messdaten zeigt sich, dass die Anomalie vor allem an sonnigen Tagen im Sommerhalbjahr auftritt. Der Zeitpunkt der Anomalie an den betroffenen Tagen ist zudem immer in den Morgen- und Abendstunden bei einem Sonnenhorizontalwinkel um 90° und 270° . Diese Zeitpunkte entsprechen den bereits in Bild 52 und Bild 53 erläuterten Knicken im Verlauf der Einstrahlung auf die PV-Module. Im Bereich dieser „Knicke“ kommt es an wolkenlosen Tagen zu einem schlagartigen Wechsel des Kurvenanstieges sowohl von der Einstrahlung als auch von der elektrischen Leistung, da zwischen den Sonnenhorizontalwinkeln 90° und 270° direkte Solarstrahlung auf die PV-Module trifft. Unter 90° und über 270° dagegen maximal diffuse Solarstrahlung zu verzeichnen ist. Da beide Parameter (G_I und P_{DC}) für die Berechnung von η_m benötigt werden (Gleichung 14), können sich bereits geringe zeitliche Verzögerungen zwischen veränderter Einstrahlung und einer sich daraus ergebenden veränderten elektrischen Leistung in Form dieser Anomalie auswirken. Dies ist der Fall, wenn eine höhere Einstrahlung schneller aufgezeichnet wird als eine höhere Leistung, was eine Verringerung des Wirkungsgrades zur Folge hat. Bild 60 verdeutlicht dieses

Bild 59

Besonderheiten im Verlauf des Wirkungsgrades von PV-Modulen in einer Kaltfassade $\eta_{m,VHF}$ an unterschiedlichen Tagen. Der prinzipielle Verlauf von η_m ist auch bei den PV-Modulen in einer Warmfassade so zu beobachten.

Phänomen für den 4. Juni 2015, den Tag der Anomalie aus Bild 59.

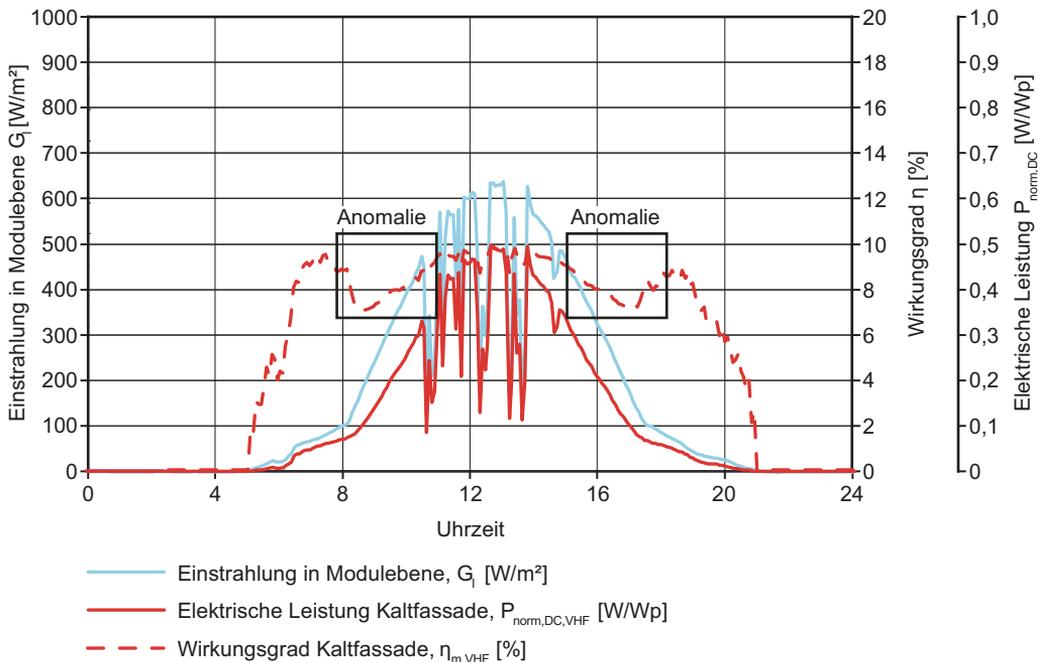


Bild 60

Kurvenverlauf von Einstrahlung in Modulebene G_i , normierter elektrischer Leistung im Gleichstromkreis $P_{\text{norm,DC}}$ und Modulwirkungsgrad η_m an einem Tag mit Anomalie.

Dass die Anomalie nur in den Sommermonaten und nicht in den Wintermonaten zu sehen ist bestätigt die Theorie, dass die „Knicke“ im Verlauf von Einstrahlung und elektrischer Leistung die Ursache dafür sind. Immerhin liegen Sonnenauf- und Sonnenuntergang in den Wintermonaten zwischen einem Sonnenhorizontalwinkel von 90 und 270 °. Somit gelangt nur direkte Solarstrahlung auf die PV-Module und die „Knicke“ können nicht entstehen. Auch Wirkungsgradverläufe anderer PV-Anlagen, welche sich von den in dieser Arbeit betrachteten Systemen sowohl im Standort als auch in ihrer Ausrichtung unterscheiden, zeigen ähnliche Anomalien immer im Bereich der Knicke im Verlauf von Einstrahlung und elektrischer Leistung.

Eine weitere Möglichkeit für das Auftreten solcher Anomalien wäre beispielsweise auch die fehlerhafte Ausrichtung des Einstrahlungssensors. Wäre dieser nicht exakt in der Ebene der PV-Module können ebenfalls Fehler entstehen. Diese Fehlerquelle kann jedoch ausgeschlossen werden. Im Übrigen würde bei solch einem Fehler kein symmetrischer

Verlauf der Anomalie in den Morgen- und Abendstunden erfolgen und auch an anderen Tagen würden Fehler entstehen.

Für weitere Betrachtungen wird im Rahmen dieser Arbeit der integrale Modulwirkungsgrad $\eta_{m,dt}$ nach Gleichung 15 verwendet, welcher die Leistungsfähigkeit des PV-Moduls über einen längeren Zeitraum berücksichtigt. Anomalien wie zuvor beschrieben, welche bereits durch einen geringen zeitlichen Versatz der gemessenen Parameter entstehen können, gibt es durch die Integration über einen längeren Zeitraum nicht. Die Betrachtungszeiträume sind sowohl Tage als auch Monate. Tage, an denen es bei mindestens einem PV-System zu fehlerhaften Messdatenaufzeichnungen gekommen ist, werden bei allen Fassadensystemen komplett aus der Betrachtung entfernt. Dies soll eine Vergleichbarkeit der verschiedenen Systeme untereinander gewährleisten.

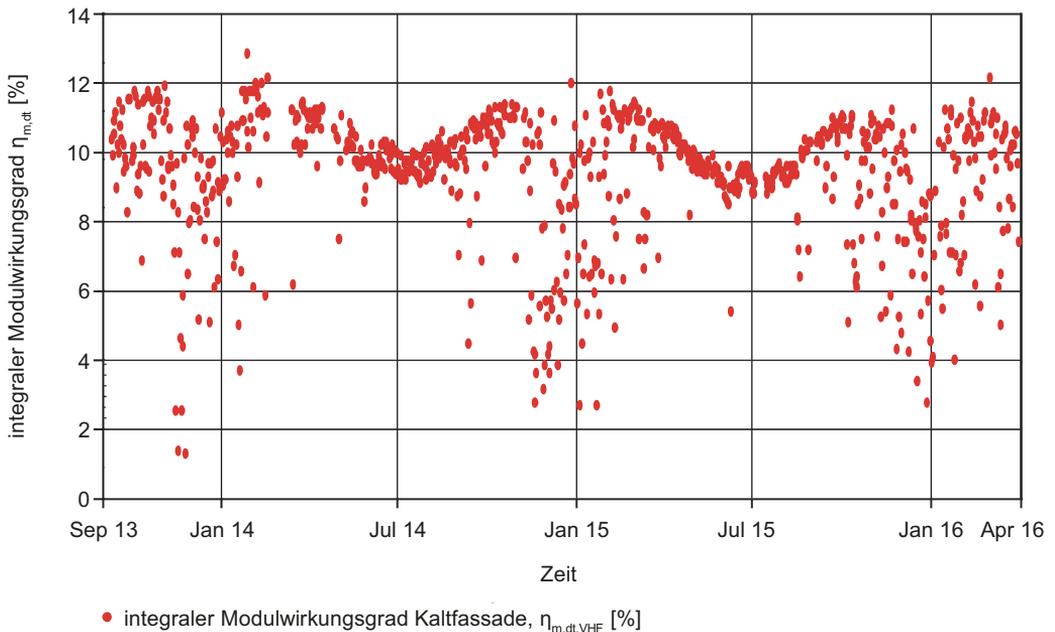


Bild 61

Täglicher integraler Modulwirkungsgrad $\eta_{m,dt}$ für die PV-Module in einer Kalfassade.

Ein Blick auf den täglichen integralen Wirkungsgrad für die PV-Module in der Kalfassade (Bild 61) zeigt sowohl Schwankungen über das gesamte Jahr gesehen als auch teils mehr oder weniger stark ausgeprägte Streuungen in bestimmten Monaten. Ähnlich wie auch bei der korrigierten Nennleistung ist der integrale Wirkungsgrad im Sommer am

geringsten und liegt mit $\eta_{m,dt,VHF} \approx 10\%$ teils deutlich unter dem im Datenblatt angegebenen Modulwirkungsgrad unter STC von $\eta_{m,STC,VHF} 12,5\%$.¹⁸² Auch der Wirkungsgrad unter NOC von $\eta_{m,NOC,VHF} 11,5\%$ wird nur manchmal erreicht. Im Frühjahr und Herbst erreicht der Wirkungsgrad dagegen seinen Höchststand. In den Monaten November bis Januar ist eine starke Streuung der Werte festzustellen, wie auch bei den Werten zur korrigierten Nennleistung.

Die Erklärungen zu den Ergebnissen sind in etwa die gleichen wie auch bei der korrigierten Nennleistung. Durch die hoch stehende Sonne im Sommer gibt es vermehrt Reflexionsverluste. Gepaart mit hohen Modultemperaturen ergibt sich so ein geringerer Modulwirkungsgrad. In den Monaten November bis Januar hat man häufig Tage mit Bewölkung, sehr geringer Einstrahlung und Teilverschattungen durch umliegende Gebäude. Gemäß Bild 59 ist der Modulwirkungsgrad bei diesen geringen Einstrahlungen ($G_I < 200 \text{ W/m}^2$) teils weit unter dem im Datenblatt angegebenen Wirkungsgrad. Dies erklärt die große Streuung. In den Frühlings- und Herbstmonaten gibt es die beste Kombination aus tief stehender Sonne und häufig wolkenlosen Tagen, weshalb hier eine hohe Einstrahlung gepaart mit relativ geringen Reflexionsverlusten zu einem hohen Modulwirkungsgrad führt.

Für einen besseren Vergleich der beiden Fassadensysteme wird nachfolgend der integrale Modulwirkungsgrad je Monat betrachtet (Bild 62). Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass die absoluten Werte der beiden Fassadentypen nicht direkt miteinander verglichen werden können, da die verwendeten PV-Module in der Kaltfassade mit $\eta_{m,STC,VHF} = 12,5\%$ einen anderen Modulwirkungsgrad haben als die PV-Module in der Warmfassade mit $\eta_{m,STC,PR} = 11,1\%$.

Die Ergebnisse aus Bild 62 bestätigen die zuvor getroffenen Aussagen zum täglichen integralen Wirkungsgrad. Vor allem in den Monaten November bis Januar sowie um den Juni sind tendenziell die geringsten integralen Modulwirkungsgrade zu erwarten. Im Frühling und Herbst ist dagegen mit den höchsten Wirkungsgraden zu rechnen. Allerdings kann

¹⁸² Vergleiche Manz 2013.

es je nach tatsächlichem Witterungsverlauf auch Konstellationen geben, in denen auch Wintermonate einen hohen integralen Modulwirkungsgrad aufweisen, wenn es zum Beispiel viele Tage mit wenig Bewölkung gibt. Dies verdeutlicht einmal mehr, wie abhängig die Kennwerte von den Wetterbedingungen sind.

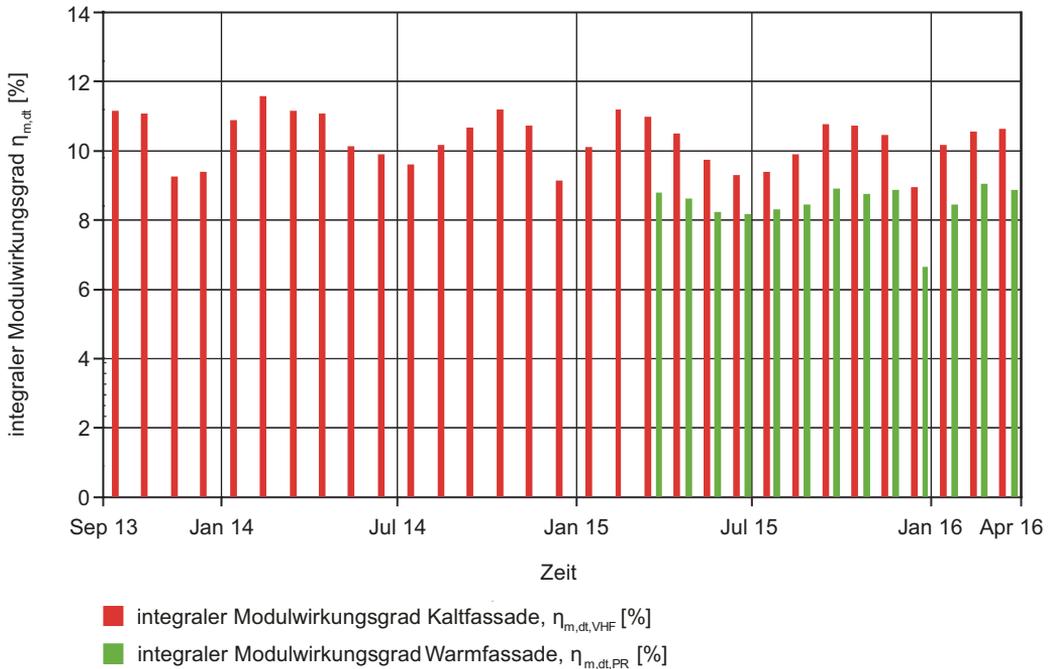


Bild 62

Monatlicher integraler Modulwirkungsgrad $\eta_{m,dt}$ für die PV-Module in der Kalt- und Warmfassade.

Damit ist auch zu erklären, warum zu keiner Zeit selbst die in den Datenblättern angegebenen Modulwirkungsgrade unter NOC von $\eta_{m,NOC,VHF} = 11,5\%$ und $\eta_{m,NOC,PR} = 10,5\%$ erreicht werden. Die Modulwirkungsgrade in den Datenblättern werden bei standardisierten Randbedingungen, unter anderem bei einer Einstrahlung in Modulebene von $G_I = 800 \text{ W/m}^2$, gemessen. Für den integralen Modulwirkungsgrad liegt G_I die meiste Zeit unter 800 W/m^2 und es werden auch Zeiten berücksichtigt, in denen G_I unter 200 W/m^2 liegt. Wie bereits erwähnt, ist der Modulwirkungsgrad vor allem in diesem Schwachlichtbereich wesentlich geringer. Dies führt dazu, dass in den benannten Monaten mit häufiger Bewölkung (November und Dezember) der integrale Modulwirkungsgrad teilweise um 27 % geringer ausfällt als der Modulwirkungsgrad nach Datenblatt unter STC. Im Sommer (Juni und Juli) gibt es ebenfalls Differenzen von

bis zu 27 %. Hier sind aber weniger die Bewölkung, sondern vielmehr höhere Reflexionsverluste und Modultemperaturen die Ursache. In den Frühlings- und Herbstmonaten beträgt die minimale Differenz dagegen „nur“ rund 10 %.

4.4.2 Relativer Modulwirkungsgrad

Um dennoch einen direkten Vergleich der PV-Module in den beiden Fassadensystemen zu erreichen, wird in diesem Unterkapitel der relative Modulwirkungsgrad $\eta_{m,rel}$ betrachtet. Dieser wird nach Gleichung 16 beziehungsweise Gleichung 17 aus Kapitel 3.2.3 berechnet und gibt das prozentuale Verhältnis von aktuell erreichtem Wirkungsgrad zum Wirkungsgrad nach Datenblatt unter STC und NOC an. Bei $\eta_{m,rel} = 100 \%$ entspricht der aktuelle Wirkungsgrad demnach genau dem Wirkungsgrad des Datenblattes. Neben dem Vergleich verschiedener PV-Module gibt dieser Wert zudem noch Aufschluss darüber, inwiefern das PV-Modul die in den Datenblättern angegebenen Werte erreicht.

Für aussagekräftige Ergebnisse wird $\eta_{m,rel}$ nur bei bestimmten Randbedingungen aufgezeichnet, welche denen bei der Bestimmung der Nennleistung unter STC und NOC entsprechen. Mit dieser Nennleistung lässt sich der Modulwirkungsgrad nach Datenblatt bestimmen. Nach Kapitel 3.2.1 ist dies bei STC eine Bestrahlungsstärke von $G_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$, eine Modultemperatur von $T_m = 25 \text{ °C}$ und ein Standard-Lichtspektrum AM 1,5 nach DIN EN 60904-3. Die Werte bei NOC unterscheiden sich zum einen in der Bestrahlungsstärke ($G_{NOC} = 800 \text{ W/m}^2$) und in der Modultemperatur (NOCT). Diese beträgt laut Datenblättern beim PV-Modul in der Kaltfassade 47 °C , bei dem PV-Modul in der Warmfassade 40 °C . Während Messdaten bei bestimmten Temperaturen leicht aus den Datenaufzeichnungen zu filtern sind, wird das für das Lichtspektrum bereits schwieriger, da ein geeignetes Messgerät nicht zum Monitoringaufbau gehört. In Anlehnung an Muñoz-Garcia wird das Lichtspektrum daher ansatzweise in Abhängigkeit des Sonnenhöhen- und Sonnenhorizontalwinkels bestimmt.¹⁸³

Die Bezeichnung AM steht für „Air Mass“ und bezeichnet die äquivalente Luftmasse der Erdatmosphäre, durch welche die

¹⁸³ Vergleiche Muñoz-Garcia 2012, Seite 3050.

Solarstrahlung auf dem Weg zur Erdoberfläche hindurch muss. Beim Durchdringen der Luftmasse wird die Solarstrahlung durch Luftmoleküle und Aerosole abgeschwächt, was sich auf das ankommende Sonnenspektrum auswirkt. Gelangt das Sonnenlicht senkrecht auf die Erdoberfläche, ist der Weg durch die Atmosphäre am geringsten (AM 1).

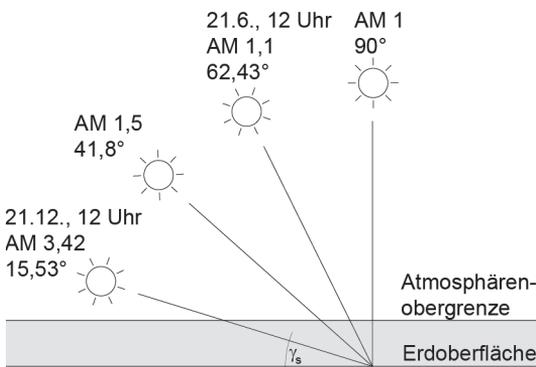


Bild 63

Air Mass bei unterschiedlichen Sonnenhöhenwinkeln nach Weller 2009a, Seite 12. Das Verhältnis von Sonnenhöhenwinkel zu den angegebenen Tagen gilt für den Standort des Freibewitterungsteststandes. Die Uhrzeit am 21.6. berücksichtigt nicht die Zeitumstellung, sonst wäre der Höchststand um 13 Uhr.

Je geringer der Sonnenhöhenwinkel, umso länger wird auch der Weg der Strahlung durch die Atmosphäre. Folglich kann AM nach Gleichung 24 über den Sonnenhöhenwinkel γ_s abgebildet werden (Bild 63).¹⁸⁴

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s}$$

Gleichung 24

Mit: AM: Air Mass
 γ_s : Sonnenhöhenwinkel [°]

Im Rahmen der Auswertung wird der betrachtete Bereich etwas größer gefasst, um genügend Messdaten zu erhalten. Somit werden als untere und obere Grenze Sonnenhöhenwinkel von $\gamma_s = 38,7^\circ$ (AM 1,6) und $\gamma_s = 45,6^\circ$ (AM 1,4) verwendet. Um zudem auch die Reflexionsverluste durch einen sich ändernden Sonnenhorizontalwinkel so gering wie möglich zu halten werden nur Messdaten verwendet, bei welchen die Einstrahlungsrichtung maximal $\pm 15^\circ$ von der Senkrechten zur Modulebene abweicht (Bild 64). Da die Modulebene im betrachteten Fall nach Süden ausgerichtet ist entspricht dieser Korridor in etwa jeweils eine halbe Stunde vor und nach Sonnenhöchststand.

¹⁸⁴ Vergleiche Weller 2009a, Seite 12.

Bild 64

Grenzen des horizontalen Einfallswinkels der Solarstrahlung auf die PV-Module zur Filterung der Messdaten für die Berechnung des relativen Modulwirkungsgrades

$\eta_{m,rel}$

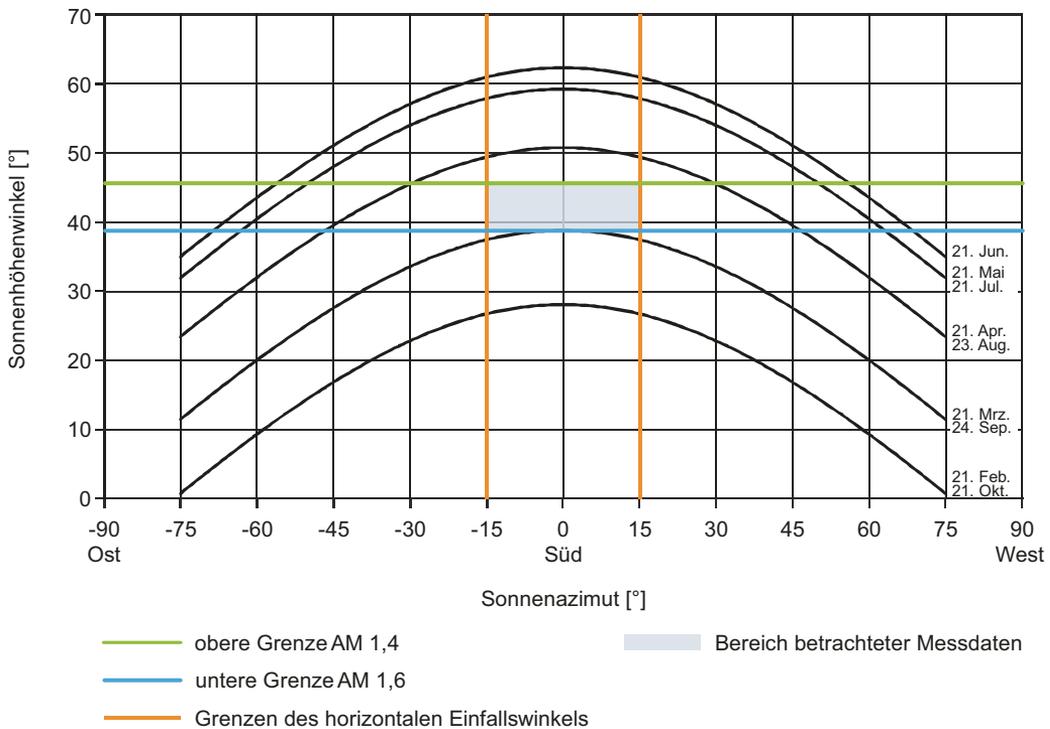
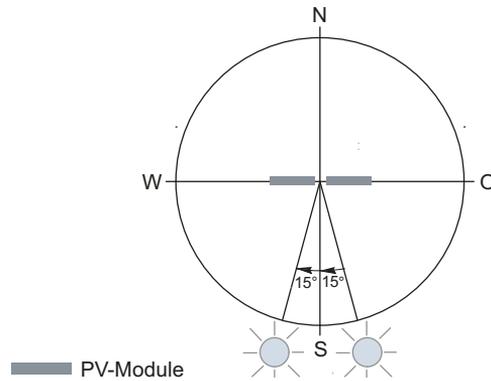


Bild 65

Sonnenbahndiagramm für die betrachteten BIPV-Systeme mit den Grenzen des Sonnenhöhen- und Sonnenazimutwinkels zur Filterung der Messdaten für die Berechnung des relativen Modulwirkungsgrades $\eta_{m,rel}$.

Betrachtet man den Verlauf der Sonne in einem Sonnenbahndiagramm (Bild 65) fällt auf, dass durch die Einschränkung von Sonnenhöhen- und Sonnenhorizontalwinkel nur Messdaten an einigen wenigen Tagen im Jahr zu nur ganz bestimmten Zeiten für die Berechnung des relativen Modulwirkungsgrades geeignet sind. Konkret handelt es sich hierbei um den Zeitraum 21. März bis 7. April und 7. September bis 23. September jeweils von 11:35 Uhr bis 12:35 Uhr. Der Sonnenhöchststand ist am Freibewitterungsteststand

12:05 Uhr. Für die Auswertung werden entgegen dem sonstigen Vorgehen nur Rohdaten und keine gemittelten Werte verwendet, um die Genauigkeit der Ergebnisse zu erhöhen.

Der relative Modulwirkungsgrad wird sowohl für die Modultemperaturen unter STC und NOC ($T_{m,STC} = 25 \text{ °C} \pm 0,5 \text{ K}$, $NOCT_{VHF} = 47 \text{ °C} \pm 3 \text{ K}$, $NOCT_{PR} = 40 \text{ °C} \pm 2 \text{ K}$) als auch für alle Modultemperaturen angegeben. Die Berechnung erfolgt für Strahlungsmessungen mit Si-Sensor, da dieser eine ähnliche spektrale Empfindlichkeit aufweist wie die PV-Module und deshalb für den Abgleich mit Werten aus dem Datenblatt besser geeignet ist.

Die Ergebnisse des relativen Modulwirkungsgrades gefiltert für T_{STC} und NOCT (Bild 66) zeigen zunächst den typischen Wirkungsgradverlauf, wie auch schon in Kapitel 4.4.1 beschrieben. Weiterhin ist zu sehen, dass die PV-Module in der Warmfassade unter STC vor allem im Bereich von 800 bis 1000 W/m^2 mit einem mittleren relativen Modulwirkungsgrad von $\eta_{m,rel,STC,PR} = 92,6 \%$ circa 6,7 % geringere Werte erzielen als die PV-Module in der Kaltfassade ($\eta_{m,rel,STC,VHF} = 99,4 \%$). Bezogen auf NOC sieht das anders aus. Hier erreichen die PV-Module in der Warmfassade in dem unter NOC relevanten Einstrahlungsbereich von $G_I = 800 \text{ W/m}^2 \pm 5 \%$ einen mittleren relativen Modulwirkungsgrad von $\eta_{m,rel,NOC,PR} = 97,1 \%$, die PV-Module in der Kaltfassade $\eta_{m,rel,NOC,VHF} = 99,0 \%$. Dennoch sinkt auch hier bei höheren Einstrahlungen der Wert wieder ab.

Für diese Abweichungen vom Datenblatt kann es mehrere Gründe geben, wie zum Beispiel:

- Filterung der Einstrahlung kann nicht exakt das Lichtspektrum nach DIN EN 60904-3 wiedergeben
- Wind- und andere Umweltverhältnisse
- Verschmutzung

Genau kann dies im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht beziffert werden, da die notwendigen Analysewerkzeuge nicht vorhanden sind.

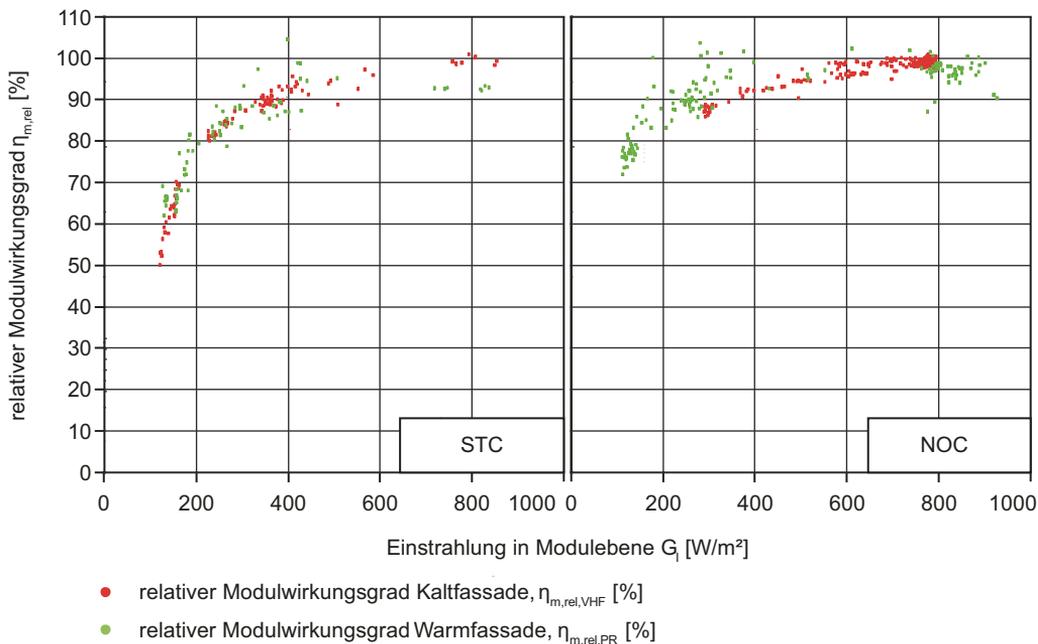


Bild 66

Relativer Modulwirkungsgrad $\eta_{m,rel}$ bezogen auf STC und NOC bei einer Filterung der Modultemperatur T_{STC} und NOCT.

Auch die Ergebnisse ohne Filterung der Modultemperatur (Bild 67) zeigen, dass die PV-Module in der Kaltfassade einen besseren relativen Modulwirkungsgrad aufweisen als die PV-Module in der Warmfassade. Hier zeigt sich der Unterschied bereits ab einer Einstrahlung von $G_i > 400$ W/m². Ebenfalls ist zu sehen, dass der relative Modulwirkungsgrad der PV-Module in der Warmfassade bei einer Einstrahlung von $G_i > 850$ W/m² einen Wert von $\eta_{m,rel,NOC,PR} = 98,8$ % erreicht. Bei den PV-Modulen in der Warmfassade sind es sogar $\eta_{m,rel,NOC,VHF} = 106,5$ %. Der hohe Wert über 100 % ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass die Bezugstemperatur bei dem PV-Modul in der Kaltfassade unter NOC bei 47 °C liegt. Bei hohen Einstrahlungen und Modultemperaturen unter 47 °C würde sich die elektrische Leistung des PV-Moduls im Vergleich zur Leistung unter NOC verbessern, was einen Wert von über 100 % bedeutet.

Im Einstrahlungsbereich von 400 W/m² < G_i < 800 W/m² erreichen die PV-Module in der Warmfassade einen mittleren relativen Modulwirkungsgrad von $\eta_{m,rel,NOC,PR} = 93,9$ %. Die PV-Module in der Kaltfassade liegen dagegen mit $\eta_{m,rel,NOC,VHF} = 99,1$ % nahe 100 %. Unter STC sinken beide Werte auf $\eta_{m,rel,STC,PR} = 88,3$ % und $\eta_{m,rel,STC,VHF} = 92$ %.

Diese Ergebnisse zeigen zwei Dinge. Zum einen geben die Angaben zu Modulparametern unter STC auf den Datenblättern nur bedingt die Realität wieder. Die Betrachtung der Werte unter NOC ist da wesentlich realistischer. Zum anderen zeigt sich jedoch unter allen Betrachtungsvarianten, dass die Warmfassade schlechter ist als die Kaltfassade. Zwar ist das nicht ausschließlich durch erhöhte Modultemperaturen in der Warmfassade zu erklären, jedoch ist dies einer der Hauptgründe.

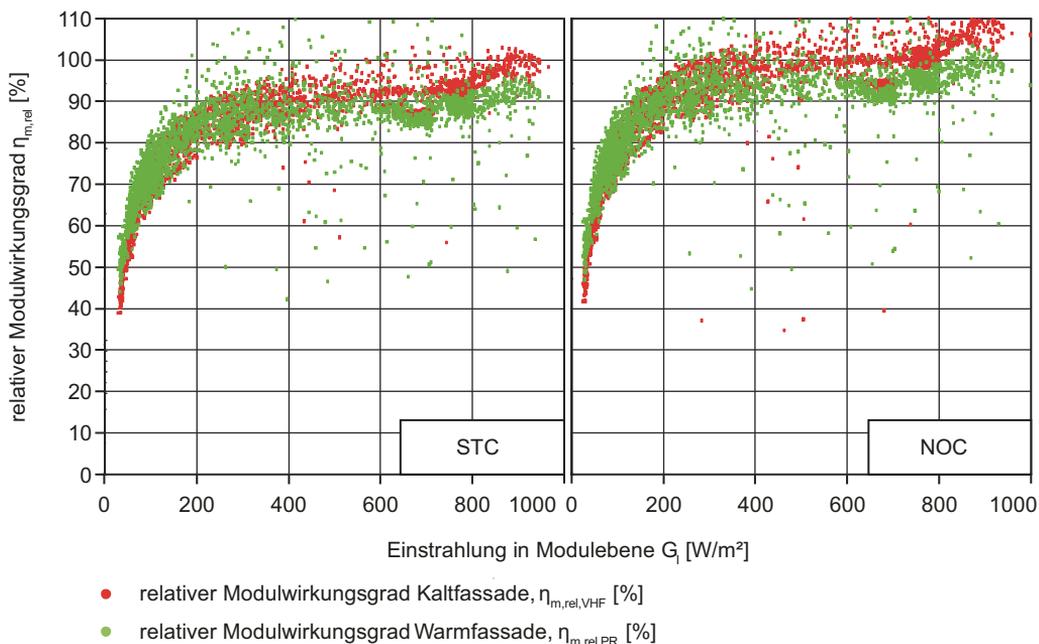


Bild 67
Relativer Modulwirkungsgrad $\eta_{m,rel}$ bezogen auf STC und NOC ohne Filterung der Modultemperatur.

Dies bestätigt bisherige Planungsgrundsätze, wonach eine Kaltfassade als hinterlüftete Fassadenkonstruktion einer nicht hinterlüfteten Warmfassade vorzuziehen ist. Immerhin liegt deren relativer Modulwirkungsgrad im oft vorkommenden Einstrahlungsbereich von $400 \text{ W/m}^2 < G_l < 800 \text{ W/m}^2$ um 4 (bezogen auf STC) beziehungsweise 5 % (bezogen auf NOC) über dem der Warmfassade.

4.4.3 Performance Ratio

Die Performance Ratio (PR) wird in diesem Unterkapitel analog zu Gleichung 18 aus Kapitel 3.2.3 berechnet und monatsweise aufgetragen. Aufgrund der Berücksichtigung der jeweiligen gemessenen Nennleistung P_{Flash} der einzelnen

PV-Module ermöglicht die Performance Ratio einen direkten Vergleich der beiden BIPV-Systeme untereinander. Dabei ist auch hier zu beachten, dass für die PV-Module in der Kaltfassade ein längerer Betrachtungszeitraum vorliegt als für die PV-Module in der Warmfassade. Tage, an denen bei einem BIPV-System Fehler in der Messdurchführung auftraten, wurden auch bei dem anderen BIPV-System nicht berücksichtigt, um die Vergleichbarkeit der BIPV-Systeme untereinander zu gewährleisten.

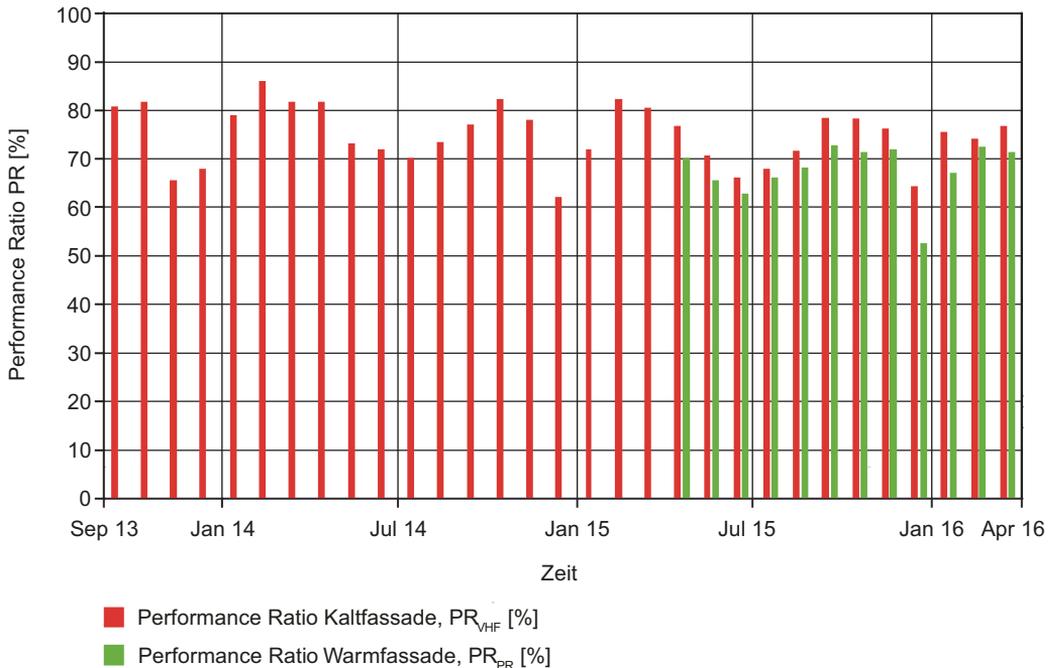


Bild 68
 Monatliche Performance Ratio PR für die PV-Module in einer Kalt- und Warmfassade.

Ein Blick auf den Verlauf der monatlichen Performance Ratio für beide PV-Module in Bild 68 zeigt einen ähnlichen Verlauf wie auch bei dem integralen Modulwirkungsgrad (Bild 62). So gibt es die geringsten Werte um den Monat Juni und die höchsten Werte in den Monaten Januar bis April sowie September bis November. Auch hier sind unterschiedliche Sonnenhöhenwinkel und Bewölkungsszenarien die maßgebenden Gründe für die monatlichen Unterschiede.

Weiterhin fällt auf, dass die Performance Ratio für die PV-Module in der Warmfassade immer geringer ist als für die PV-Module in der Kaltfassade. Die Abweichung ist je nach

Monat unterschiedlich, im Dezember 2015 jedoch am größten. Der Grund dafür liegt vor allem in einer lokalen Verschattung, welche durch die Wanderung der Sonne zu unterschiedlichen Zeiten auf die Fassadenflächen trifft. Insofern sind diese Unterschiede nicht allein durch die Fassadenkonstruktion bedingt, weshalb der Wert für den Dezember nicht für Auswertungen herangezogen werden sollte. Hierzu wird auf die vergleichenden Auswertungen in Kapitel 6 verwiesen, in welchen diese negativen Effekte herausgerechnet werden.

Im Mittel liegt die Abweichung dagegen bei 7,2 % für die Periode April 2015 bis März 2016. Da die Ausrichtung sowie die dahinterliegende elektrische Verschaltung bei beiden BIPV-Systemen die gleichen sind, kommen als Ursache für die Unterschiede sowohl die Modultemperaturen T_m als auch unterschiedliche Wirkungsweisen der Halbleitermaterialien der PV-Zellen in Betracht.

Unterschiedliche Wirkungsweisen der Halbleitermaterialien der PV-Zellen können vereinfacht über den relativen Modulwirkungsgrad $\eta_{m,rel}$ abgebildet werden. Bei der Auswertung dieses Wertes im vorangegangenen Kapitel (Bild 66) zeigte sich, dass die PV-Module in der Kaltfassade bei gleichen Bedingungen und gleichen Modultemperaturen ab einer Einstrahlung von $G_I > 800 \text{ W/m}^2$ höhere Werte erzielen als die PV-Module in der Warmfassade. In sämtlichen anderen Einstrahlungsbereichen unter 800 W/m^2 , welche während des Monitorings am häufigsten vorkommen, sind die relativen Modulwirkungsgrade beider PV-Module dagegen nahezu gleich. Die Unterschiede in der Performance Ratio lassen sich damit allein also nicht erklären. Die zweite wesentliche Ursache für die Unterschiede in der Performance Ratio wird demnach in der Modultemperatur vermutet, welche im nachfolgenden Kapitel 4.5 noch genauer untersucht wird.

Wie bereits in Kapitel 3.2.3 beschrieben, entspricht die Performance Ratio auch dem Systemleistungsfaktor f_{perf} , welcher für die Berechnung des Energieertrages von PV-Anlagen im Rahmen von energetischen Gebäudebilanzierungen nach E DIN EN 15316-4-3 und DIN V 18599-9 Anwendung findet. Dieser berücksichtigt die Einbausituation von PV-Modulen am Gebäude ebenfalls über die Modultemperatur. So entspricht ein Systemleistungsfaktor von $f_{perf} = 0,7$ der Situation eines unbelüfteten PV-Moduls, was einem Einbau in

einer Warmfassade gleicht. In der Schlussfolgerung gehen die Berechnungsnormen also von einer Performance Ratio für Warmfassaden von $PR = 70 \%$ aus. Für mäßig belüftete PV-Module liegt der Systemleistungsfaktor bei $f_{\text{perf}} = 0,75$. PV-Module in Kaltfassaden werden nach den Normen demnach mit $PR = 75 \%$ berechnet. Beide Werte liegen unter aktuell möglichen Jahreswerten für die Performance Ratio zwischen 80 und 90 % für neue und sorgfältig geplante Anlagen.¹⁸⁵

Über den gemeinsamen Bezugszeitraum von 01. April 2015 bis 31. März 2016 (ohne Dezember 2015 wegen Fehleinflüssen aus Teilverschattungen), erreichen die PV-Module in der Kaltfassade eine Performance Ratio von $PR = 73,5 \%$, die PV-Module in der Warmfassade von $PR = 68,8 \%$. Damit liegen die gemessenen Werte beider Fassadentypen um jeweils 2 % unter den normativen Werten. Das würde bedeuten, dass die Berechnungsnormen den PV-Ertrag von Fassadensystemen zu hoch ansehen. Betrachtet man jedoch die monatlichen Unterschiede in der PR fällt auf, dass vor allem in den Monaten Mai bis Juni sowie Dezember der normative Wert von 70 beziehungsweise 75 % unterschritten wird. In den restlichen Monaten ist dagegen häufig eine Überschreitung zu sehen.

Das lässt den Schluss zu, dass die derzeitige Berücksichtigung der PR in den Berechnungsnormen über einen jährlichen PR sehr oberflächlich ist und nicht dem genauen Verhalten entspricht. Gerade in Bezug auf eine möglichst hohe Anrechnung von PV-Strom auf den Energiebedarf von Gebäuden wäre eine realistischere Abbildung der Energieerträge sinnvoll. Immerhin werden die energetische Bilanzierung sowie die Anrechnung von PV-Strom bereits monatlich durchgeführt und auch Werte für die Einstrahlung werden monatsweise vorgegeben. So würde beispielsweise der anrechenbare Energieertrag bei einer höheren PR in Monaten mit einem hohen Energiebedarf (Februar, März, September, Oktober und November) zu einem höheren solaren Deckungsanteil führen. Die geringere PR in den Sommermonaten ist dagegen weniger nachteilig, da hier ein geringer Energiebedarf im Gebäude vorliegt und generell weniger Strom benötigt wird.

¹⁸⁵ Vergleiche Wirth 2016, Seite 77.

Da es sich bei den hier gemessenen Werten für die Performance Ratio nur um Werte aus einem Jahr handelt wäre in einem weiteren Schritt noch zu prüfen, inwiefern die vorherrschenden Witterungsrandbedingungen einem langjährigen Mittel entsprochen haben. Weiterhin sind die Werte für die PR in Bild 68 aufgrund des in Kapitel 4.3.3 beschriebenen schlechten Wechselrichterwirkungsgrades mit Fehlern behaftet. Bei der Betrachtung einer größeren Fassadenfläche mit mehr PV-Modulen würde sich aufgrund der höheren Systemspannung und des damit verbesserten Wechselrichterwirkungsgrades ein höherer Energieertrag im Wechselstromkreis einstellen. Dies würde auch den Wert der Performance Ratio erhöhen. Insofern kann hier kein direkter Vergleich mit den normativen Werten getätigt werden. An der prinzipiellen Empfehlung einer monatsweisen Betrachtung von Performance Ratio ändert das jedoch nichts.

Trotz Berücksichtigung der jeweiligen Modulalterungen lässt sich beim Verlauf der Performance Ratio der PV-Module in der Kaltfassade eine leicht abnehmende Tendenz feststellen. Hier ist jedoch zu erwähnen, dass die Performance Ratio auch in einem bestimmten Maß von Witterungsverhältnissen beeinflusst wird. So sind vor allem in Monaten mit viel Bewölkung geringere Werte zu erwarten, da bei einer geringen solaren Einstrahlung auch der Modulwirkungsgrad gering ist (Bild 59 links). Deutlich wird dies bei der Betrachtung der Monate November. Während die Performance Ratio im November 2013 bei $PR = 65,5 \%$ liegt, steigt diese im November 2015 auf $PR = 76 \%$. Betrachtet man die Witterungsverhältnisse in diesen Monaten zeigt sich, dass die Sonnenscheindauer im November 2013 37 Stunden betrug, im November 2015 dagegen 73,3 Stunden. Die Sonnenscheindauer ist die Zeit, in welcher direkte Solarstrahlung vorhanden ist, also keine Wolkendecke vorherrscht.¹⁸⁶ Das Beispiel zeigt, dass ein genauer Vergleich von gemessenen mit normativen Werten zur Performance Ratio nur unter Berücksichtigung der Witterungsrandbedingungen durchgeführt werden kann. Auch führen unterschiedliche lokale Verschattungen in den Monaten Dezember und Januar zu Unstetigkeiten, weshalb die Werte ohne Bereinigung nur bedingt aussagekräftig sind. Eine solche Bereinigung ist in der vergleichenden Betrachtung in Kapitel 6 durchgeführt worden.

¹⁸⁶ Klimaatlas Nordrhein-Westfalen 2016: Stichwort: Sonnenscheindauer.

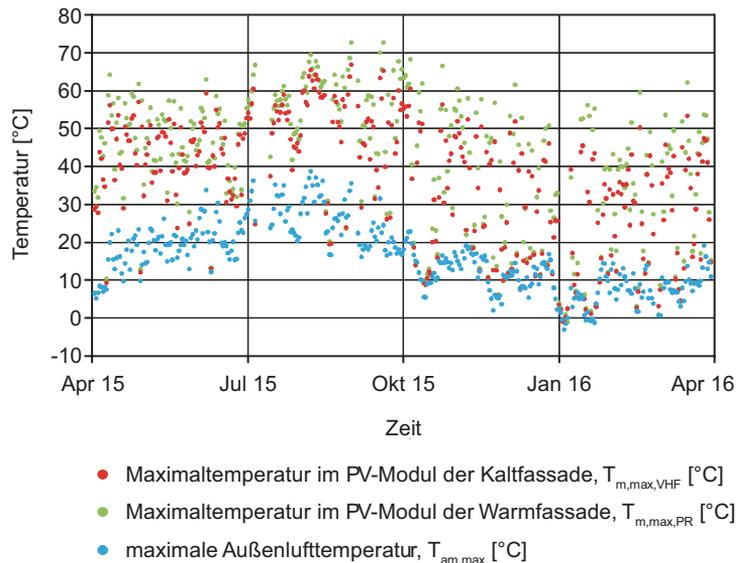
4.5 Temperatur der BIPV-Systeme

4.5.1 Tägliche Maximaltemperaturen

Die Auswertungen in den vorangegangenen Kapiteln haben aufgezeigt, dass die Modultemperatur einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf die Leistungsfähigkeit beziehungsweise den Wirkungsgrad des gesamten BIPV-Systems hat. In diesem Unterkapitel wird nun zunächst abgebildet, welche täglichen maximalen Modultemperaturen je BIPV-System zu erwarten sind und wie sich diese von der maximalen Außenlufttemperatur $T_{am,max,i}$ unterscheiden. Die angegebenen Werte für die Modultemperatur sind dabei der Mittelwert aller Temperatursensoren auf der Rückseite der PV-Module. Deren genaue Lage wurde in Kapitel 4.1 bereits umfassend beleuchtet.

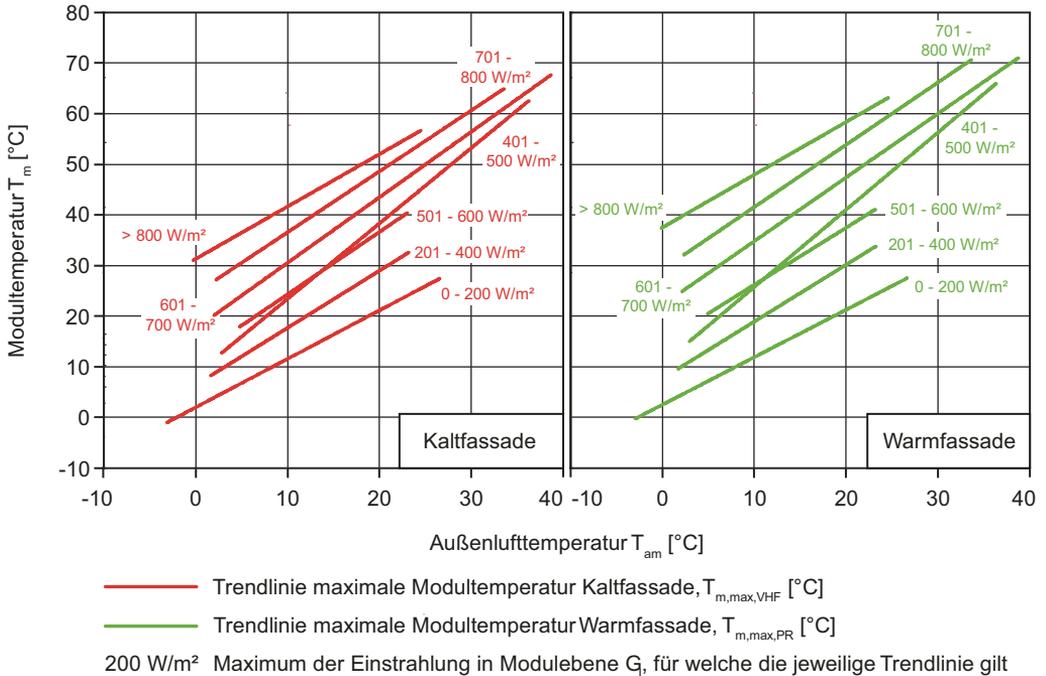
Um die beiden BIPV-Systeme direkt miteinander zu vergleichen, wird nur der Betrachtungszeitraum verwendet, in welchem beide Systeme zeitgleich arbeiteten. Somit ergibt sich ein Betrachtungszeitraum von einem Jahr, beginnend mit dem 1. April 2015 und endend mit dem 31. März 2016.

Bild 69
Tägliche Maximaltemperaturen der PV-Module $T_{m,max,i}$ in einer Kalt- und Warmfassade sowie der Außenlufttemperatur $T_{am,max,i}$.



Ein Blick auf Bild 69 zeigt, dass alle drei Temperaturen einem gleichmäßigen Trend folgen mit einem Maximum im August und September sowie einem Minimum im Januar und Februar. Weiterhin fällt auf, dass die PV-Module in der Warmfassade stets höhere Maximaltemperaturen aufweisen

als die PV-Module in der Kaltfassade. Dies ist insofern plausibel, da die PV-Module in der Warmfassade keine kühlende Hinterlüftung erfahren, wie das bei der Kaltfassade der Fall ist.



Betrachtet man die Trendlinien der täglichen Maxima der Modultemperatur $T_{m,max,i}$ in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene $G_{max,i}$ und der Außenlufttemperatur $T_{am,max,i}$ (Bild 70) zeigt sich, dass unabhängig vom Fassadensystem sowohl die Einstrahlung als auch die Außenlufttemperatur einen Anstieg der Modultemperatur bewirken. Dabei sind die Anstiege der Trendlinien innerhalb des jeweiligen Fassadensystems nahezu gleich. Lediglich die Trendlinie für Einstrahlungen zwischen 401 und 500 W/m² hat bei beiden Fassadensystemen einen größeren Anstieg, was durch besondere klimatische Bedingungen während des Monitorings erklärt werden kann.

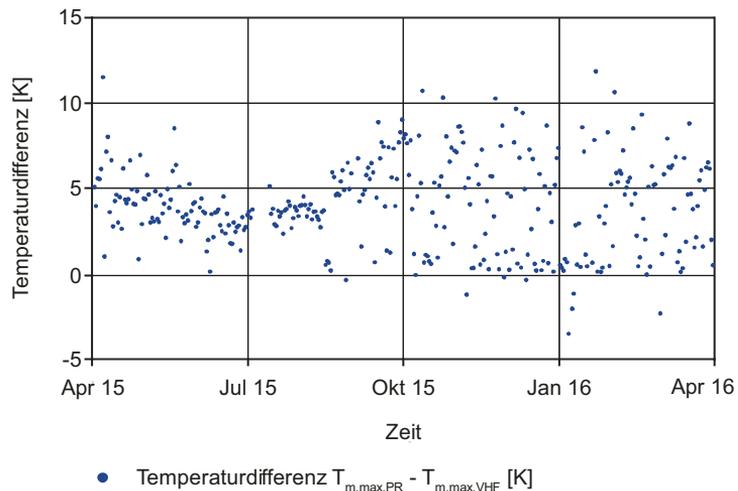
Der Unterschied zwischen den Maximalwerten der Modultemperatur für die beiden BIPV-Systeme ist ebenfalls einer jahreszeitlichen Schwankung unterworfen. Während es in den Monaten Juni und Juli Temperaturdifferenzen zwischen 3 und 4 K gibt, können die PV-Module in der Warmfassade

Bild 70

Tägliche Maximaltemperaturen der PV-Module $T_{m,max,i}$ in einer Kalt (links)- und Warmfassade (rechts) in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_i und der Außenlufttemperatur T_{am} .

im Winter sogar bis maximal 12 K wärmer werden als die PV-Module der Kaltfassade (Bild 71). Die größere Streuung der Werte außerhalb der Sommermonate ist durch bewölkte Tage zu erklären, welche häufiger in den Monaten Oktober bis April vorkommen. An bewölkten Tagen ist die Einstrahlung gering und die Modultemperaturen beider BIPV-Systeme sind ebenfalls auf einem geringen Niveau im Bereich der Außenlufttemperatur.

Bild 71
Differenz der täglichen Maximaltemperaturen der PV-Module $T_{m,max,i}$ in einer Kaltfassade zu den PV-Modulen in einer Warmfassade.



Die Betrachtung der Differenz der täglichen maximalen Modultemperaturen zwischen der Kalt- und der Warmfassade in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene und der Außenlufttemperatur zeigt ein interessantes Ergebnis (Bild 72). Danach ist der Unterschied der Modultemperatur zwischen Warm- und Kaltfassade hauptsächlich abhängig von der Einstrahlung in Modulebene. Die Höhe der Außenlufttemperatur hat darauf keinen wesentlichen Einfluss. Das bedeutet, dass an Standorten mit hoher solarer Einstrahlung eine Kaltfassade aufgrund der geringeren Modultemperaturen klare Vorteile gegenüber einer Warmfassade aufweist. An Standorten beziehungsweise bei Orientierungen mit meist geringen Einstrahlungen ist dieser Vorteil jedoch kaum vorhanden, weshalb dort auch BIPV-Systeme als Warmfassade ausgeführt werden können. Die in Bild 70 und Bild 72 gezeigten Abhängigkeiten basieren zwar auf täglichen Maximalwerten, gelten aber auch bei der Betrachtung aller Messwerte.

Die Ergebnisse aus Bild 72 sind auch die Erklärung für die geringen Temperaturdifferenzen zwischen Warm- und Kaltfassade von 3 bis 4 K in den Sommermonaten. In dieser Zeit

ist die Einstrahlung in Modulebene aufgrund des Sonnenhöhenwinkels geringer als in anderen Monaten. Außerhalb der Sommermonate liegen die Differenzen der täglichen Maximaltemperaturen zwischen Warm- und Kaltfassade, abgesehen von vereinzelt Spitzenwerten auf bis zu 12 K, zwischen 4 und 9 K (Bild 71), was durch eine hohe maximale solare Einstrahlungen von bis zu 1000 W/m² im Winter zu erklären ist.

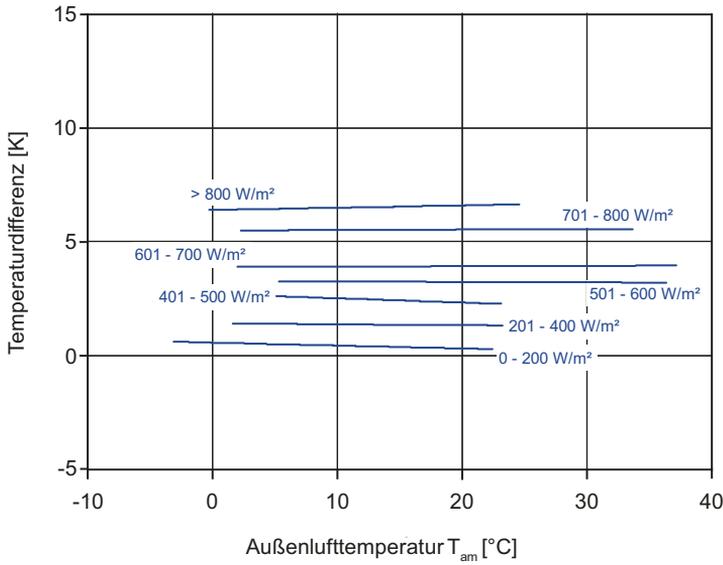


Bild 72
Differenz der täglichen Maximaltemperaturen der PV-Module in einer Kalt- und Warmfassade $\Delta T_{m,max,i}$ in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_i und der Außenlufttemperatur T_{am} .

— Trendlinie der Temperaturdifferenz, $\Delta T_{m,max}$ [K]
200 W/m² Maximum der Einstrahlung in Modulebene G_i , für welche die jeweilige Trendlinie gilt

Bei einem monokristallinen PV-Modul mit einem Temperaturkoeffizienten von bis zu $TK_P = -0,5 \text{ \%}/K$ würden diese Temperaturdifferenzen eine Leistungsminderung von 2 bis 4,5 % (bis maximal 6 %) allein durch die unterschiedliche Fassadenkonstruktion bedeuten. Die maximalen Modultemperaturen für beide Fassadenkonstruktionen wurden am 31. August 2015 gemessen. Sie betragen in der Kaltfassade $T_{m,max,VHF} = 66,9 \text{ °C}$ und in der Warmfassade $T_{m,max,PR} = 72,8 \text{ °C}$. Der Maximalwert der Außenlufttemperatur lag an diesem Tag bei $T_{am,max} = 35,6 \text{ °C}$.

Die Werte in Bild 73 zeigen, dass die maximalen Modultemperaturen in der Kaltfassade im Durchschnitt jeden vierten Tag über 50 °C lagen. Verglichen mit der Temperatur bei STC-Bedingungen von 25 °C bedeutet das einen Unter-

schied von mindestens 25 K. Für das monokristalline Beispiel ($TK_P = -0,5 \text{ \%}/K$) bedeutet dies eine Leistungsminde- rung von mindestens 12,5 %, welche im Schnitt an knapp 25 % aller Tage auftreten würde. Bei den PV-Modulen in der Warmfassade ist diese Entwicklung sogar noch gravieren- der. Hier überschreitet die Maximaltemperatur des PV-Mod- uls sogar an knapp 40 % aller Tage den Wert von 50 °C. Das zeigt, welche temperaturbedingten Leistungseinbußen bei der Integration von PV-Modulen in Fassadenflächen ent- stehen können. Allerdings gilt hier auch zu erwähnen, dass andere Montagemöglichkeiten von PV-Modulen, zum Bei- spiel im Freifeld oder auf dem Dach, ebenfalls zu maximalen Modultemperaturen über 25 °C führen können.

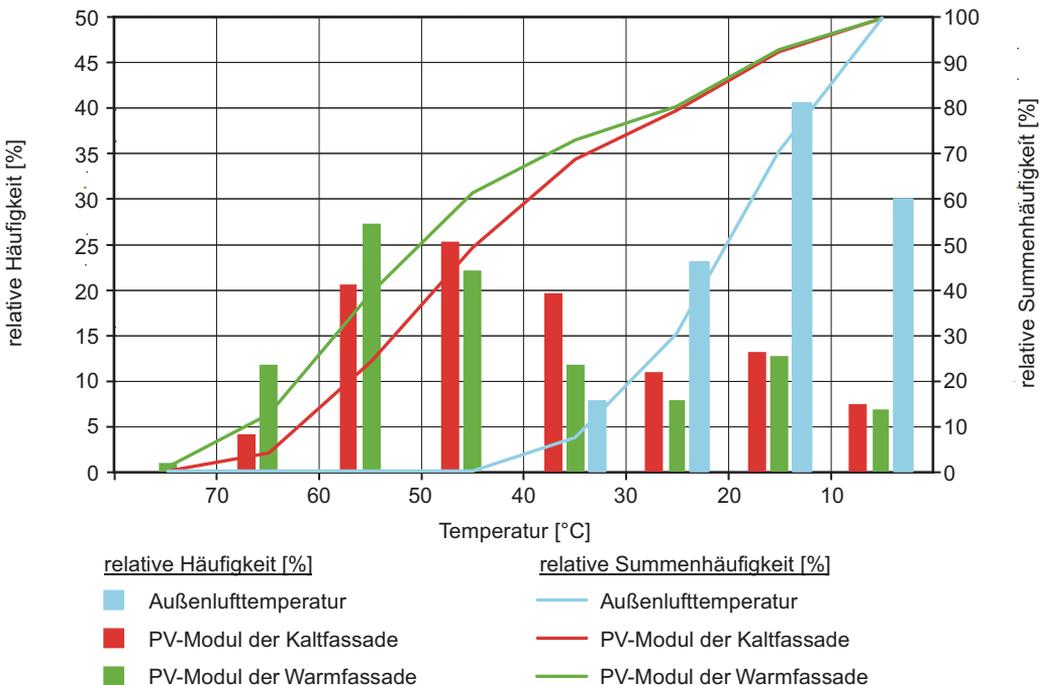


Bild 73
Häufigkeit der Überschrei- tung täglicher maximaler Temperaturen $T_{m,max,i}$ für PV- Module in der Kalt- und Warmfassade sowie die Au- ßenlufttemperatur $T_{am,max}$.

4.5.2 Temperaturverteilung im BIPV-System

Während sich im vorangegangenen Kapitel die Modultempe- ratur aus dem Mittelwert aller an der jeweiligen Fassaden- konstruktion installierten Temperatursensoren ergab, soll an dieser Stelle die Temperaturverteilung im BIPV-System ge- nauer untersucht werden. Daraus können Aussagen über den Einfluss der jeweiligen Fassadenkonstruktion auf die Temperaturverteilung im PV-Modul getroffen werden.

Zunächst wird dabei die Verteilung der Temperatur je PV-Modul betrachtet. Bei beiden Fassadentypen sind das jeweils oberste und unterste PV-Modul mit einem Temperatursensor in Modulmitte und Modulecke ausgestattet (Bild 43 und Bild 47). Beim Vergleich der Messwerte zeigt sich, dass bei beiden BIPV-Systemen die Modultemperaturen in den Eckbereichen geringer sind als in Modulmitte. Dennoch gibt es je nach Fassadensystem weitere Besonderheiten. So ist bei der Kaltfassade die Differenz zwischen Eckbereich und Modulmitte bei dem untersten PV-Modul wesentlich größer als bei dem obersten PV-Modul (Bild 74).

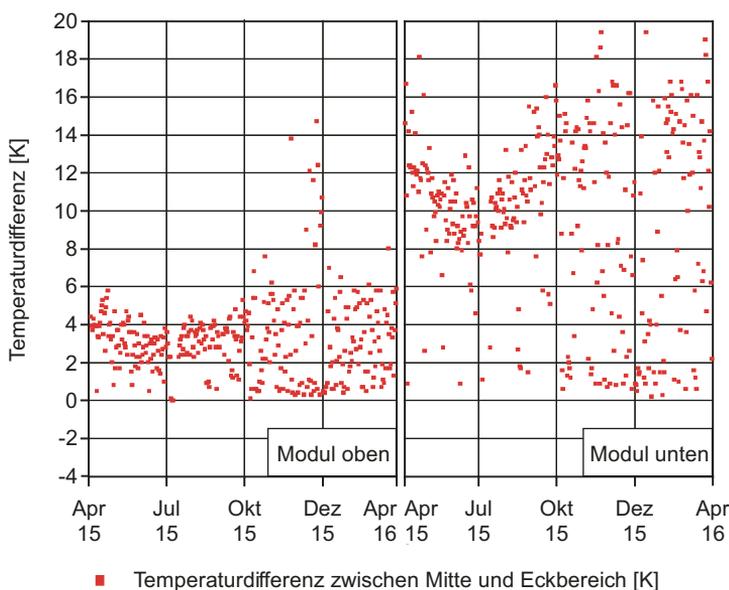


Bild 74
Differenz der täglichen maximalen Modultemperatur $T_{m,max,i}$ zwischen Eckbereich und Modulmitte für das oberste und unterste PV-Modul in der Kaltfassade. Die täglichen maximalen Temperaturwerte wurden hier für eine bessere Übersicht verwendet. Die Auswertung mit allen Messdaten zeigt das gleiche Bild.

Die Differenz streut zudem über das Jahr gesehen und liegt für das obere PV-Modul bei 2 bis 4 K im Sommer und 0 bis 6 K im Winter (ungeachtet einiger weniger Ausreißer). Bei dem unteren PV-Modul bewegen sich die Werte im Bereich von 9 bis 12 K im Sommer und 1 bis 17 K im Winter. Auffällig ist zudem eine große Streuung der Werte. Korrelationsuntersuchungen mit der Außenlufttemperatur und der Einstrahlung in Moduleben zeigten, dass die Einstrahlung sowie die Außenlufttemperatur nicht die alleinigen Ursachen für die Größe der Temperaturdifferenzen darstellen. Vielmehr bewirken weitere Faktoren, wie Windgeschwindigkeit und Windrichtung, die große Streuung der Werte. Eine eindeu-

tige Voraussage über zu erwartende Temperaturunterschiede kann deshalb durch die Vielzahl an Einflussparametern nicht gemacht werden.

Der generelle Unterschied zwischen Modulmitte und Eckbereich kann durch die Fassadenkonstruktion erklärt werden. So schließt die Fassadenkonstruktion am rechten Rand ab, weshalb hier kein weiteres PV-Modul angrenzt (Bild 44). Weiterhin kommt es aufgrund der horizontalen und vertikalen Fugen zwischen PV-Modul zu PV-Modul und PV-Modul zu Fassadenrand zu einer verstärkten Hinterlüftung der Randbereiche, was eine zusätzliche Kühlung bewirkt. Der Unterschied in der Temperaturdifferenz zwischen obersten und untersten PV-Modul liegt ebenfalls an der Hinterlüftung. So sitzt der Temperatursensor im Eckbereich des untersten PV-Moduls nahe dem unteren Rand der gesamten Fassadenkonstruktion. Kalte Luft strömt in diesem Bereich hinter die PV-Module, entzieht diesen die thermische Energie und steigt nach oben. Durch die Nähe des unteren Ecksensors zum Fassadenabschluss ist hier die Kühlwirkung am größten. Im Vergleich dazu weist der Temperatursensor in der Mitte des unteren PV-Moduls bereits einen größeren Abstand zur kühlenden Außenluft auf, was die Temperaturdifferenz noch erhöht. Am oberen Ende der Fassade ist die Luft bereits wärmer als beim Eintritt am unteren Ende, weshalb den PV-Modulen nicht mehr so viel thermische Energie entzogen werden kann. Folglich weisen die Ecksensoren im oberen PV-Modul höhere Temperaturen auf als im unteren PV-Modul, weshalb die Differenz zur Modulmitte dann ebenfalls nicht mehr so hoch ausfällt.

Messungen der Temperatur im Hinterlüftungsraum zeigen, dass sich die Luft dort allein über die Höhe von 4 PV-Modulen um 10 bis 17 K erwärmen kann. Beim Austritt aus der Fassade ist die Luft aus dem Hinterlüftungsraum zwar immer noch 12 bis 22 K kühler als die Modultemperatur, jedoch werden auch hier Maximalwerte von bis zu 55 °C im Hochsommer und 28 °C im Winter erreicht. Die Modultemperatur in der Mitte der PV-Module zwischen den unteren und oberen PV-Modulen zeigt dagegen nicht diese Unterschiede wie im Hinterlüftungsraum. Hier ist das obere PV-Modul in den meisten Fällen bis zu maximal 4 K wärmer als das untere PV-Modul.

Bei der Warmfassade ist dagegen kaum ein Unterschied in der Differenz zwischen Eckbereich und Modulmitte beim untersten und obersten PV-Modul festzustellen. Wie bei der Kaltfassade schwankt jedoch auch hier der Betrag der Differenz zwischen Winter und Sommer (Bild 75). Auch hier kann die Einstrahlung in Modulebene nicht als alleiniger Faktor für die Schwankung der Temperaturdifferenzen herangezogen werden.

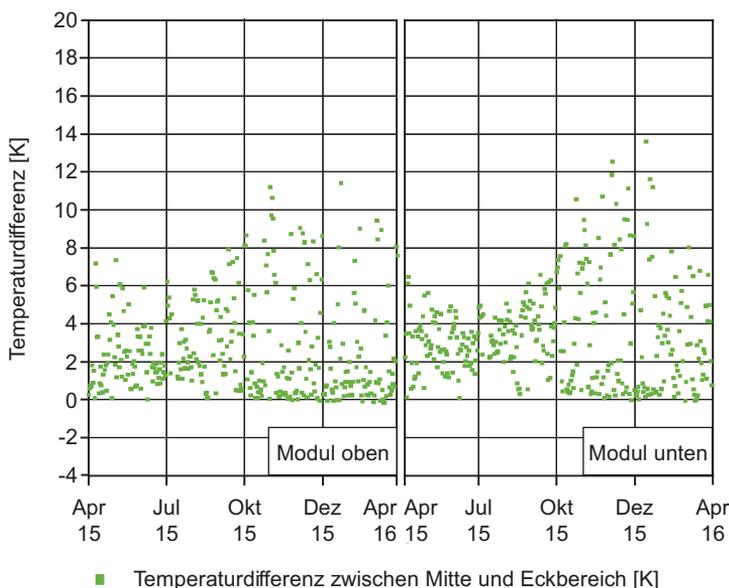


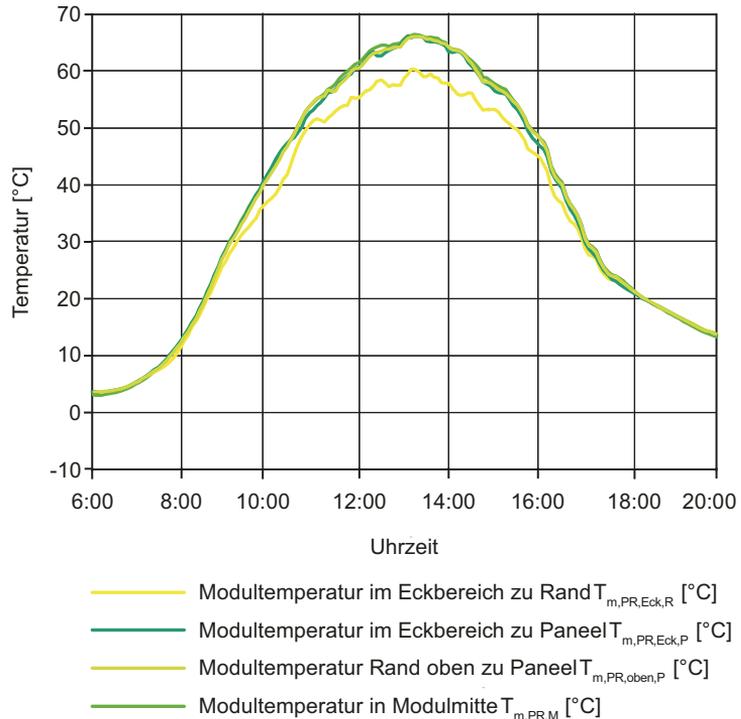
Bild 75
Differenz der täglichen maximalen Modultemperatur $T_{m,max,i}$ zwischen Eckbereich und Modulmitte für das oberste und unterste PV-Modul in der Warmfassade. Die täglichen maximalen Temperaturwerte wurden hier für eine bessere Übersicht verwendet. Die Auswertung mit allen Messdaten zeigt das gleiche Bild.

Das zweite PV-Modul von unten im Modulstrang der Warmfassade besitzt neben einem Temperatursensor in Modulmitte mehrere Sensoren am Modulrand (Bild 47). Beim Vergleich der Daten bestätigt sich die vorherige Aussage, dass die Temperatur im Eckbereich des Fassadenrands geringer ist als in der Modulmitte, wenngleich auch bei weitem nicht in dem Ausmaß wie bei der Kaltfassade. Die Temperaturen an den anderen Modulrändern, welche an daneben oder darüber liegende Fassadenpaneele angrenzen, unterscheiden sich dagegen kaum von der Mitte.

Nachts sind sämtliche Randbereiche sogar wärmer als die Mitte. Der Grund hierfür liegt in der Wärmeleitung der Fassadenkonstruktion. Nachts wird die thermische Energie vom beheizten Innenraum über die Fassadenfläche nach außen übertragen. Da die Randbereiche des Fassadenpaneels in Verbindung mit den Pfosten und Riegeln einen höheren Wärmedurchgang aufweisen als die gedämmte Paneelmitte,

sind die Temperaturen in diesem Bereich höher. Dass die Modultemperatur im Eckbereich des Fassadenabschlusses am Tag kühler ist als die restlichen Temperaturen liegt daran, dass in diesem Bereich kein zusätzliches PV-Modul angrenzt. Bild 76 zeigt exemplarisch den Temperaturverlauf der Sensoren für den 10. April 2015. Die hier gezeigten Besonderheiten des Temperaturverlaufes stellen sich an nahezu allen Tagen mit Sonneneinstrahlung ein.

Bild 76
Exemplarischer Verlauf der Modultemperaturen T_m in der Warmfassade in Modulmitte und an verschiedenen Stellen des Modulrandes am 10. April 2015. Der hier gezeigte Temperaturverlauf ist exemplarisch für nahezu alle Tage mit Sonneneinstrahlung.



Anders als bei der Kaltfassade erfahren die PV-Module in der Warmfassade keine kühlende Hinterlüftung. Das hat zur Folge, dass es kein ausgeprägtes Temperaturgefälle zwischen oberen und unteren PV-Modulen gibt. Die Differenz zwischen der Modultemperatur in der Mitte des oberen und unteren PV-Moduls pendelt über das gesamte Jahr, bis auf einige wenige Ausnahmen im Winter, um einen Wert von $\pm 2,5$ K. Die Grafiken, welche den hier angegebenen Zahlenwerten zugrunde liegen, können Anhang E entnommen werden.

4.5.3 Vorhersage zur Entwicklung der Modultemperatur

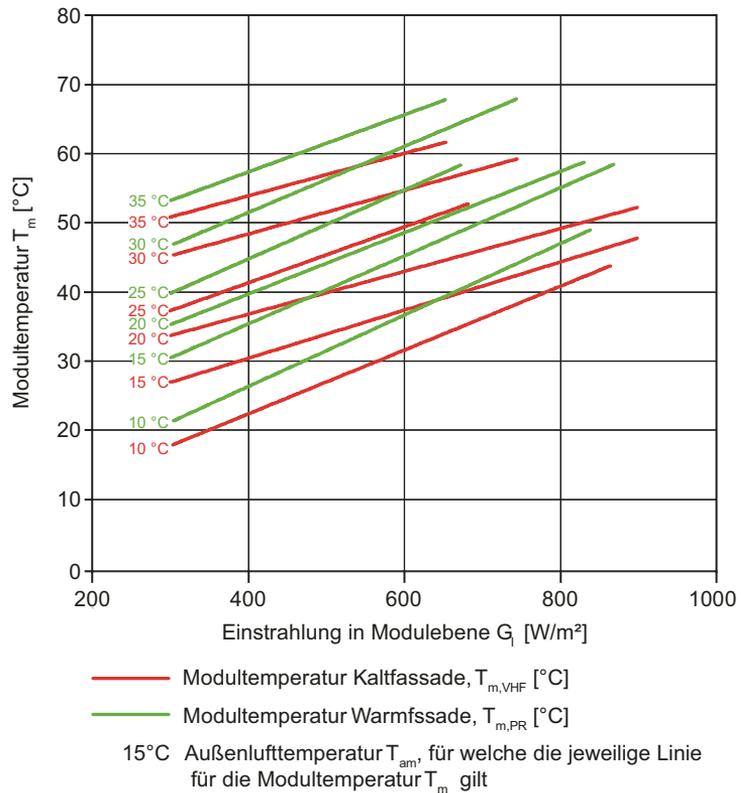
Eine Auskunft über die Entwicklung der Modultemperaturen T_m in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_i und der Außenlufttemperatur T_{am} soll Planern helfen, bei bekannten klimatischen Bedingungen Temperaturverteilungen im Fassadenquerschnitt vorherzusagen. Das ist unter anderem wichtig, um thermisch bedingte Längenänderungen in den Fassadenmaterialien beim Konstruktionsaufbau zu berücksichtigen. Auch bauphysikalisch kann die Temperatur der äußeren Materialschicht, vor allem bei einer Warmfassade, einen großen Einfluss auf die Temperaturen an der Innenoberfläche der Fassade und somit auch auf die operative Raumtemperatur haben. Diese wirkt sich wiederum auf die thermische Behaglichkeit der in den Räumen befindlichen Personen aus.

Im Rahmen dieser Untersuchungen wird die Entwicklung der Modultemperaturen T_m für die PV-Module in der Warm- und Kaltfassade in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_i und der Außenlufttemperatur T_{am} abgebildet (Bild 77). Wie in Kapitel 4.5.1 setzt sich T_m aus dem Mittelwert aller Temperatursensoren des jeweiligen BIPV-Systems zusammen. Dabei zeigen die einzelnen Linien für jeweils bestimmte Außenlufttemperaturen das Verhältnis von Einstrahlung zu Modultemperatur. So erreicht beispielsweise bei einer Außenlufttemperatur von $T_{am} = 35 \text{ °C}$ und einer Einstrahlung von $G_i = 600 \text{ W/m}^2$ das PV-Modul in der Kaltfassade eine Temperatur von $T_{m,VHF} = 60 \text{ °C}$, das PV-Modul in der Warmfassade von $T_{m,PR} = 65,8 \text{ °C}$.

Ein Blick auf die Ergebnisse in Bild 77 zeigt, dass prinzipiell die Temperatur der PV-Module in der Warmfassade immer höher ist als die Temperatur der PV-Module in der Kaltfassade. Zudem steigt diese in der Warmfassade mit zunehmender Einstrahlung schneller an als in der Kaltfassade. Dies bestätigt die zuvor erzielten Erkenntnisse über die maximalen Modultemperaturen $T_{m,max,i}$ sowie die unterschiedlichen Energieerträge. Zudem zeigt sich, dass selbst bei einer Außenlufttemperatur von $T_{am} = 10 \text{ °C}$ die PV-Module in der Warmfassade Temperaturen von bis zu 50 °C erreichen können. Mit dem Diagramm kann der Planer die Modultemperatur für bestimmte Einstrahlungen und Außenlufttemperaturen vorhersagen.

Bild 77

Entwicklung der Modultemperatur T_m in der Kalt- und Warmfassade in Abhängigkeit von Außenlufttemperatur T_{am} und Einstrahlung in Modulebene G_i .



4.5.4 Temperaturkoeffizient

Um sinnvolle Werte für den Temperaturkoeffizient TK_p zu erhalten, wurde bereits in Kapitel 3.2.4 auf die Notwendigkeit einer geeigneten Filterung von AM 1,5 beziehungsweise dem Lichtspektrum nach DIN EN 60904-3 hingewiesen. Um dies mit den vorhandenen Messinstrumenten so gut wie möglich zu berücksichtigen, wurden analog zu dem in Kapitel 4.4.2 beschriebenen Verfahren zur Datenauswahl nur Werte verwendet, welche zwischen AM 1,4 und AM 1,6 liegen und einen horizontalen Einfallswinkel von $\pm 15^\circ$ zur Fassadenebene aufweisen. Weiterhin wurden auch hier Rohdaten und keine fünfminütigen Mittelwerte verwendet. In Anlehnung an die Untersuchungsmethodik nach Zinßer wird TK_p für verschiedene Einstrahlungen von $G_i = 200$ bis $900 W/m^2$ mit einem Intervall von $100 W/m^2$ betrachtet. Die Filterung von G_i erfolgt nach King mit einer Toleranz von $\pm 5\%$. Weiterhin wurden auch nur Werte berücksichtigt, bei denen der Wirkungsgrad weniger als $\pm 25\%$ vom Modulwirkungsgrad nach Datenblatt abweicht. Messwerte, bei denen

die Einstrahlung in Modulebene G_I , gemessen mit Pyranometer und Silizium-Sensor mehr als $\pm 50 \text{ W/m}^2$ voneinander abweicht, werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Aus der Vielzahl an Datenpunkten wurden für eine bessere Veranschaulichung Trendlinien erzeugt und in den Diagrammen abgebildet.

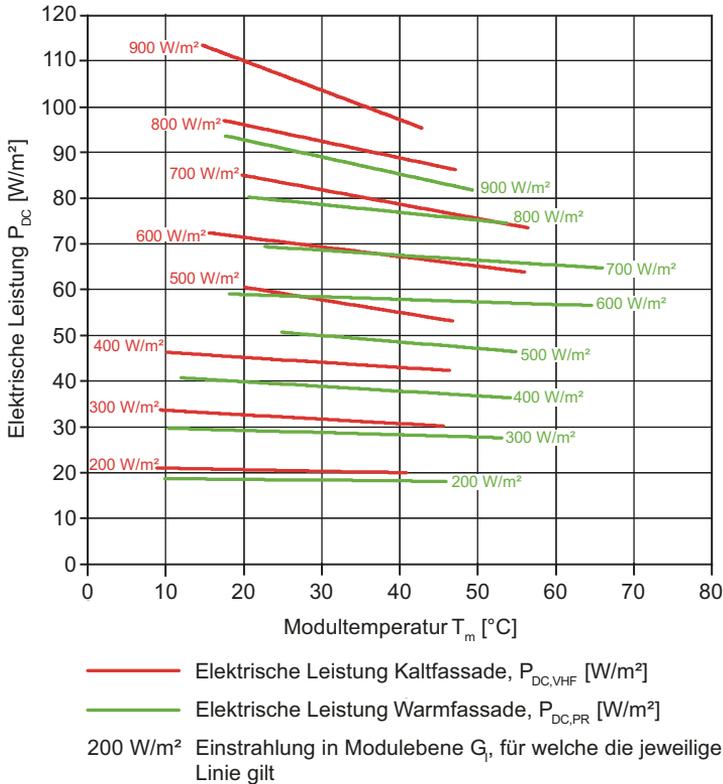


Bild 78

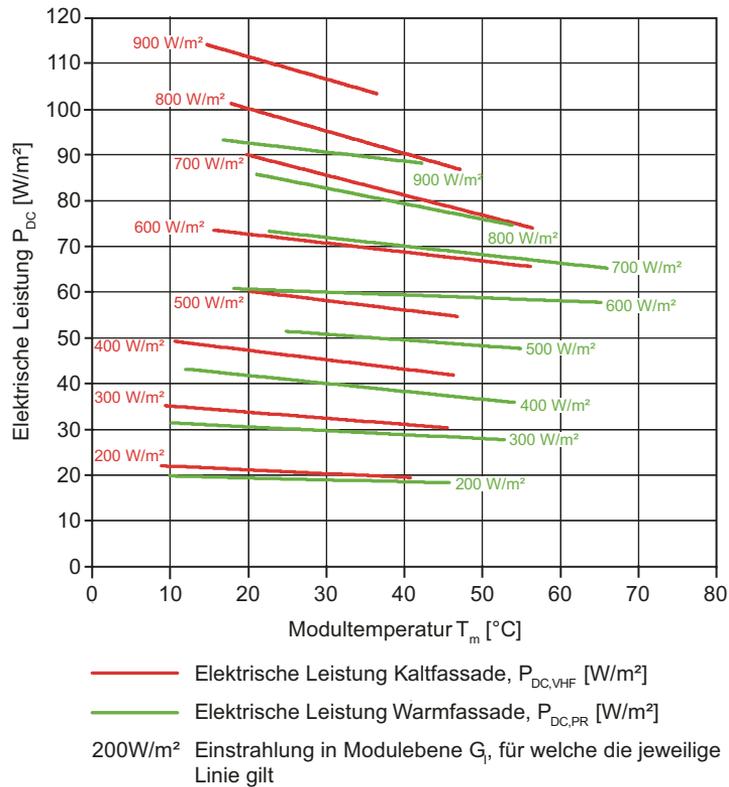
Trendlinie der elektrischen Leistung P_{DC} für die PV-Module in der Kalt- und Warmfassade in Abhängigkeit der Modultemperatur T_m bei unterschiedlicher Einstrahlung in Modulebene G_I (gemessen mit einem Pyranometer). Die Steigung der Geraden ergibt den Temperaturkoeffizient TK_p .

Aus den Ergebnissen in Bild 78 und Bild 79 zeigt sich, dass Linien mit gleicher Einstrahlung bei den PV-Modulen in der Kaltfassade auf einem höheren Niveau liegen als Linien der PV-Module in der Warmfassade. Das liegt daran, dass die PV-Module in der Kaltfassade einen höheren Wirkungsgrad aufweisen als die PV-Module in der Warmfassade. Folglich generieren diese bei gleicher Einstrahlung auch mehr elektrische Leistung. Weiterhin fällt auf, dass die Linien der PV-Module in der Kaltfassade bei gleicher Einstrahlung ein stärkeres Gefälle aufweisen als die Linien der Warmfassade. Das Gefälle der Linien ist der Temperaturkoeffizient TK_p . Dieser beeinflusst somit die elektrische Leistung bei den PV-Modulen in der Kaltfassade mehr als bei den PV-Modulen in der Warmfassade. Laut Datenblatt besitzen die PV-Module

in der Kaltfassade einen Temperaturkoeffizienten von $TK_{P,VHF} = -0,36 \text{ \%}/K$, die PV-Module in der Warmfassade von $TK_{P,PR} = -0,25 \text{ \%}/K$.¹⁸⁷

Bild 79

Trendlinie der elektrischen Leistung P_{DC} für die PV-Module in der Kalt- und Warmfassade in Abhängigkeit der Modultemperatur T_m bei unterschiedlicher Einstrahlung in Modulebene G_i (gemessen mit einem Si-Sensor). Die Steigung der Geraden ergibt den Temperaturkoeffizient TK_P .



Das flach verlaufende Gefälle der Linien bei geringen Einstrahlungen und stärker verlaufende Gefälle bei hohen Einstrahlungen ist typisch für PV-Module und stellt keine Anomalie dar. Bei der Betrachtung der reinen Zahlen für TK_P in Tafel 7 zeigt sich, dass diese je nach verwendetem Sensor zur Messung der Einstrahlung teils deutliche Abweichungen haben. So ist das Gefälle der Linien nach der Messung mit einem Si-Sensor stets stärker als das Gefälle nach der Messung mit einem Pyranometer. Weiterhin zeigt sich, dass sich die Werte für TK_P zwischen der Messung mit Pyranometer und Si-Sensor vor allem im Einstrahlungsbereich von 600 bis 800 W/m² teils deutlich unterscheiden. Der Grund dafür ist in der unterschiedlichen Messgenauigkeit beziehungs-

¹⁸⁷ Vergleiche Calyxo 2013, Seite 2 und Manz 2013, Seite 2.

weise spektralen Empfindlichkeit der beiden Messinstrumente zu finden. So zeichnet bei gleicher elektrischer Leistung das Pyranometer tendenziell eine höhere solare Einstrahlung auf als der Si-Sensor. Bei der Filterung der Daten nach der Einstrahlung kann es demnach dazu kommen, dass ein Datenpunkt einer elektrischen Leistung bei Filterung über den Si-Sensor noch innerhalb der Grenzen liegt, bei Filterung über das Pyranometer nicht mehr.

Einstrahlung in Modulebene G_i	PV-Modul in Kaltfassade		PV-Modul in Warmfassade	
	Pyranometer	Si-Sensor	Pyranometer	Si-Sensor
900	-0,64	-0,49	-0,37	-0,20
800	-0,36	-0,49	-0,17	-0,34
700	-0,31	-0,44	-0,11	-0,19
600	-0,21	-0,20	-0,05	-0,06
500	-0,28	-0,21	-0,14	-0,13
400	-0,11	-0,21	-0,10	-0,17
300	-0,10	-0,13	-0,05	-0,09
200	-0,03	-0,08	-0,02	-0,04
$TK_{P,500}$	-0,36	-0,37	-0,17	-0,18
$TK_{P,700-900}$	-0,44	-0,47	-0,22	-0,24
Datenblatt	-0,36	-0,36	-0,25	-0,25

Tafel 7

Temperaturkoeffizient TK_P für die PV-Module in Kalt- und Warmfassade laut Datenblatt und in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_i und des Messensors. Die beiden unteren Zeilen zeigen die Mittelwerte für TK_P für verschiedene Datensätze:

$TK_{P,500}$:
Mittelwert von TK_P aus allen Einzelwerten ab $G_i = 500 \text{ W/m}^2$.

$TK_{P,700-900}$:
Mittelwert von TK_P aus den Einzelwerten für $G_i = 700$ bis 900 W/m^2 .

Zinßer beschreibt in seiner Arbeit zwei Möglichkeiten zur Bestimmung eines Gesamttemperaturkoeffizienten. Einmal empfiehlt er, nur Werte über eine Einstrahlung von $G_i = 500 \text{ W/m}^2$ für eine Mittelwertbildung zu verwenden und zum anderen bildet er einen Mittelwert aus den einzelnen

Werten von TK_P bei $G_I = 700, 800$ und 900 W/m^2 .¹⁸⁸ Um beide Varianten zu berücksichtigen wird im Rahmen dieser Arbeit ebenfalls der Mittelwert von $TK_{P,700-900}$ bei $G_I = 700, 800$ und 900 W/m^2 sowie $TK_{P,500}$ bei $G_I = 500$ bis 900 W/m^2 gebildet. Dabei zeigt sich, dass die Wahl der Daten zur Mittelwertbildung einen großen Einfluss auf den späteren Wert des Temperaturkoeffizienten hat. So erreicht $TK_{P,500}$ bei der Kalfassade den im Datenblatt angegebenen Wert. Bei der Warmfassade liegen die Messergebnisse dagegen darunter. Bei $TK_{P,700-900}$ erreicht dagegen die Warmfassade annähernd den Wert des Datenblatts, wohingegen die Kalfassade teils deutlich darüber liegt. Generell kann festgestellt werden, dass die Ergebnisse je nach Messsystem auseinander liegen. Diese Streuung der Ergebnisse mit hohen Werten bei der Messung mit Si-Sensor und niedrigeren Werten bei der Messung mit Pyranometer verzeichnete auch Zinßer bei seinen Auswertungen.¹⁸⁹

Die Ergebnisse des Temperaturkoeffizienten befinden sich, je nach Messsystem und Art der Mittelwertbildung, in einem Bereich von $\pm 30 \%$ um den im jeweiligen Datenblatt angegebenen Wert. Eine eindeutige Aussage hinsichtlich der Veränderung des Temperaturkoeffizienten durch die Art des verwendeten Fassadensystems lässt sich jedoch nicht treffen.

¹⁸⁸ Vergleiche Zinßer 2010, Seite 86 und Seite 89, Tabelle 10.

¹⁸⁹ Vergleiche Zinßer 2010, Tabelle 10.

5 Entwicklung eines neuen BIPV-Systems

5.1 Optimierungsmöglichkeiten

Die Untersuchungen an den beiden fassadenintegrierten BIPV-Systemen aus den vorangegangenen Kapiteln haben gezeigt, dass sowohl Reflexionsverluste als auch die relativ hohen Modultemperaturen die Hauptursache von Wirkungsgradeinbußen sind. Demzufolge sind dies die Stellschrauben bei der Entwicklung eines neuen BIPV-Systems. Effekte aus Verschmutzung können vernachlässigt werden, da diese aufgrund der vertikalen Anordnung der PV-Module in der Fassade kaum eine Rolle spielen. Bereits ab Neigungswinkeln von 30 ° ist der Einfluss als gering einzuschätzen und nimmt mit steigendem Winkel weiter ab.¹⁹⁰ Die prinzipiellen Möglichkeiten zur Erhöhung des Wirkungsgrades fassadenintegrierter PV-Module werden in den beiden folgenden Kapiteln diskutiert.

5.1.1 Reflexionsverluste

Ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Reflexionsverluste bei PV-Modulen ist deren Ausrichtung. Diese kann bei den in Kapitel 4 betrachteten Fassadensystemen prinzipiell nicht verändert werden. Daraus ergeben sich vor allem in den Sommermonaten hohe Reflexionsverluste, da die solare Strahlung aufgrund der hoch stehenden Sonne in einem spitzen Einfallswinkel auf die senkrecht in der Fassade angeordnete Moduloberfläche trifft und reflektiert wird. Die Messungen an dem in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Freibewitterungsteststand haben gezeigt, dass in den Monaten Juni und Juli um die Mittagszeit nur noch etwa 60 bis 65 % der auf eine horizontale Fläche auftreffenden Globalstrahlung auf die vertikal nach Süden ausgerichtete Fassadenfläche trifft.

Um dennoch auch bei vertikal angeordneten, nicht nachführbaren, PV-Modulen die Reflexionsverluste zu minimieren, können die Reflexionseigenschaften der Deckscheibe des PV-Moduls verändert werden. Hierbei gibt es zwei Möglichkeiten. Zum einen können spezielle Antireflexionsbeschichtungen eingesetzt werden, um die Transmission der Solarstrahlung zu erhöhen. So haben zum Beispiel Messungen

¹⁹⁰ Vergleiche Mertens 2015, Seite 287.

an geneigten PV-Modulen im Freifeld gezeigt, dass durch die verminderten Reflexionen infolge solch einer Beschichtung 2,5 bis 3 % mehr Solarstrahlung auf die PV-Zelle treffen kann. In Verbindung mit einer verbesserten Selbstreinigung kann so durchschnittlich eine 7,5 %ige Leistungssteigerung erreicht werden.¹⁹¹ Ähnliche Zahlen weist auch Zunke in seiner Publikation über die Flammenpyrolyse aus. Dabei wird durch eine flammenpyrolytische Abscheidung von SiO_x-Filmen eine raue Oberfläche auf der Glasscheibe erzeugt, wodurch die einfallende Solarstrahlung, ähnlich wie bei einer Lichtfalle (Prinzip analog zu Bild 80), vermehrt durch das Glas geleitet werden. Mit dieser einfachen und ökonomisch vorteilhaften Variante lässt sich die Lichttransmission von transparenten Bauteilen, wie Gläsern, verbessern indem die Reflexionsverluste verringert werden. Die Beschichtung eines 4 mm dicken Floatglases von einer Seite, was den Bedingungen eines PV-Moduls entspricht, erhöht die Transmission um circa 2,4 %.¹⁹² Zudem wird auch die Verschmutzung durch den Oberflächenfilm verringert.

Messungen an beschichteten Gläsern über einen Zeitraum von 7 Monaten im Freifeld auf den Canarischen Inseln zeigen, dass durch die beiden Effekte (geringere Reflexionsverluste und Verschmutzung) der solare Energieeintrag um 6,5 % gesteigert werden kann im Vergleich zu unbeschichteten Gläsern.¹⁹³ Die in dieser Untersuchung betrachteten PV-Module waren jedoch nach Süd ausgerichtet und um 28 ° geneigt, weshalb die Verschmutzung der PV-Module und damit auch ein durch eine Beschichtung erhaltener Selbstreinigungseffekt einen größeren Einfluss hat als bei einem vertikal in der Fassade angeordneten PV-Modul. Auch die Einfallswinkel der Sonne unterscheiden sich bei einem geneigten PV-Modul von denen eines senkrecht angebrachten PV-Moduls. Durch diese Unterschiede lassen sich die angegebenen Zahlen nicht eins zu eins auf den Anwendungsfall in der Fassade übertragen.

Eine weitere Möglichkeit zur Verminderung der Reflexionen ist eine sichtbare Strukturierung der Glasoberfläche. Die so strukturierten Oberflächen erzeugen eine Mehrfachreflexion,

¹⁹¹ Vergleiche Schwarzburger 2015c, Seite 40.

¹⁹² Vergleiche Struppert 2012, Seite 4107 f.

¹⁹³ Vergleiche Zunke 2014, Seite 139.

wodurch das Licht in Form einer „Lichtfalle“ zur PV-Zelle gelenkt wird (Bild 80). Die Form der Strukturierung ist dabei unterschiedlich und reicht von einer aufgerauten Oberfläche bis hin zu Bildung kleiner Pyramiden (Bild 81).

Der Hersteller Saint-Gobain gibt an, dass sich durch die Pyramidenstruktur eine jährliche Steigerung der Energietransmission von 3 % im Vergleich zum schwach strukturierten Glas ergibt. Ab einem Winkel von 70° gegen die Normale der Glasoberfläche erhöht sich der Gewinn sogar auf bis zu 10 %.¹⁹⁴ Verglichen mit unstrukturierten, glatten Gläsern sind diese Werte noch einmal höher.

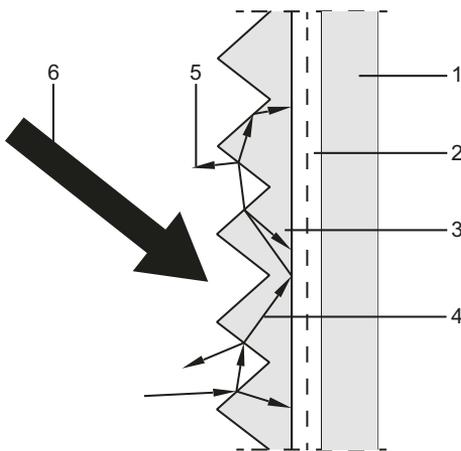


Bild 80

Prinzip der Lichtfalle bei einem senkrecht angeordneten PV-Modul in der Fassade.

- 1 Rückglas
- 2 PV-Zellen mit Zwischefolien
- 3 Deckglas mit Strukturierung
- 4 reflektierte Lichtstrahlen
- 5 Reflexionen
- 6 Lichteinfall

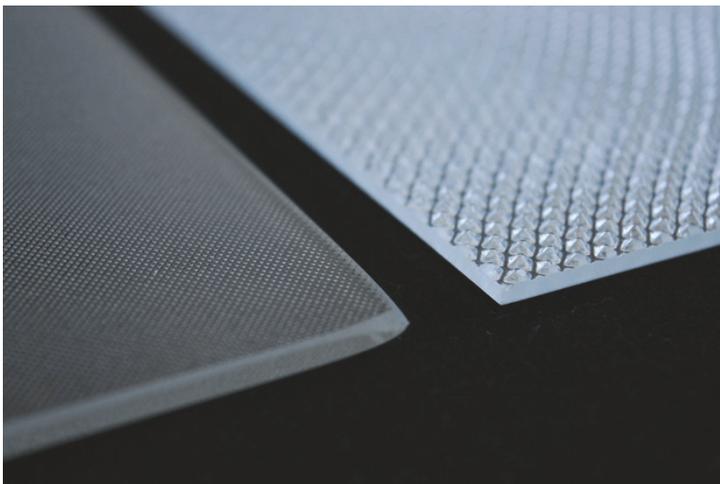


Bild 81

Beispiele für stark und schwach strukturierte Glasoberflächen. (Foto: Daum)

¹⁹⁴ Vergleiche Saint Gobain 2016.

5.1.2 Modultemperatur

Durch die Verminderung der Reflexionsverluste verbessert sich der Wirkungsgrad der PV-Module in der Fassade vorrangig in den Sommermonaten, da dort die Sonne am höchsten steht. Im Winterhalbjahr haben PV-Module in der Fassade generell den Vorteil, dass geringe Reflexionsverluste aufgrund der tief stehenden Sonne auftreten. Optimierungen zur Reduzierung der Modultemperatur wirken sich dagegen ganzjährig positiv auf den Energieertrag des BIPV-Systems aus. So bedeutet zum Beispiel die Senkung der Modultemperatur um 20 K bei einem monokristallinen PV-Modul mit einem Temperaturkoeffizienten von $TK_P = -0,5 \text{ \%}/K$ eine Leistungssteigerung von 10 %. Die Leistung des bisher in der Warmfassade verwendeten Dünnschicht-PV-Moduls mit einem Temperaturkoeffizienten von $TK_P = -0,25 \text{ \%}/K$ würde sich immer noch um 5 % steigern. Dies ist vor allem bei der angestrebten Eigennutzung des vom BIPV-System erzeugten Stroms von Bedeutung, bei welcher eine gleichmäßige Ertragsamplitude und verhältnismäßig hohe Energieerträge im Winterhalbjahr angestrebt werden. Zudem erzeugen hohe Modultemperaturen über eine lange Zeit auch größere Schäden an den PV-Zellen, wodurch langfristig ebenfalls die Effizienz und Lebensdauer reduziert wird.¹⁹⁵

Die Auswertungen aus Kapitel 4.5 haben gezeigt, dass die PV-Module in der Warmfassade bei der Verringerung der Modultemperaturen mehr Optimierungspotential aufweisen als die PV-Module in der Kaltfassade, da diese bereits eine kühlende Hinterlüftung erfahren. Immerhin liegt an Tagen mit Sonneneinstrahlung die Modultemperatur in der Warmfassade über das gesamte Jahr gesehen 4 bis 9 K höher als die Modultemperatur in der Kaltfassade.

Im weiteren Verlauf der Arbeit wird das BIPV-System Warmfassade dahingehend optimiert, dass die Modultemperaturen auf einem niedrigeren Niveau gehalten werden, um den temperaturbedingten Wirkungsgradabfall zu reduzieren. Dabei wird sich vorrangig auf passive Maßnahmen beschränkt, bei welchen die PV-Module nicht aktiv gekühlt werden bezie-

¹⁹⁵ Vergleiche Ma 2015, Seite 1275.

ungsweise deren Abwärme nicht in die Haustechnik eingebunden wird. Die passiven Maßnahmen werden hier gewählt, um aufwändige Einbauten der Anlagentechnik und eine aktive Steuerung der Komponenten, verbunden mit einem hohen Wartungs- und Montageaufwand, zu vermeiden. Auch auf die thermische Nutzung der durch eine aktive Kühlung der PV-Module entstehenden Abwärme wird verzichtet, da bei vielen Fassadenanwendungen die große Menge an thermischer Energie innerhalb des Gebäudes gar nicht verbraucht werden kann.

Zum Erreichen der passiven Beeinflussung der Modultemperatur werden im Rahmen dieser Arbeit Latentwärmespeichermaterialien (PCM: Phase Change Materials) eingesetzt. Diese können durch den Phasenübergang von fest zu flüssig beziehungsweise flüssig zu gasförmig thermische Energie speichern, ohne dass sich die Temperatur erhöht. Durch den entgegen gesetzten Phasenübergang von flüssig zu fest beziehungsweise gasförmig zu flüssig kann die gespeicherte thermische Energie wiederrum abgegeben werden. Die genaue Wirkungsweise des PCM-Materials sowie die Auslegung von Wärmequelle und –senke wird in den nachfolgenden Kapiteln näher beschrieben.

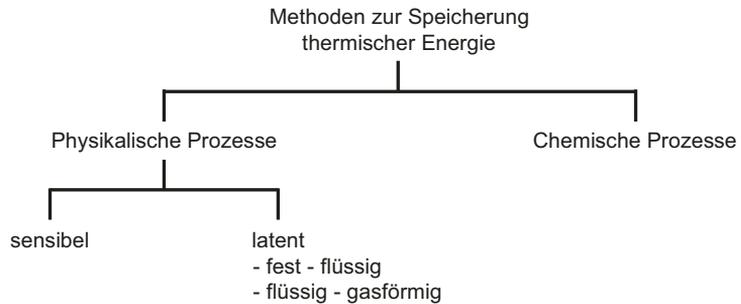
5.2 Latentwärmespeicher, Phase Change Material

5.2.1 Wirkungsweise

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Latentwärmespeicher beziehungsweise Phasenwechselmaterial eingesetzt, um die Modultemperatur zu reduzieren. Immerhin wird nur ein Bruchteil der solaren Energie von dem PV-Modul in elektrische Energie umgewandelt. Der Rest wird vom PV-Modul reflektiert oder sorgt in Form von thermischer Energie für die Modulerwärmung. Bei einem mittleren jährlichen integralen Modulwirkungsgrad von 8,5 % für die PV-Module in der Warmfassade (Bild 62) werden demnach die restlichen 91,5 % der auf die PV-Zellen auftreffenden Solarstrahlung reflektiert oder bewirken eine Erwärmung des PV-Moduls. Je besser diese thermische Energie von der Fassadenkonstruktion an die Umgebung abgegeben oder in ihr gespeichert werden kann, umso geringer fällt die Temperaturerhöhung aus. Für Latentwärmespeicher wird häufig die englische Übersetzung Phase Change Material (PCM) verwendet.

Prinzipiell gibt es mehrere Möglichkeiten, thermische Energie zu speichern. Allgemein ist dies durch physikalische oder chemische Prozesse möglich, wobei im Rahmen dieser Arbeit nur die physikalischen Prozesse genauer untersucht werden. Physikalisch kann die thermische Energie entweder sensibel oder latent gespeichert werden.

Bild 82
Möglichkeiten zur reversiblen Speicherung von thermischer Energie nach Mehling 2008, Seite 1.



Bei der sensiblen Wärmespeicherung bewirkt die gespeicherte thermische Energie einen direkten Anstieg der Temperatur (Bild 83). Die gespeicherte Wärmemenge kann mit Gleichung 25 berechnet werden. Der Betrag des Temperaturanstieges ist dabei abhängig von der spezifischen Wärmekapazität C in $J/(kg \cdot K)$ des Baustoffes. Materialspezifische Werte dafür können DIN EN ISO 10456, Tabelle 3 entnommen werden.

Gleichung 25

$$\Delta Q = C \cdot m \cdot \Delta\theta$$

Mit: ΔQ : zugeführte Wärmemenge [J]
 C : spezifische Wärmekapazität [$J/(kg \cdot K)$]
 m : Masse des betrachteten Stoffes [kg]
 $\Delta\theta$: Temperaturdifferenz [K]

Stellt man Gleichung 25 nach $\Delta\theta$ um so zeigt sich, dass bei konstanter gespeicherter Wärmemenge der Temperaturanstieg verringert werden kann, wenn das Produkt aus spezifischer Wärmekapazität und Masse der eingesetzten Materialien erhöht wird. Dies hätte jedoch den Nachteil, das extrem dicke Schichten in die Fassadenkonstruktion eingebaut werden müssten, welche zudem höhere statische Lasten bedeuten. Neben den Mehrkosten für das Material und die Fassadenkonstruktion würde sich auch die nutzbare beziehungsweise vermietbare Fläche der Innenräume reduzieren. Zudem würde es zu lange dauern, bis die thermische Energie in tiefere Materialschichten vordringt.

Bei der latenten Wärmespeicherung wird die thermische Energie während des Phasenwechsels eines Materials gespeichert. Der Phasenwechsel kann sowohl von fest zu flüssig als auch von flüssig zu gasförmig stattfinden. Vor und nach dem Phasenwechsel speichern auch Latentwärmespeicher thermische Energie sensibel. Der weitere Verlauf der Arbeit bezieht sich vorrangig auf den Phasenwechsel zwischen fest und flüssig, da dieser im Bauwesen bisher die Hauptanwendung darstellt. Bei einem Phasenwechsel von flüssig zu gasförmig kann zwar prinzipiell mehr thermische Energie gespeichert werden als bei einem Phasenwechsel von fest zu flüssig, allerdings ist das auch mit einer höheren Volumenänderung verbunden. Dies ist vor allem in geschlossenen Behältnissen, wie sie im Bauwesen häufig vorkommen, aufgrund des entstehenden Drucks nicht vorteilhaft.¹⁹⁶

Während des Phasenwechsels wird die thermische Energie dazu benötigt, die Bindungskräfte zwischen Atomen, Molekülen und Ionen zu lösen und das Material somit in einen anderen Aggregatzustand zu überführen. Die thermische Energie wird somit in Schmelzenergie beziehungsweise Schmelzwärme überführt mit dem Ergebnis, dass sich die Temperatur nicht erhöht (Bild 83). Der Betrag der Schmelzwärme (in Fachliteratur häufig auch als Schmelzenthalpie bezeichnet) ist abhängig von Material und Phasenübergang (fest zu flüssig oder flüssig zu gasförmig) und kann nach Gleichung 26 berechnet werden.¹⁹⁷

$$Q_s = q_s \cdot m$$

Gleichung 26

Mit: Q_s : Schmelzwärme bzw. Schmelzenergie [J]
 q_s : spezifische Schmelzwärme [kJ/kg]
 m : Masse des betrachteten Stoffes [kg]

Während des Schmelzens „tritt bei der Wärmezufuhr ein Zustandsgebiet auf, bei dem beide Aggregatzustände, der feste Stoff und die Flüssigkeit, nebeneinander auftreten. Man nennt dieses Zustandsgebiet Schmelzgebiet. Es han-

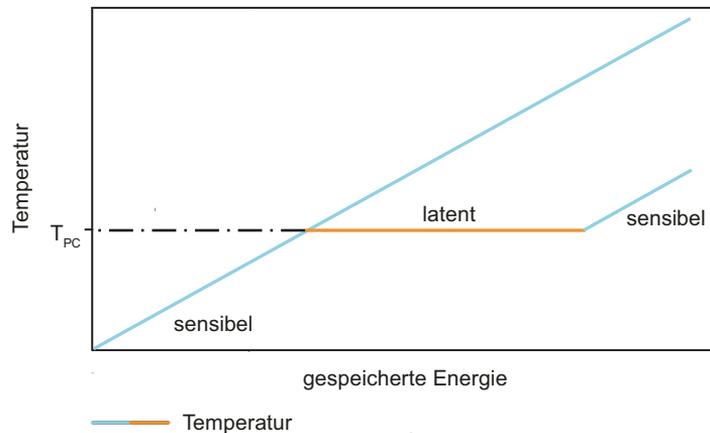
¹⁹⁶ Vergleiche Mehling 2008, Seite 4 f.

¹⁹⁷ Vergleiche Lohmeyer2010, Seite 51.

delt sich dabei um ein heterogenes System mit zwei Phasen:¹⁹⁸ Bei der Rückführung des Aggregatzustandes (flüssig zu fest) wird der gleiche Betrag an Energie wieder abgegeben (Erstarrungsenergie), ebenfalls ohne Temperaturänderung. Vor und nach dem Phasenübergang weist das Material eine sensible Wärmespeicherung auf (Bild 83). Bei vielen PCM-Materialien findet das Schmelzen und Erstarren bei unterschiedlichen Temperaturen statt. Der Unterschied zwischen Schmelz- und Erstarrungstemperatur wird auch als Hysterese bezeichnet.¹⁹⁹

Bild 83

Prinzipien für die Speicherung von thermischer Energie nach Mehling 2008, Seite 3.



Das Beispiel Wasser beziehungsweise Eis zeigt die Vorteile der latenten gegenüber der sensiblen Speicherung von thermischer Energie. Mit einer spezifischen Schmelzwärme für Eis von 335 kJ/kg benötigt man nach Gleichung 26 genau 335 kJ für das Schmelzen von 1 kg Eis mit einer Temperatur von 0 °C zu Wasser mit einer Temperatur von 0 °C. Mit der gleichen Energiemenge könnte man 1 kg flüssiges Wasser mit einer spezifischen Wärmekapazität für Wasser von $C = 4190 \text{ J/(kg}\cdot\text{K)}$ von 0 °C nach Gleichung 25 auf 80 °C erwärmen.

Im Vergleich zur sensiblen Wärmespeicherung können latent große Mengen thermischer Energie ohne Temperaturerhöhung gespeichert werden. Diese Funktionsweise wird auch für das neue BIPV-Paneel angewandt, indem ein Latentwärmespeicher beziehungsweise PCM an die Rückseite

¹⁹⁸ Cerbe 1996, Seite 197.

¹⁹⁹ Vergleiche Glück 2006, Seite 9 ff.

des PV-Moduls angebracht wird. Die thermische Energie aus der solaren Einstrahlung, welche nicht direkt an die Umgebung abgegeben werden kann, wird im PCM gespeichert und bewirkt den Phasenübergang, wodurch ein Anstieg der Modultemperatur abgepuffert wird. Erst wenn das PCM komplett vom festen in den flüssigen Aggregatzustand übergegangen ist, erfolgt ein weiterer Anstieg der Modultemperatur durch die anschließende sensible Wärmespeicherung. In den kühlen Nachtstunden kann die thermische Energie aus dem PCM über das PV-Modul wieder an die kalte Umgebungsluft abgegeben werden, sodass sich erneut ein Phasenwechsel von flüssig zu fest einstellt und sich das Material regeneriert (Bild 84). Auf diese Weise kann am Folgetag eine erneute latente Wärmespeicherung stattfinden.

Damit dieses Prinzip auch praktisch funktioniert, werden in den folgenden Kapiteln eine Reihe an Detailfragen untersucht:

- Zusammensetzung des PCM
- Dauerhafte Verkapselung des PCM
- Konstruktive Integration des PCM in das Fassadenpaneel für einen optimalen Wärmetransport vom PV-Modul in das PCM und zurück
- Optimaler Schmelzpunkt des PCM für viele Phasenübergänge zur gewünschten Zeit über das gesamte Jahr

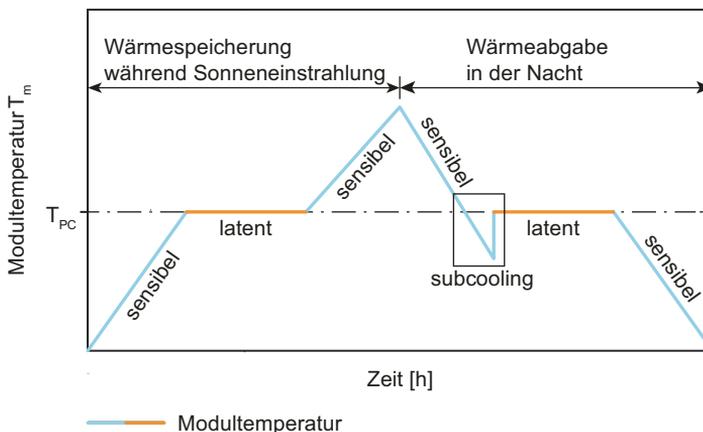


Bild 84
Prinzip der Wärmespeicherung im PV-Modul der Warmfassade durch den Einsatz von PCM zur Minimierung der Modultemperatur nach Mehling 2008, Seite 12. Auf eine Darstellung der Hysterese wurde verzichtet.

Subcooling bedeutet, dass die Temperatur zunächst unter den Schmelzpunkt fallen muss, um den Phasenübergang zu starten.

5.2.2 Stand der Technik

Das Prinzip des Phasenwechsels ist bereits seit Jahrtausenden bekannt und wird praktisch angewendet. So wird zum

Beispiel seit über 2000 Jahren das Schmelzen von Eis zum Kühlen von Lebensmitteln ausgenutzt. Heute gibt es verschiedene PCM-Materialien, welche sich sowohl in ihrer Schmelztemperatur als auch in der Schmelzenthalpie unterscheiden.

Bild 85
PCM-Materialien, deren Schmelztemperatur und Schmelzenthalpie nach ZAE Bayern.

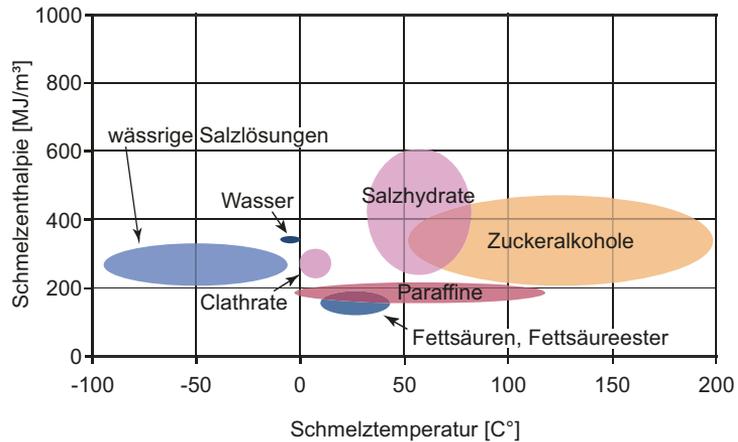


Bild 85 gibt einen Überblick über verschiedene PCM-Materialien mit einer für den Baubereich relevanten Schmelztemperatur. Darüber hinaus gibt es noch weitere PCM-Materialien, welche für die Anwendung im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht relevant werden. Für weitere Übersichten zu diesen Materialien sei an dieser Stelle auf eine Reihe zusätzlicher Publikationen verwiesen.²⁰⁰

Wässrige Salzlösungen

Wässrige Salzlösungen bestehen, wie der Name bereits vermuten lässt, aus Salz und Wasser und haben einen Schmelzpunkt unter 0 °C. Auf Grund der Zusammensetzung besteht die Gefahr einer Phasentrennung beziehungsweise einer Entmischung, wobei sich das Wasser und das Salz trennen. Der definierte Schmelzpunkt kann somit nicht mehr exakt eingehalten werden. Dieses Problem wird durch die Verwendung eutektischer Gemische aus mehreren Bestandteilen vermieden.²⁰¹ Ein solches Gemisch besteht aus zwei oder mehreren Stoffen und bildet ein homogenes Gemenge, welches einen gemeinsamen Schmelzpunkt hat (eutektischer Punkt).

²⁰⁰ Vergleiche Pielichowska 2014, Sharma 2009, Zalba 2003.

²⁰¹ Vergleiche Mehling 2008, Seite 15 f.

Clathrate

Clathrate sind Einschlussverbindungen zweier Stoffe. Dabei sind die Moleküle eines Stoffes in das Gitter eines anderen Stoffes eingelagert. In Bezug auf PCM bildet Wasser häufig das Gitter, in welches andere Stoffe eingeschlossen werden. Dabei entsteht ein Clathrat-Hydrat, welches in seiner festen Form eine Modifikation von Eis darstellt und einen Schmelzpunkt über 0 °C aufweist. Werden Gase in das Wassergitter eingeschlossen, spricht man von Gashydraten. Diese können Schmelztemperaturen in einem Bereich von 0 bis 30 °C erreichen. Unter Umgebungsdruck sind Gashydrate jedoch nicht stabil, weshalb sie als PCM-Material für die meisten Anwendungen im Bausektor nicht verwendet werden können.²⁰² Clathrat-Hydrate sind vor allem bei tiefen Temperaturen und hohen Drücken beständig. Wirtschaftlich ist vor allem die clathratförmige Bindung von Erdgasen in der Antarktis von Interesse.²⁰³

Salzhydrate

Salzhydrate entstehen aus einer wässrigen Lösung aus Salz und Wasser, in welcher sich in einem Kristallisationsprozess einzelne Wassermoleküle direkt in das Kristallgitter des Salzes einlagern. Ähnlich wie die zuvor beschriebenen wässrigen Salzlösungen und die Clathrate gehören auch die Salzhydrate zu den anorganischen PCM-Materialien. Sie besitzen eine hohe Schmelzenthalpie sowie eine hohe Dichte und haben deshalb gute volumenbezogene Speicherdichten. Aufgrund Ihrer Zusammensetzung sind sie zudem nicht brennbar und auch relativ günstig, was für den Einsatz im Bauwesen von Vorteil ist.

Nachteilig ist dagegen die unterschiedliche Wärmeleitfähigkeit zwischen fester und flüssiger Phase sowie der Umstand, dass Salzhydrate in einem dampfdichten und korrosionsbeständigen Behälter eingebaut werden müssen. Auch das Subcooling und die Hysterese (Bild 84) schränken die Anwendung im Gebäudesektor wieder etwas ein, da relativ große Temperaturspreizungen für Schmelzen und Erstarren benötigt werden.²⁰⁴

²⁰² Vergleiche Mehling 2008, Seite 25.

²⁰³ Vergleiche Albayrak 1985, Seite 51.

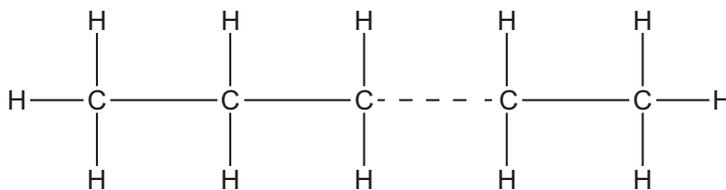
²⁰⁴ Vergleiche Dieckmann 2006, Seite 22.

Paraffine

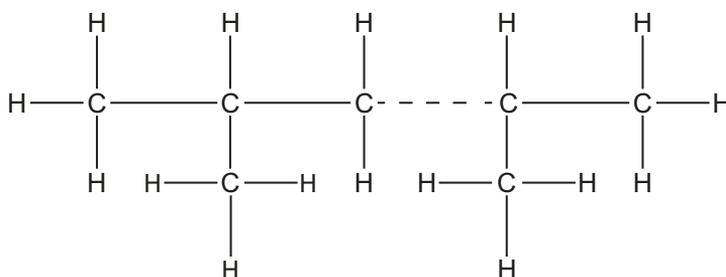
Paraffine sind organische Kohlenwasserstoffverbindungen und gehören zur Gruppe der Alkane. Die gesättigten Kohlenwasserstoffverbindungen bestehen lediglich aus den beiden Elementen Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H) und besitzen die allgemeine Summenformel C_nH_{2n+2} .²⁰⁵ Je nach Form der Kohlenstoffketten kann man zwischen Normal-Paraffinen (n-Alkane) und Iso-Paraffinen (i-Alkane) unterscheiden (Bild 86), was sich auf Schmelztemperatur und Schmelzenthalpie auswirkt.

Bild 86

Unterschiede in den Kohlenwasserstoffketten zwischen Normal- und Iso-Paraffinen.



Normal-Paraffin



Iso-Paraffin

Vorteile von Paraffinen sind ein geringer Temperaturbereich, in welchem das Schmelzen stattfindet, eine gute Phasenstabilität sowie die Tatsache, dass sie keine schädigende Wirkung auf Verkapselungsmaterialien aufweisen. Selbst der Kontakt mit Luft ist unproblematisch, sodass die Verkapselung in Behältern an sich relativ einfach möglich ist und nicht dampfdicht ausgeführt werden muss. Das Subcooling ist bei Paraffinen ebenfalls nicht zu beobachten. Nachteilig sind dagegen eine relativ geringe Wärmeleitfähigkeit und Rohdichte, wodurch die volumenbezogene Speicherdichte geringer ist als bei Salzhydraten. Die Brennbarkeit von Paraffinen

²⁰⁵ Beyer 1998, Seite 56.

wirkt sich ebenfalls nachteilig auf die Anwendung im Bauwesen aus.

Fettsäuren, Fettsäureester

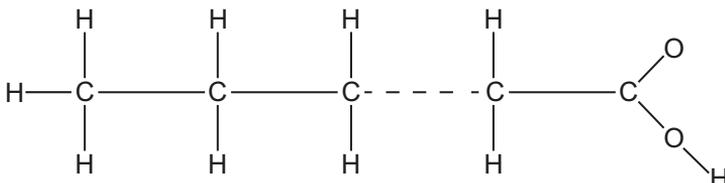


Bild 87
Chemische Struktur von Fettsäuren.

Fettsäuren, gesättigt und ungesättigt, bestehen aus Kohlenwasserstoffketten und sind chemisch als auch in Hinblick auf ihre Eigenschaften mit Paraffinen vergleichbar. Ihr einziger Unterschied ist, dass sich an einem Ende des Moleküls die Carboxylgruppe (Carboxy-Gruppe) COOH anstelle einer Methylgruppe CH₃ befindet (Bild 87). Die Summenformel ergibt sich demnach zu C_nH_{2n+1}COOH.²⁰⁶ Fettsäuren stammen aus natürlichen Quellen (Pflanzen- und Tierproduktion) und sind deshalb ungiftig und ökologisch unbedenklich.

Zuckeralkohole

Zuckeralkohole bestehen ebenfalls aus Kohlenwasserstoffketten, welche im Vergleich zu Paraffinen jedoch mit einer Hydroxygruppe aus Sauerstoff (O) und Wasserstoff (H) ausgestattet sind, womit sich die Summenformel HOCH₂[CH(OH)]_nCH₂OH ergibt (Bild 88).²⁰⁷ Die genaue Lage der OH-Gruppe kann die Form der Kohlenwasserstoffketten beeinflussen.

Die hohen Schmelztemperaturen zwischen 90 und 200 °C beschränken den Einsatz im Bauwesen auf bestimmte Bereiche der Anlagentechnik. Die Literatur bescheinigt diesen PCM-Materialien ähnliche Eigenschaften wie Paraffinen. Die leichte Entflammbarkeit sowie die chemische Stabilität nur unter völligem Luftabschluss sind dagegen nachteilig zu werten.²⁰⁸

²⁰⁶ Beyer 1998, Seite 243.

²⁰⁷ Mehling 2008, Seite 23.

²⁰⁸ Vergleiche Dieckmann 2006, Seite 23 f.

konstruktion, Luftdichtheit, Form- oder Korrosionsbeständigkeit, erfüllen. Die Makroverkapselung ist die am meisten angewandte Verkapselungsform von PCM.²⁰⁹

Bei der Mikroverkapselung werden PCM-Materialien als kleine Partikel mit einem Durchmesser von 1 bis 1000 µm in eine feste Hülle, zum Beispiel aus Kunststoff, eingelagert. Auf diese Weise entsteht für den Betrachter ein Pulver, welches auch in der flüssigen Phase des PCM-Materials durch die schützende Hülle um die Partikel noch trocken ist. Durch die Geometrie entsteht ein gutes Verhältnis von Oberfläche zu Volumen, weshalb eine gute Wärmeübertragung an das PCM-Material sichergestellt ist. Somit kann mikroverkapseltes PCM in andere Baustoffe, zum Beispiel als Zuschlagstoff in Gipskartonplatten, eingebracht werden. Alternativ kann mikroverkapseltes PCM auch in Flüssigkeiten, wie Wasser, eingebracht werden, womit ein Speichermedium entsteht, welches auch in der festen Phase des PCM-Materials noch pumpfähig ist. Solche sogenannten PCM-Slurries werden häufig als Wärmeträgerfluide in der Haustechnik eingesetzt, um thermische Energie zu transportieren. Aufgrund des in der Flüssigkeit stattfindenden Phasenwechsels haben solche Wärmeträgerfluide eine hohe Speicherdichte.

Gebundenes PCM



Bild 90

Gebundenes PCM bestehend aus einem organischen PCM-Anteil von circa 60 %, welches in einem anorganischen Trägermaterial eingebettet ist. Es entsteht ein schüttfähiges Pulver mit Partikelgrößen von 200 µm (Foto: Rubitherm Technologies GmbH).

²⁰⁹ Mehling 2008, Seite 48.

Über die Verkapselung hinaus gibt es zudem noch die Möglichkeit, PCM in anderen Materialien zu binden, um ein neues Material mit modifizierten Eigenschaften zu erhalten. Dabei kann entweder das PCM mit Partikel oder Fasern anderer Materialien vermischt, oder PCM in Hohlräume anderer Materialien eingebettet werden. Dies geschieht in einem sehr kleinen Maßstab, sodass gebundenes PCM häufig die Form kleiner Kügelchen oder schüttfähigen Pulvers annimmt (Bild 90), was nicht mit mikroverkapseltem PCM verwechselt werden darf.

5.2.3 Einsatz in der Solartechnik

Die Idee der Verwendung von PCM im Bauwesen und speziell in der Solartechnik ist prinzipiell nicht neu. So beschrieb bereits Scheffknecht 1988, dass sich die Latentspeicherforschung aufgrund der Vorteile einer hohen Energiespeicherung bei gleichzeitig kompakten Abmessungen unter anderem auch auf die Solartechnik konzentriert.²¹⁰ Diekmann beschreibt in seiner Dissertation, dass in den USA bereits um 1940 PCM zur Speicherung von Solarwärme verwendet wurde. So wurde 1948 in der Nähe von Boston ein Einfamilienhaus errichtet, dessen Heizenergiebedarf vollständig durch latent gespeicherte Energie gedeckt wurde. Aufgrund der Entmischung des PCMs funktionierte das Prinzip in diesem Gebäude jedoch nur zwei Winter.²¹¹

Der Einsatz von PCM zur passiven Reduktion der Modultemperatur ist ebenfalls bereits Bestandteil einiger Forschungen gewesen. Erste Publikationen stammen von Häußler und Rogaß, welche 1998 ein PV-Modul mit einem Metallbehälter kombinierten und dieses System in Folgeuntersuchungen stetig optimierten.²¹² Ebenso führte Huang eine Vielzahl an Versuchen zur Kombination von PV-Modul und PCM durch. Variiert wurden dabei Form und Anordnung der PCM-Kapseln, Schmelzpunkt des verwendeten PCMs sowie die experimentelle und rechnerische Abbildung der Temperaturreduktion im PV-Modul.²¹³ Darüber hinaus existieren weitere Publikationen zur Nutzung von PCM für die

²¹⁰ Vergleiche Scheffknecht 1988, Seite 1.

²¹¹ Vergleiche Diekmann 2006, Seite 20.

²¹² Vergleiche Häußler 1998 und Häußler 2000.

²¹³ Vergleiche Huang 2004, Huang 2006a, Huang 2006b, Huang 2011.

Reduktion der Modultemperatur.²¹⁴ Bei diesen Forschungen handelt es sich hauptsächlich um die Untersuchung an kristallinen PV-Modulen, welche nicht explizit für den Einsatz in der Fassade vorgesehen waren. Diese unterscheiden sich in mehreren Punkten von der hier angedachten Fassadenanwendung.

So sind die PV-Module im Dachbereich zunächst anderen Einstrahlungsverhältnissen ausgesetzt. Auf geneigte Dachflächen gelangt die höchste Einstrahlung in den Sommermonaten, wodurch die sich einstellende Modultemperatur durch die Überlagerung mit hohen Außenlufttemperaturen von denen in der Fassade unterscheidet. Dies wirkt sich vor allem auf die richtige Wahl und Menge des PCM-Materials aus. Weiterhin waren die betrachteten PV-Module hinterlüftet, was wiederum zu einer Verringerung der Modultemperaturen führt. Der Einsatz von PCM zur Abpufferung der Modultemperatur hat daher nicht die hohe Wirkung wie bei einem nicht hinterlüfteten PV-Modul. Zuletzt wurde in den meisten Untersuchungen ein PCM auf Paraffinbasis verwendet. Dieses ist jedoch aufgrund seiner Brennbarkeit nicht gut für Fassadenanwendungen geeignet. Alternative PCM-Materialien, wie zum Beispiel Salzhydrate unterscheiden sich sowohl in ihrer Schmelzenthalpie als auch in ihren Anforderungen an eine Verkapselung von Paraffinen.

Dennoch gibt es auch speziell für den Fassadenbereich bereits Untersuchungen zur Integration von PCM zur Reduktion der Modultemperatur. Zu nennen sind hier Untersuchungen von Čurpek und Aelenei, welche sich jedoch mit hinterlüfteten Fassadenkonstruktionen beschäftigen. Durch die bereits vorhandene Hinterlüftung erreicht die Temperaturabpufferung durch das PCM, ähnlich wie auf dem Dach, nicht die hohe Wirkung wie bei einer nicht hinterlüfteten Fassadenkonstruktion. Weiterhin war in der Untersuchung von Aelenei das PCM-Material durch den Hinterlüftungsraum von dem PV-Modul getrennt. Aussagen und Berechnungsansätze zur Wärmeübertragung von PV-Modul in die PCM-Schicht können hier nicht mit den Gegebenheiten an einer Warmfassade ohne Hinterlüftung verglichen werden. Als Ergebnis dieser Untersuchungen wurde bei der Verwendung von polykristallinen PV-Modulen durch den Einsatz von PCM

²¹⁴ Vergleiche Browne 2015, Ma 2015, Ling 2014.

eine Verbesserung des energetischen Wirkungsgrades um 10 % erreicht.²¹⁵

Was jedoch als Erkenntnis aus den bisherigen Untersuchungen berücksichtigt werden kann ist die Notwendigkeit, die thermische Energie aus dem PV-Modul zügig in das PCM zu leiten und durch die richtige Wahl von PCM-Menge und PCM-Schmelzbereich einen häufigen Phasenwechsel über das gesamte Jahr zu erreichen. Auch die Funktionsweise der Temperaturabpufferung im PV-Modul durch das PCM wird nachgewiesen. Der Betrag der Abpufferung hängt dabei von Standort, Ausrichtung, PCM-Integration und PCM-Zusammensetzung ab. In einer Publikation von Browne wird 2015 der Stand der Technik auf dem Gebiet der thermischen Regulation von PV-Modulen in Kombination mit PCM dargestellt. Darin kommt er zu dem Schluss, dass es weitere Untersuchungen hinsichtlich der konstruktiven Integration von PCM in PV-Module geben muss. Auch wird die Notwendigkeit von Langzeitversuchen verdeutlicht. Bisherige Untersuchungen belaufen sich häufig auf Simulationen beziehungsweise Messungen an Kleinteilmustern über einen sehr geringen Zeitraum. Vor allem für die Untersuchung des Langzeitverhaltens und des Phasenübergangs von flüssig zu fest in warmen Umgebungen können nur durch ein Monitoring über einen längeren Zeitraum untersucht werden.²¹⁶

Neben dem Einsatz in der Solartechnik finden sich im Bauwesen weitere Anwendungen von PCM, beispielsweise in Komponenten der Gebäudetechnik²¹⁷ sowie in Wand- und Deckenkonstruktionen.²¹⁸ In der Gebäudetechnik wird PCM beispielsweise in Speichertanks gegeben oder in aktiv gekühlten Kühldecken verbaut. Dabei muss die Wärme nicht aktiv nach außen abgeführt, sondern kann im PCM zwischengespeichert werden. Durch PCM lässt sich auch die Spitzenlast für die Kühlleistung verringern, wodurch Kälteanlagen mit geringerer Leistung verwendet werden können. Als baukonstruktive Anwendungen ist PCM beispielsweise makroverkapselt in abgehängten Decken oder mikroverkapselt in Gipskartonplatten eingebracht. Forschungsprojekte

²¹⁵ Vergleiche Aelenei 2014, Seite 482.

²¹⁶ Vergleiche Browne 2015, Seite 779.

²¹⁷ Vergleiche FIZ 2009 und Makulla 2014.

²¹⁸ Vergleiche Tyagi 2007, Shukla 2012, Javanmardi 2016, Chung 2016, Bahrar 2016, Niall 2016.

beschäftigten sich darüber hinaus auch mit der Integration von PCM in innenliegende Sonnenschutzsysteme. Alle Maßnahmen dienen vorrangig der Vermeidung zu hoher Raumtemperaturen. Die größte Herausforderung bestand bei diesen Systemen in der Rückführung des Aggregatzustandes von flüssig zu fest, welche über die Nachtlüftung erfolgen soll. Um die thermische Energie jedoch aus dem PCM zu entladen wurde häufig der Einsatz einer aktiven Belüftung oder Kühlung notwendig.

Die genannten Beispielanwendungen unterscheiden sich sowohl von der konstruktiven Einbindung in die Baukonstruktion als auch von den Arbeitstemperaturbereichen teils deutlich von der Anwendung in der Solartechnik. Zudem sind einige der Anwendungen aktuell gar nicht mehr auf dem Markt erhältlich. Eine Übertragbarkeit von Anwendungserfahrungen auf eine energieerzeugende Warmfassade ist daher nur bedingt möglich.

5.3 Konstruktive Durchbildung

5.3.1 PCM-Zusammensetzung

Bei der Entwicklung des neuen BIPV-Systems durch die konstruktive Veränderung des BIPV-Paneels muss zunächst ein geeignetes PCM ausgewählt werden. Betrachtet man die bisher an der Warmfassade aufgetretenen täglichen Maximaltemperaturen, welche in einem Bereich zwischen $-1,1$ und $+72,8$ °C (Bild 69) liegen, kommen prinzipiell Clathrate, Fettsäuren, Fettsäureester, Paraffine oder Salzhydrate für einen Einsatz in Frage. Deren Schmelzbereich liegt in dem angegebenen Temperaturbereich (Bild 85).

Da Clathrate unter Umgebungsdruck jedoch nur bedingt stabil sind, kommen sie für den Einsatz in der Fassade nicht in Betracht. Fettsäuren und Fettsäureester haben ähnliche Eigenschaften wie Paraffine. Die relativ geringe Wärmeleitfähigkeit und volumenbezogene Speicherdichte wirken sich nachteilig auf eine Fassadenintegration dieser PCM-Materialien aus, da diese einen hohen Platzbedarf aufweisen und aufgrund der geringen Wärmeleitfähigkeit keine ausreichende Wärmeübertragung vom PV-Modul in das PCM sichergestellt werden kann. Am kritischsten ist aber die Brennbarkeit der Materialien, was für einen Einsatz in einem Fassadenbauteil erhebliche brandschutztechnische Probleme nach sich zieht.

Aus diesem Grund werden für das neue BIPV-Panel Salzhydrate gewählt. Diese sind nicht brennbar und benötigen aufgrund der relativ hohen Speicherdichten geringe Materialmengen. Nachteilig ist jedoch, dass Salzhydrate in einem dampfdichten und korrosionsbeständigen Behälter eingebaut werden müssen.

Neben der prinzipiellen chemischen Zusammensetzung des PCM-Materials ist die Wahl der richtigen Schmelztemperatur entscheidend. Diese muss so gewählt werden, dass eine Abpufferung der Modultemperatur jeweils dann eintritt, wenn die maximale solare Einstrahlung auf die PV-Module trifft. Für die betrachteten PV-Module in der Südfassade ist das die Mittagszeit. Dann ist die Wirkungsgradverbesserung gegenüber einem PV-Modul ohne PCM am größten. Dabei ist zu erwähnen, dass sämtliche in diesem Kapitel getroffenen Überlegungen sich auf eine nach Süden ausgerichtete Fasadefläche in Deutschland beziehen. Ausrichtungen nach Osten oder Westen beziehungsweise an anderen geografischen Standorten führen zu veränderten solaren Einstrahlungsszenarien, welche sich auf die Entwicklung der Modultemperatur und demnach auch auf die Schmelztemperatur des PCMs auswirken. Damit ist es auch schwierig, Aussagen zu optimalen Schmelztemperaturen aus der Literatur zu entnehmen. Dortige Untersuchungen beziehen sich häufig auf andere PCM-Materialien, wie Paraffine, und auf andere Einstrahlungsbedingungen.

Wird die Schmelztemperatur des PCMs zu niedrig angesetzt besteht die Gefahr, dass die Abpufferung der Modultemperatur bereits zu einem Zeitpunkt mit wenig solarer Einstrahlung stattfindet und zur Mittagszeit bereits das PCM vollständig geschmolzen ist. Wird die Schmelztemperatur dagegen zu hoch angesetzt besteht die Gefahr, dass eine Abpufferung der Modultemperatur entweder nur an wenigen Tagen im Jahr zur richtigen Zeit abläuft beziehungsweise erst an einem Punkt, wenn die solare Einstrahlung bereits ihr Maximum erreicht hat und wieder am Abfallen ist. In beiden Fällen kann nicht das gesamte Potential der latenten Wärmespeicherung genutzt werden, was zu einer geringeren Verbesserung des Wirkungsgrades führt.

Somit ist die Bestimmung eines optimalen Schmelzpunktes ein iterativer Prozess, welcher von vielen Randbedingungen

abhängig ist. Für eine erste Grobauslegung kann die mögliche zu speichernde thermische Energie bei dem Phasenübergang Q_s der anfallenden, tatsächlich zu speichernden, thermischen Energie gegenübergestellt werden. Daraus ergibt sich sowohl die Dauer als auch der Zeitpunkt des Schmelzvorganges. Bei diesem Vorgehen wird zunächst nach der in Kapitel 5.2.1 angegebenen Gleichung 26 die Schmelzenergie Q_s berechnet. Diese ist abhängig von der spezifischen Schmelzwärme q_s und der Menge des eingesetzten PCMs und gibt an, wieviel thermische Energie im Rahmen des Phasenübergangs von dem jeweiligen PCM aufgenommen werden kann.

Die im PCM zu speichernde thermische Energie ergibt sich aus der solaren Einstrahlung in Modulebene. Von dieser wird ein Teil durch das PV-Modul in elektrischen Strom umgewandelt. Der Rest wird in thermische Energie umgewandelt, sorgt zunächst für eine Erwärmung des PV-Moduls und wird sowohl über Konvektion und Wärmestrahlung wieder an die äußere Umgebung als auch über Strahlung und Transmission an das PCM abgegeben (Bild 91).

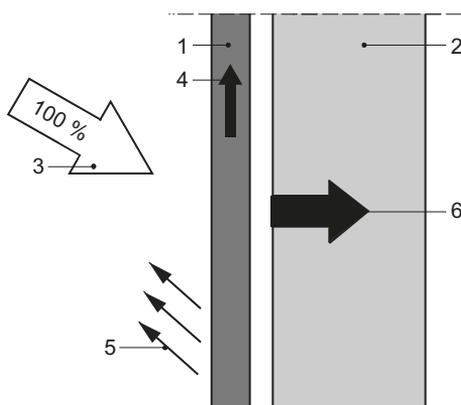


Bild 91
Energieströme im Fassadenpaneel.

- 1 PV-Modul
- 2 PCM-Schicht
- 3 Einstrahlung in Modulebene
- 4 elektrische Energie
- 5 Konvektion und Wärmestrahlung an Umgebung
- 6 Wärmestrahlung und Transmission in die PCM-Schicht

Bei bekanntem Verlauf von Einstrahlung in Modulebene G_i und Modultemperatur T_m kann nun die zu speichernde thermische Energie nach Gleichung 27 und Gleichung 28 zeitlich aufgelöst berechnet werden. Dabei wird, sobald die Modultemperatur den Wert der Schmelztemperatur des PCMs erreicht und übersteigt, die zu speichernde thermische Energie für die nachfolgenden Zeitintervalle addiert, bis die Summe dem Wert der Schmelzenergie Q_s entspricht. Durch die Anzahl der summierten Zeitintervalle lässt sich die Dauer des Schmelzvorganges bestimmen. Unter der Annahme, dass

sich die Modultemperatur durch den Schmelzvorgang des PCMs nicht weiter erhöht, lässt sich über die Differenz von Modultemperatur ohne PCM zu Schmelztemperatur die zu erwartende Temperaturabpufferung bestimmen (Bild 92).

Gleichung 27

$$Q_s = (1 - \eta_m - k_T) \cdot \sum_{i=1}^n I_i$$

Mit: Q_s : Schmelzwärme bzw. Schmelzenergie [J]
 η_m : Modulwirkungsgrad [%]
 k_T : Abminderungsfaktor für Wärmeverluste durch Konvektion und Wärmestrahlung an die Umgebung [%]
 I_i : Solarertrag der Einstrahlung in Modulebene innerhalb eines bestimmten Betrachtungszeitraums [Wh bzw. Wmin]

Gleichung 28

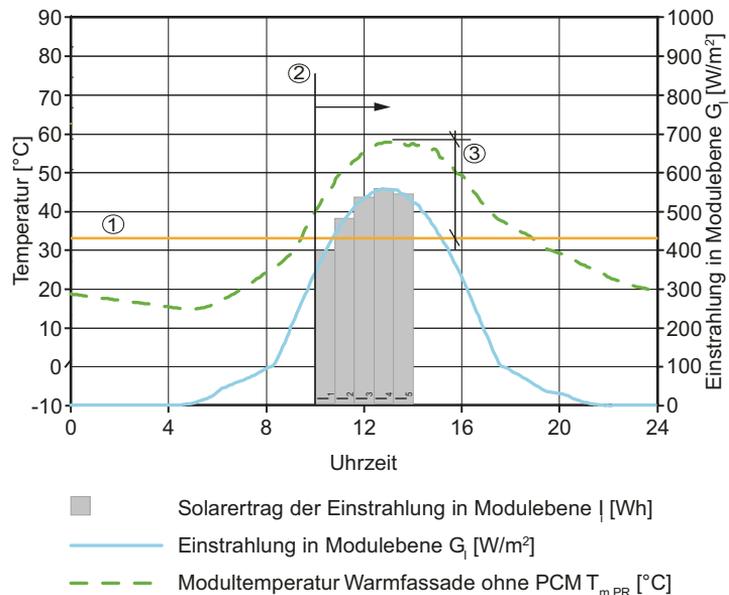
$$I_i = \frac{G_{i,i} + G_{i,i+1}}{2} \cdot (t_{i+1} - t_i) \cdot A_m$$

Mit: I_i : Solarertrag der Einstrahlung in Modulebene innerhalb eines bestimmten Betrachtungszeitraums [Wh bzw. Wmin]
 $G_{i,i}$: Einstrahlung in Modulebene innerhalb eines bestimmten Betrachtungszeitraums [W/m^2]
 t_i : Betrachtungszeit [hh:mm]
 A_m : Fläche eines PV-Moduls

Bild 92

Prinzip zur Berechnung zu speichernden thermischen Energie und der daraus folgenden Ableitung von Schmelzdauer und Temperaturabpufferung.

- 1 Schmelztemperatur PCM
- 2 Startpunkt des Schmelzvorganges
- 3 Maximale Temperaturabpufferung



Es gilt jedoch zu berücksichtigen, dass es sich bei dieser Methode um eine Vereinfachung handelt. So werden beispielsweise Effekte der sensiblen Wärmespeicherung des PCMs außerhalb des Phasenübergangs sowie ein Temperaturversatz im PV-Modul durch eine zeitlich verzögerte Wärmeleitung der thermischen Energie in die PCM-Schicht vernachlässigt.

Mit dieser Methodik wurde für verschiedene PCM-Varianten im Rahmen der Vordimensionierung für jeden Tag der vorhandenen Messdaten des BIPV-Systems mit den PV-Modulen in der Warmfassade (Kapitel 4) die Schmelzdauer und mögliche Temperaturabpufferung berechnet. Im Ergebnis wurde das Salzhydrat SP31 der Firma Rubitherm Technologies GmbH gewählt (Bild 93). Dieses schwer entflammbare PCM hat einen Schmelzbereich zwischen 31 und 33 °C und erstarrt zwischen 28 und 30 °C.²¹⁹ Die spezifische Wärmekapazität beträgt 2.000 J/(kg·K) und ist damit doppelt so hoch wie die von Beton (1.000 J/(kg·K)) und mehr als viermal so hoch wie die von Stahl (450 J/(kg·K)).²²⁰ Damit erreicht man für die vorgesehene Anwendung je nach Einstrahlungssituation eine Schmelzdauer von 2 bis 3 Stunden, womit eine Temperaturabpufferung von 20 bis 25 K erreicht werden könnte. Bei einem Temperaturkoeffizienten des PV-Moduls von $TK_P = -0,25 \text{ \%}/K$ ergibt das eine Leistungsverbesserung von bis zu 5 bis 6,25 %. Da es sich hierbei um maximale Temperaturdifferenzen handelt, dürfte die Verbesserung der Leistungsfähigkeit über ein gesamtes Jahr jedoch unter diesen Werten liegen.



Bild 93

Ausschnitt eines erstarrten SP31 in einer Petrischale.
(Foto: Seeger)

²¹⁹ Rubitherm 2015a.

²²⁰ DIN EN ISO 10456, Tabelle 3.

5.3.2 PCM-Verkapselung

Dem Datenblatt des PCM-Materials SP31 ist zu entnehmen, dass dieses vorrangig makroverkapselt eingebaut wird und korrosiv gegenüber Metall ist. Weiterhin besitzt es eine Volumenausdehnung von 3 bis 4 % zwischen fester und flüssiger Phase. Der Auswahl und Dimensionierung der Verkapselung kommt demnach eine große Bedeutung zu. Diese muss so ausgeführt werden, dass sie einen gewissen Korrosionsschutz gegenüber dem PCM aufweist sowie die Volumenausdehnung aufnehmen kann. Weiterhin muss sie konstruktiv in das Fassadenpaneel integrierbar sowie dampf- und diffusionsdicht sein. Dies ist insofern wichtig, da das SP31 hygroskopisch wirkt und bei einer undichten Verkapselung Feuchtigkeit aufnimmt, was zu einer Veränderung der Produkteigenschaften führen kann.

Erste Überlegungen beinhalteten den Einsatz einer Hülle aus zwei umgeformten Aluminiumplatten, welche sowohl durch einzelne Punkte als auch über den Rand miteinander verklebt werden (Bild 94). Die so entstehenden Behältnisse können eine Dicke von 10 bis 20 mm aufweisen und besitzen eine Antikorrosionsschicht für die Befüllung mit SP31. Die Platten können anstelle der standardmäßigen strukturierten Oberfläche auch eben ausgeführt werden. Bei der Fassadenintegration würden sich so weniger Lufträume zwischen PCM-Kapsel und PV-Modul ergeben, was sich positiv auf die Wärmeleitung und damit auch auf die Speicherung thermischer Energie im PCM auswirkt. Bei Befüllung mit SP31 zeigte sich jedoch, dass sich die Kapsel aufgrund der Volumenänderung des PCMs relativ stark verformt, was eine formschlüssige Verbindung mit der Rückseite des PV-Moduls behindert.

Aus diesem Grund wurde eine Verkapselung in Form von Aluminium-Strangpressprofilen verwendet, welche an den Enden mit Deckeln aus Polyamid verschlossen werden (Bild 95). Die Profile haben eine Breite von 200 mm und weisen aufgrund der Wandstärke von 2 mm keine Verformung infolge einer Volumenänderung des PCMs auf. Bisher wird diese Form der Verkapselung hauptsächlich in der Lebensmittelindustrie bei dem Transport von Speisen zum Warmhalten verwendet. Zudem wird für diesen Zweck ein PCM eingesetzt, welches keine korrosive Schädigung der Kapsel bewirkt. Für den Einsatz in der Fassade und die Befüllung

mit SP31 ist dagegen davon auszugehen, dass mit zunehmender Lebensdauer die Aluminiumkapsel von dem PCM geschädigt wird. Diese Schädigung ist über den Zeitraum des in den folgenden Kapiteln dieser Arbeit beschriebenen Monitorings unkritisch, jedoch wären für einen längeren Einsatz die Kapseln mit geeigneten Korrosionsbeschichtungen zu versehen.

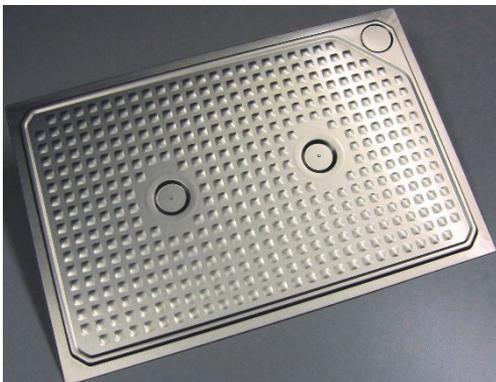


Bild 94

Makroverkapselung über zwei miteinander verbundene Aluminiumplatten. Standardmäßig sind die Platten strukturiert, können jedoch auch plan ausgeführt werden. (Foto: Rubitherm Technologies GmbH)

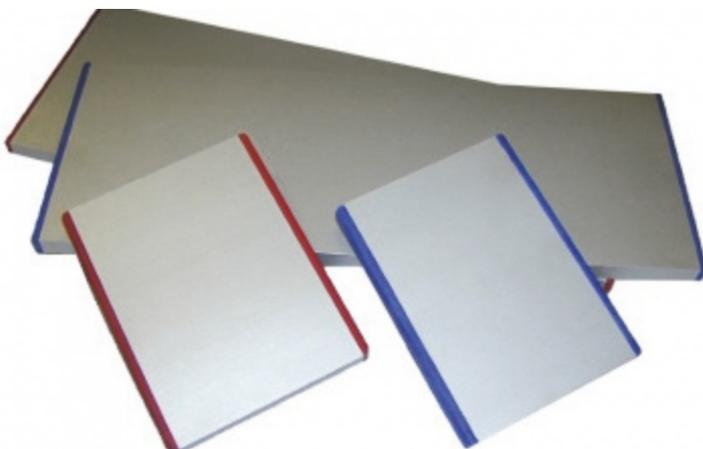


Bild 95

Makroverkapselung über Aluminium-Strangpressprofile. Die Enden werden mit Deckeln aus Polyamid (rot und blau) verschlossen. (Foto: Rubitherm Technologies GmbH)

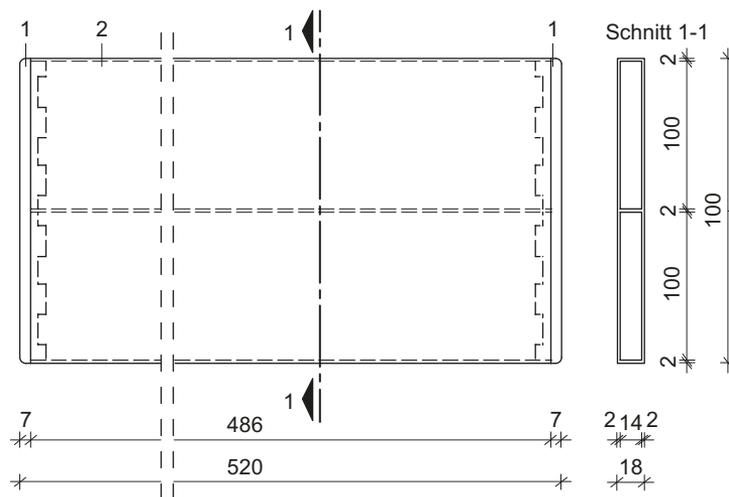
5.3.3 Fassadenpaneel

Das Fassadenpaneel besteht aus einem Dünnschicht-PV-Modul mit integrierten PCM und rückseitiger Wärmedämmung und ist so konstruiert, dass es in standardmäßige Pfosten-Riegel-Fassaden eingesetzt werden kann (Bild 100). Die Wärmedämmung besteht aus Mineralwolle WLG 035. Die PCM-Kapseln werden nebeneinander auf die Rückseite des PV-Moduls geklebt. Theoretisch würden genau 6 dieser Kapseln mit einer Breite von jeweils 200 mm nebeneinander auf das 1200 mm breite PV-Modul passen.

In der Praxis befindet sich aber ein am Modulrand umlaufender Umleimer, welcher jeweils 15 mm in das PV-Modul hineinragt. Somit bleibt nur noch eine effektive PV-Modulbreite von 1170 mm zur Belegung mit PCM-Kapseln übrig. 5 PCM-Kapseln nebeneinander würden eine Breite von 1000 mm ausfüllen, womit 170 mm Modulbreite ungenutzt blieben. Um dennoch eine möglichst große Fläche des PV-Moduls mit PCM-Kapseln zu belegen, wird neben den 5 PCM-Kapseln noch eine halbe PCM-Kapsel mit einer Breite von 101 mm angeordnet (Bild 97). Die Halbierung einer PCM-Kapsel ist möglich, da diese standardmäßig mit einem Zwischensteg ausgestattet ist (Bild 96).

Bild 96
 Aufbau der PCM-Kapsel für die Verwendung im Fassadenpaneel, Maße in mm.

- 1 Polyamid-Deckel
- 2 Aluminium-Strangpressprofil



Um weiterhin so viel PCM wie möglich in dem Fassadenpaneel zu integrieren, werden 2 Lagen PCM-Kapseln auf der Rückseite des PV-Moduls angeordnet (Bild 97). Die Stege in der PCM-Kapsel wirken sich dabei positiv auf die Wärmeleitung aus. Immerhin muss gewährleistet sein, dass die thermische Energie vom PV-Modul auch in die hintersten Schichten des PCM-Materials gelangt. Untersuchungen von Huang haben gezeigt, dass sich die Integration von Metallstegen positiv auf die Temperaturabpufferung auswirkt, da die thermische Energie gut in das PCM eingeleitet wird. Allerdings darf der Abstand der Stege auch nicht zu gering sein, da sonst die Bildung von Konvektionswalzen im bereits geschmolzenen PCM, welche sich ebenfalls positiv auf die

Temperaturabpufferung auswirken, behindert werden.²²¹ Unter dem Begriff Konvektionswalze ist die Strömung eines Mediums (zum Beispiel Luft oder Flüssigkeit) zu verstehen, welche sich in einem Raum mit unterschiedlich temperierten Oberflächen ergibt. Dabei wärmt sich das Medium an der warmen Oberfläche auf und steigt in dem betrachteten Raum nach oben. Gelangt es an die kühlere Oberfläche sinkt die Temperatur des Mediums und es sinkt wieder nach unten. Dadurch kann sich ein Kreislauf in Form einer Walze einstellen, bei welchem thermische Energie durch Konvektion im Raum verteilt wird.

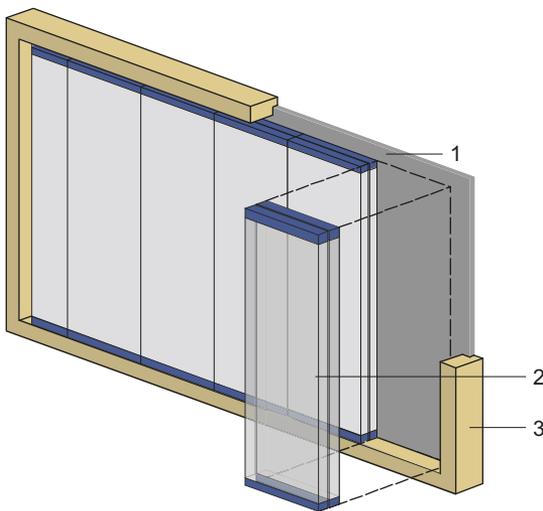


Bild 97

Anordnung der PCM-Kapseln (2-lagig) auf der Rückseite des PV-Moduls. Auf die Darstellung der Verklebung wurde verzichtet.

- 1 PV-Modul
- 2 PCM-Kapsel
- 3 Umleimer

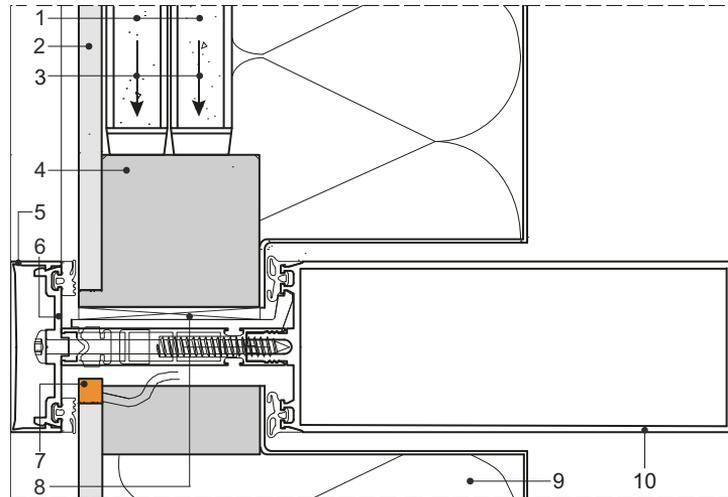
Um die Belastung auf die Klebfuge so gering wie möglich zu halten, wird das Eigengewicht der PCM-Kapseln über den umlaufenden Umleimer abgetragen (Bild 98). Eine Kapsel wiegt im befüllten Zustand 2,75 kg. Bezogen auf das gesamte Fassadenpaneel bewirkt die PCM-Integration damit eine Gewichtszunahme von 30,25 kg. Die Klebfuge wird dann nur noch durch Windlasten und unterschiedliche thermische Längenänderungen der Fügepartner PV-Modul und PCM-Kapsel belastet.

²²¹ Vergleiche Huang 2004, Seite 2731 f.

Bild 98

Lastabtrag der PCM-Kapseln über den umlaufenden Umleimer sowie Einbindung der Randanschlussdose in den Riegel der Fassadenkonstruktion.

- 1 PCM-Kapsel
- 2 PV-Modul
- 3 Lastabtrag Eigengewicht
- 4 Umleimer
- 5 Deckleiste
- 6 Klemmleiste
- 7 Randanschlussdose
- 8 Klotzung
- 9 Wärmedämmung
- 10 Riegelprofil



Einen besonderen Detailpunkt stellt die Anschlussdose des PV-Moduls dar, über welche die elektrische Verschaltung durchgeführt wird. Diese sitzt in der Regel auf der Rückseite des PV-Moduls und behindert so die Anordnung von PCM-Kapseln. Um auch hier eine möglichst große Fläche des PV-Moduls mit PCM-Kapseln belegen zu können wurde ein PV-Modul mit Randanschlussdose verwendet (Bild 99). Die Dose muss jedoch in ihren Abmessungen so klein sein, dass sie in den Riegel der Fassadenkonstruktion passt (Bild 98) und dennoch alle elektrotechnischen Anforderungen an Überhitzung und elektrische Isolation erfüllt.

Für das Fassadenpaneel sollte wie auch bei der in Kapitel 4.1.2 beschriebenen Warmfassade ein Dünnschicht-PV-Modul der Firma Calyxo verwendet werden, um den späteren Vergleich von Fassadenpaneelen mit und ohne PCM zu vereinfachen. Anstelle der standardmäßigen Anschlussdose auf der Rückseite des PV-Moduls wurde eine eigens angefertigte Randanschlussdose verwendet (Bild 99). Um die geringen Abmessungen und gleichzeitig die Funktionsfähigkeit einzuhalten, wurden dabei Plus- und Minuspol getrennt als einzelne Anschlussdose ausgeführt. Hierbei ist jedoch zu erwähnen, dass dies kein Serienprodukt ist und für eine breite Anwendung noch diverse Zulassungsprüfungen notwendig werden. Insofern liegt auch die Nennleistung unter Standard Testbedingungen (STC) bei 75 W_p . Die standardisierten PV-Module mit einer Anschlussdose auf der Rückseite, welche in den Fassadenpaneelen ohne PCM verwendet werden, erreichen dagegen eine Nennleistung von 80 W_p .

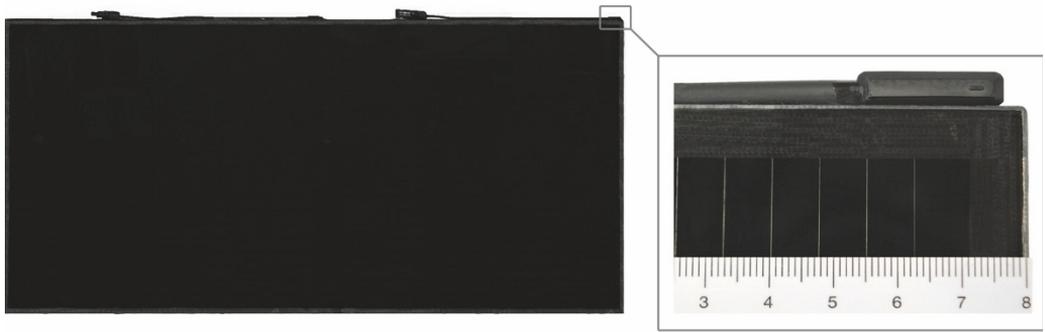


Bild 99
 PV-Modul für das Fassadenpaneel mit detaillierter Darstellung der Randanschlussdose (Minuspol) (Foto: Daum).

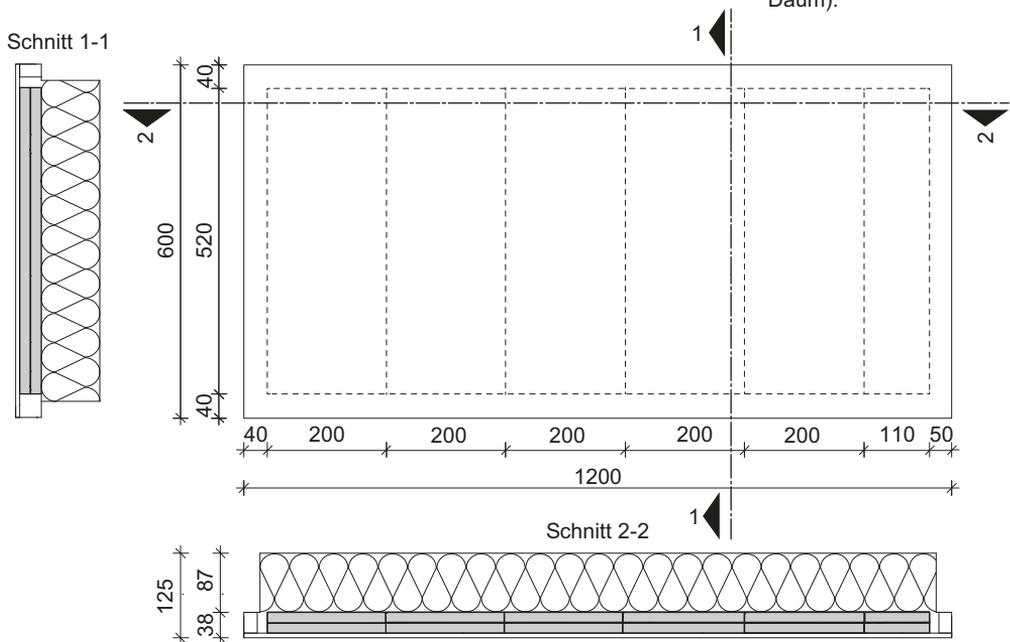


Bild 100
 Ansicht und Schnitt des Fassadenpaneels mit PCM-Integration (grau). Zeichnung nicht Maßstabgerecht, Maße in mm.

Der weitere Aufbau des Fassadenpaneels beinhaltet die Wärmedämmung und eine rückseitige Verblechung analog zu dem Fassadenpaneel ohne PCM (Bild 100). Im eingebauten Zustand ist kein Unterschied zwischen beiden Paneelen zu erkennen.

5.4 Nachweise und experimentelle Untersuchungen

5.4.1 Verklebung PV-Modul und PCM-Kapsel

Durch den Abtrag des Eigengewichts der PCM-Kapseln über den Umleimer wird die Klebfuge zwischen PV-Modul und PCM-Kapsel lediglich durch Wind und thermische Längenänderungen beansprucht. Berechnungen haben ergeben, dass unter einem für PV-Module anzusetzenden Temperatureinsatzbereich von -40 °C bis $+85\text{ °C}$ die thermischen Längenänderungen kritischer zu bewerten sind als Windbeanspruchungen.²²² So würde sich bei einer Herstellungstemperatur der Klebfuge von beispielsweise 15 °C eine Temperaturdifferenz von bis zu 70 K einstellen (bei einem oberen Temperatureinsatzbereich von $+85\text{ °C}$). Durch die unterschiedlichen Temperatureausdehnungskoeffizienten α_T der beiden Fügepartner Glas ($\alpha_{T,\text{Glas}} = 9 \cdot 10^{-6}\text{ K}^{-1}$)²²³ und Aluminium ($\alpha_{T,\text{Aluminium}} = 23,6 \cdot 10^{-6}\text{ K}^{-1}$)²²⁴ müsste nach Gleichung 29 eine Klebfuge mit einer Länge von 1 m eine Ausdehnungsdifferenz von $1,02\text{ mm}$ ausgleichen. Im Fassadenpaneel richtet sich die Länge der Klebfuge nach der Länge der PCM-Kapsel, welche 520 mm beträgt. In diesem Fall muss die Klebfuge eine Ausdehnungsdifferenz der beiden Fügepartner von bis zu $0,53\text{ mm}$ aufnehmen.

Gleichung 29

$$\Delta L = \alpha_T \cdot \Delta T$$

Mit: ΔL : thermische Längenänderung [mm]
 α_T : Temperatureausdehnungskoeffizient [K^{-1}]
 ΔT : Temperaturdifferenz [K]

Für das Fassadenpaneel wurde deshalb ein Klebstoff mit einer hohen Schubdehnung verwendet. Die Wahl fiel dabei auf ein doppelseitiges Klebeband aus geschäumtem Acrylat-Klebstoff (Bild 101). Das Klebeband hat eine sehr geringe Dicke von $1,1\text{ mm}$ und kann durch sein viskoelastisches Materialverhalten die Ausdehnungsdifferenzen der beiden Fügepartner ausgleichen.²²⁵ So werden thermisch bedingte Spannungen in der Klebfuge und in den Fügepartnern minimiert.

²²² Vergleiche DIN EN 61646, Seite 29 ff.

²²³ DIN EN 572-1, Tabelle 2.

²²⁴ Kalpakjian 2011, Tabelle 3.3.

²²⁵ Vergleiche Weller 2016a, Seite 270.



Bild 101

Doppelseitiges Klebeband VHB 4611 F aus geschäumtem Acrylat-Klebstoff (Foto: 3M Deutschland GmbH).

Die Eignung des Klebstoffes wurde in weiteren experimentellen Untersuchungen nachgewiesen. So wurden die Scherfestigkeit und das Verformungsverhalten an Kleinteilproben in Anlehnung an die ETAG 002-01 untersucht. Dabei werden die beiden Fügepartner Glas (PV-Modul) und Aluminium (PCM-Kapsel) gegeneinander parallel verschoben, bis die Klebfuge versagt. Die Prüfungen fanden bei unterschiedlichen Temperaturen (-20 °C, +23 °C und +85 °C) statt. Zudem wurden gealterte Prüfkörper bei einer Temperatur von +23 °C geprüft. Dabei wurden 3 Alterungsszenarien ausgewählt, welche sich an realen Einsatzbedingungen von PV-Modulen orientieren und in der DIN EN 61646 normativ beschrieben werden. Diese Norm regelt die Bauarteignung und Bauartzulassung von Dünnschicht-PV-Modulen. Die gewählten Alterungsszenarien sind:

- Temperaturwechselprüfung: -40 °C bis +85 °C, 200 h
- Feuchte-Frost-Prüfung: -40 °C bis +85 °C, 85 % relative Feuchtigkeit, 240 h
- Feuchte-Wärme-Prüfung: +85 °C, 85 % relative Feuchtigkeit, 1000 h

Die Versuche ergaben ein temperaturabhängiges Materialverhalten des Klebebandes. Dieses kann bei +23 °C Verschiebungen von bis zu 700 % der Fugendicke (entspricht bei einer Fugendicke von 1,1 mm bis zu 7,7 mm) aufnehmen. Bei -20 °C und + 85 °C halbiert sich dieser Wert, was jedoch immer noch ausreichend ist für die zuvor genannte Verschiebung von 0,53 mm infolge unterschiedlicher Ausdehnungsdifferenzen der beiden Fügepartner Glas und Aluminium. Der Mittelwert der maximal aufnehmbaren Spannung erreicht bei einer Prüftemperatur von -20 °C ein Maximum von 1,5 MPa und sinkt mit steigenden Temperaturen signifikant ab. Bei +85 °C beträgt sie nur noch 0,18 MPa.

Bei der Betrachtung der Alterungsszenarien zeigte sich, dass die Temperaturwechselprüfung zu keiner Verschlechterung der Materialeigenschaften des Klebstoffs führt. Lediglich die Alterungsszenarien aus Feuchte und Frost beziehungsweise Feuchte und Wärme wirken sich negativ auf die Materialeigenschaften des Klebstoffes aus. So kann das Klebeband „nur“ noch Verschiebungen von bis zu 350 % (Feuchte-Frost-Prüfung) beziehungsweise 450 % (Feuchte-Wärme-Prüfung) der Fugendicke aufnehmen, was für den Anwendungsfall jedoch ausreichend ist. Die Scherfestigkeit sinkt vor allem nach der Feuchte-Frost-Prüfung auf einen mittleren Wert von 0,2 MPa.

Die Versuche haben gezeigt, dass die Materialeigenschaften des Klebebandes neben der Temperatur auch von bestimmten Alterungsszenarien, vor allem in Kombination mit Feuchtigkeit, abhängig sind. Trotz bestimmter Verschlechterungen von Scherfestigkeit und Verformungsverhalten erfüllt der Klebstoff dennoch die Anforderungen für die Anwendung im Fassadenpaneel. Zudem ist zu sagen, dass die Alterungsszenarien Feuchte-Frost-Prüfung und Feuchte-Wärme-Prüfung zwar realistische Szenarien für PV-Module darstellen, verbaut in einem Fassadenpaneel aber einen äußerst seltenen und extremen Lastfall abbilden. Das durchaus realistischere Szenario des Temperaturwechsels zeigte dagegen keine negativen Einflüsse auf die Materialeigenschaften. Für detailliertere Ausführungen zu den durchgeführten Materialtests sei an dieser Stelle auf weiterführende Publikationen verwiesen.²²⁶

Neben den Prüfungen an Kleinteilproben wurden auch ganze Paneelausschnitte den drei Alterungsszenarien unterzogen. Ein Paneelausschnitt bestand dabei aus einer ungefüllten PCM-Kapsel und einem Glas, welche über das Acrylatschaum-Klebeband miteinander verbunden waren (Bild 102). Anstelle des PV-Moduls wurde eine durchsichtige Glasscheibe verwendet. Diese erlaubt die visuelle Beurteilung des Klebebandes nach der Alterung, was bei einem PV-Modul nicht möglich wäre. Es zeigt sich, dass die an den Kleinteilproben erhaltenen Erkenntnisse auch auf den größeren Maßstab übertragbar sind.

²²⁶ Vergleiche Weller 2016a, Seite 272 ff. und Weller 2016c, Seite 399 ff.

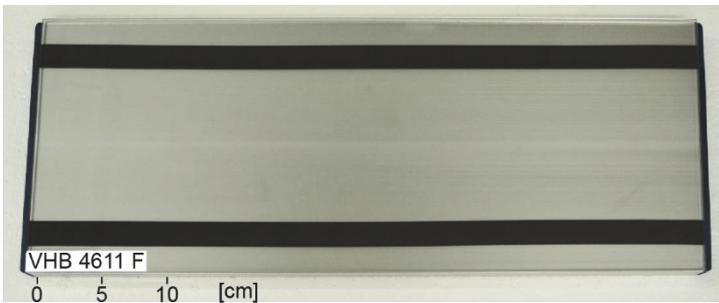


Bild 102

Paneelausschnitt zum Test der Alterungsbeständigkeit der Verklebung (Foto: See-ger). Die schwarzen Streifen sind das Klebeband, die helle Fläche darunter ist das Aluminium-Strangpressprofil.

Während die Temperaturwechselprüfung keine Verschlechterung der Verklebung hervorruft, sind nach der Feuchte-Frost- und Feuchte-Wärme-Prüfung vereinzelte Delaminationen zwischen Klebstoff und Glas festzustellen (Bild 103). Ein komplettes Versagen der Verklebung trat allerdings zu keinem Zeitpunkt auf, weshalb die Verklebung für den Einsatz im Fassadenpaneel geeignet ist.



Bild 103

Delamination (helle Bereiche auf dem dunklen Klebeband) zwischen Klebstoff und Glas nach der Feuchte-Frost-Prüfung (Foto: See-ger).

Im Vergleich zu einer flächigen Verklebung mit Silikon, welche im Fassadenbereich aufgrund ihrer guten Materialeigenschaften häufig eingesetzt werden, hat das Acrylschaum-Klebeband mehrere Vorteile. So ist zum einen der Materialverbrauch wesentlich geringer und zum anderen die Herstellung mit weniger Aufwand verbunden. Die Klebfugendicke lässt sich durch die definierte Dicke des Klebebandes einfach einhalten und das Paneel kann nach der Verklebung von PV-Modul und PCM-Kapsel sofort weiterbearbeitet werden. Bei Silikon können nachfolgende Arbeitsschritte erst nach der vollflächigen Aushärtung des Klebstoffes durchgeführt werden.

5.4.2 Wärmeleitung

Das Prinzip der Abpufferung der Modultemperatur durch die PCM-Integration funktioniert nur, wenn die thermische Energie aus dem PV-Modul auch schnell in das PCM eingeleitet wird. Hier hat die Verklebung zwischen PV-Modul und PCM-Kapsel einen entscheidenden Einfluss. Wird beispielsweise eine relativ dicke Klebfuge in Kombination mit einem schlecht wärmeleitenden Klebstoff verwendet, staut sich die thermische Energie aus dem PV-Modul zunächst an der Klebfuge und gelangt nur verzögert in das PCM. Die Temperaturabpufferung wird somit geschwächt.

Bei der Verklebungsvariante mit dem Acrylatschaum-Klebeband ist die Klebfuge mit einer Dicke von 1,1 mm sehr dünn. Bei der Verwendung von Silikon würde man im günstigsten Fall eine Klebfuge mit einer Dicke von mindestens 2 mm erhalten. Die Luftschicht, welche sich aufgrund der linienförmigen Verklebung von PV-Modul und PCM-Kapsel einstellt, wirkt sich jedoch negativ auf die Wärmeleitung aus.

Im Zuge der Nachweise haben durchgeführte Wärmestromuntersuchungen am Computer und im Labor gezeigt, dass eine Luftschicht keine gravierenden Nachteile im Vergleich zu einem direkten Kontakt zwischen PV-Modul und PCM-Kapsel bedeutet. So wird die thermische Energie bei der ruhenden Luftschicht zwischen PV-Modul und PCM-Kapsel durch Wärmestrahlung übertragen. Gemäß den physikalischen Gesetzen wird der Betrag der übertragenen thermischen Energie dabei nicht durch die Dicke der Luftschicht, sondern durch den Emissionsgrad des Glases und den Absorptionsgrad der PCM-Kapsel bestimmt.²²⁷

Die dynamische Wärmestromuntersuchung erfolgte unter der Beachtung realer äußerer Randbedingungen, wie Außenlufttemperatur, direkte und diffuse solare Einstrahlung. Dabei wurden der Wärmestrom vom PV-Modul über die Zwischenschicht (Luft oder Klebstoff) in die PCM-Kapsel sowie die sich dadurch einstellende Oberflächentemperatur des PV-Moduls berechnet. Aus Gründen der Vereinfachung wurde das PCM als flüssig angenommen, da die komplexen physikalischen Vorgänge während des Schmelzvorganges

²²⁷ Vergleiche Maas 2013, Seite 21 ff.

nicht exakt abgebildet werden können. Die Ergebnisse der Berechnung zeigen, dass die Oberflächentemperatur des PV-Moduls infolge der Luftschicht im ungünstigsten Fall circa 2 K höher ist als bei einem direkten Kontakt zwischen PV-Modul und PCM-Kapsel. Ein direkter Kontakt zwischen PV-Modul und PCM-Kapsel wird als Idealfall für eine optimale Wärmeleitung angesehen, wenngleich ein direkter Kontakt in der Praxis nur schwer möglich ist. Bei einem Temperaturkoeffizienten für die thermisch bedingte Leistungsminderung des PV-Moduls von $TK_P = -0,25 \text{ \%}/K$ würde eine 2 K höhere Modultemperatur eine Verminderung der Modulleistung von 0,5 % bedeuten.

5.5 Monitoring

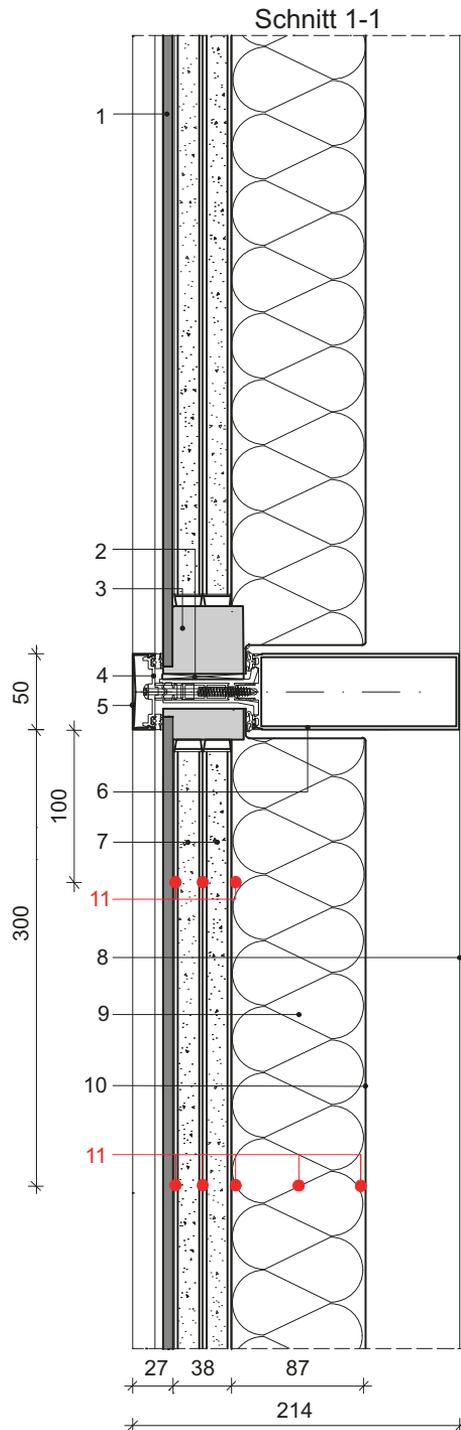
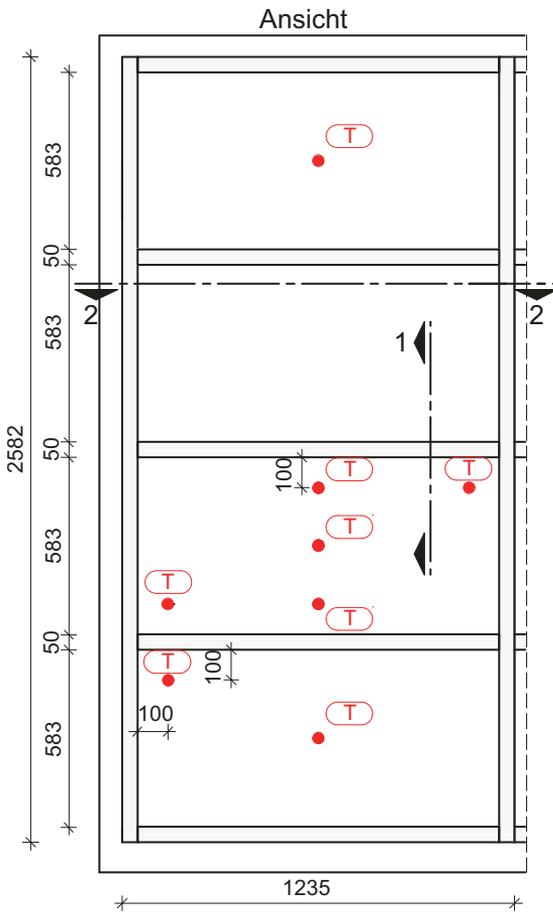
5.5.1 Details zum Monitoring

Das Fassadenpaneel mit integriertem Latentwärmespeicher wurde ebenfalls an den in Kapitel 3.1 beschriebenen Freibewitterungsteststand installiert und einem einjährigen Monitoring unterzogen. Dabei wurden 4 PV-Module (in Bild 104 durch violette Markierung hervorgehoben) in die nach Süden ausgerichtete Warmfassade als Pfosten-Riegel-Konstruktion neben die bestehenden PV-Module ohne PCM-Integration (in Bild 104 durch grüne Markierung hervorgehoben) eingebaut. Durch die gleichzeitige Betrachtung von PV-Modulen mit und PV-Modulen ohne PCM lässt sich der positive Effekt der PCM-Integration quantifizieren.



Bild 104

PV-Module mit PCM-Integration (violett) neben PV-Modulen ohne PCM-Integration (grün) in der Warmfassade am Freibewitterungsteststand. Die anderen im Bild zu sehenden PV-Module sind nicht Gegenstand dieses Kapitels.



Legende

(T) Sensor Temperatur

- 1 Dünnschicht-PV-Modul
- 2 Klotzung
- 3 Umleimer
- 4 Klemmleiste
- 5 Deckleiste
- 6 Riegelprofil
- 7 Alu-Kapsel mit PCM-Füllung
- 8 Pfostenprofil
- 9 Wärmedämmung
- 10 rückseitige Verblechung
- 11 Sensor Temperatur

Bild 105
Ansicht (M = 1:25) und Vertikalschnitt (M = 1:5) der Paneele mit PCM in einer Warmfassade mit Lage der Messsensoren.

Schnitt 2-2

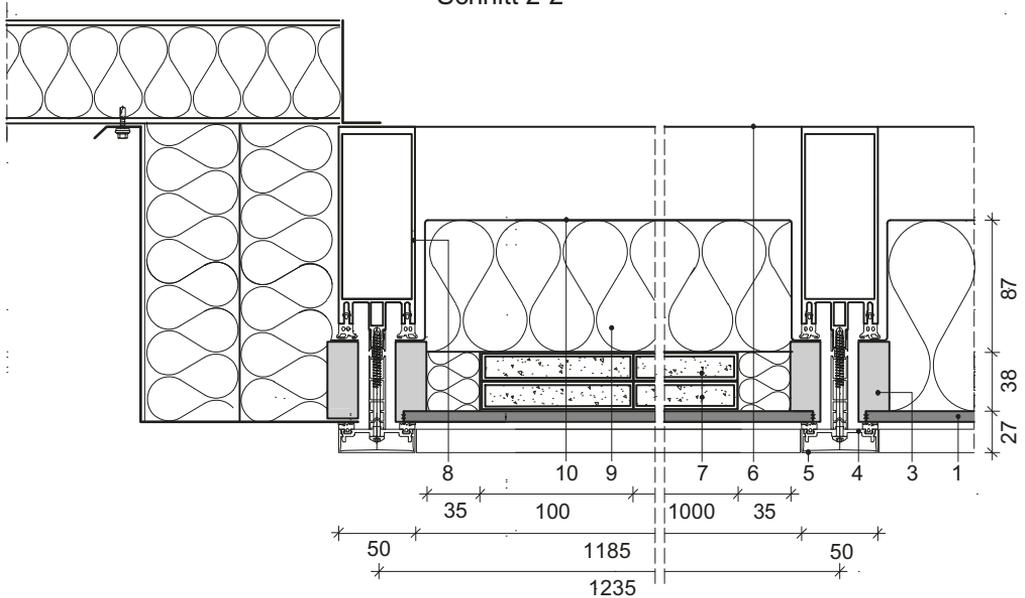


Bild 106

Horizontalschnitt (M = 1:5)
der Paneele mit PCM in ei-
ner Warmfassade.

Die elektrische Verschaltung ist wie bei den Paneelen ohne PCM eine Kombination aus Reihen- und Parallelschaltung, bei der jeweils 2 PV-Module in Reihe geschaltet und anschließend parallel an den Wechselrichter angeschlossen werden. Die Nennleistung des Modulstranges beträgt somit nach Datenblatt $300 W_p$ bei einer Spannung von $U_{DC} = 84,96 V$ und einer Stromstärke von $I_{DC} = 3,58 A$ im Gleichstromkreis. Wie auch bei den vorangegangenen Untersuchungen wird eine eventuelle altersbedingte Degradation durch die Normierung auf die gemessene Nennleistung P_{Flash} berücksichtigt, welche vor, während und nach dem Monitoring unter STC-Bedingungen durchgeführt wurde (Kapitel 3.2.1).

Im Rahmen des Monitorings werden die Temperatur und die relative Luftfeuchtigkeit an verschiedenen Stellen in der Fassade aufgezeichnet (Bild 105). Die Messsysteme sind die gleichen wie auch bei den beiden zuvor untersuchten Fassadensystemen.

Die Temperatur des PCM-Materials wird indirekt über die Temperaturen auf der Front- und Rückseite der PCM-Kapsel gemessen. Die Messung der Temperaturen in der PCM-Kapsel wurde nicht durchgeführt, da durch das Kabel des

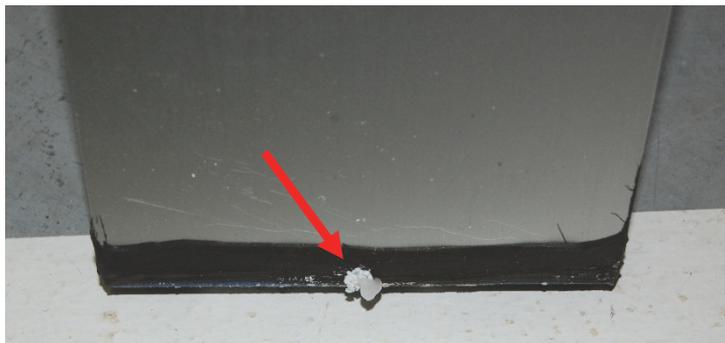
Sensors kein luftdichter Verschluss der Kapsel möglich gewesen wäre und zudem das PCM zur Korrosion des Sensors führen würde.

Die Temperaturmessung erfolgt mit den in Kapitel 3.1.3 beschriebenen NTC-Messelementen und Thermodrähten. Die Thermodrähte werden aufgrund ihrer geringen Dicke in der 1,1 mm dicken Fuge zwischen PV-Modul und PCM-Kapsel sowie zwischen den PCM-Kapseln eingesetzt. Alle anderen, gut zugänglichen Messpunkte werden mit den NTC-Messelementen ausgerüstet. Vergleichsmessungen mit mehreren Thermodrähten und NTC-Messelementen direkt nebeneinander zeigten, dass die Temperaturwerte der beiden Sensortypen eine sehr gute Übereinstimmung erzielten. Somit entsteht kein Messfehler aufgrund zweier verschiedener Sensortypen mit einer unterschiedlichen Genauigkeit.

Das Monitoring des neuen BIPV-Systems, bestehend aus vier PV-Modulen mit rückseitig integriertem Latentwärmespeicher, startete am 4. März 2016. Analog zu den bereits beschriebenen BIPV-Systemen in der Warm- und Kaltfassade werden alle Parameter in einem Intervall von 10 Sekunden aufgezeichnet und jeweils zu 5-minütigen Mittelwerten für eine spätere Auswertung zusammengefasst. Während des gesamten Messzeitraumes kam es zu einer größeren Messunterbrechung, welche vom 26. Oktober bis 3. Dezember 2016 andauerte. Die Gründe dafür waren die Beschädigung eines PV-Moduls und das Auslaufen einiger PCM-Kapseln (Bild 107). Untersuchungen haben ergeben, dass beide Komplikationen in den Herstellungsprozessen der jeweiligen Materialien begründet waren. Diese Prozesse wurden jedoch bereits umgestellt, um diese Art der Materialschäden in Zukunft zu vermeiden.

Bild 107

Austretendes PCM (roter Pfeil) an der Unterseite einer Aluminium-Kapsel. Das schwarze Material dient zur Versiegelung der Fuge zwischen Aluminiumprofil und Kunststoffdeckel.



Für die spätere Auswertung des Monitorings bedeutet dies, dass es keine Daten für den Monat November gibt. Die Messausfälle zum Ende des Oktobers beziehungsweise zum Anfang des Dezembers sind nicht so gravierend, da an diesen Tagen eine geringe solare Einstrahlung vorherrschte, weshalb auch bei einer intakten Fassade nahezu keine elektrische Energie erzeugt worden wäre.

5.5.2 Auswertung des Monitorings

Im Rahmen dieses Kapitels werden sowohl die Funktionsweise der PCM-Integration als auch die sich einstellenden Modultemperaturen genauer untersucht. Damit lässt sich auch weiteres Optimierungspotential in Bezug auf die PCM-Zusammensetzung und die PCM-Menge aufzeigen.

Prinzipielle Wirkungsweise

Die Monitoringdaten des neuen BIPV-Systems mit rückseitig integriertem Latentwärmespeicher vom 17. März 2016 (Bild 108) zeigen, dass der Schmelzprozess des PCM-Materials ab einer Modultemperatur von $T_m \approx 35 \text{ °C}$ beginnt. Der Schmelzbereich des PCM-Materials liegt eigentlich zwischen 31 °C und 33 °C . Dass das Aufschmelzen des PCMs erst ab einer Modultemperatur von $T_m = 35 \text{ °C}$ beobachtet werden kann, deutet auf einen thermischen Widerstand in der Konstruktion hin. Dabei wird die thermische Energie aus dem PV-Modul mit einem zeitlichen Versatz in die PCM-Schicht eingeleitet.

Nach dem Beginn des Schmelzprozesses stellt sich für die restliche Zeit der latenten Wärmespeicherung eine Modultemperatur in einem konstanten Temperaturbereich von 38 °C bis 39 °C ein, welche etwas über dem Schmelzbereich des PCM-Materials von 31 °C bis 33 °C liegt. Das ist darauf zurückzuführen, dass die thermische Energie zunächst die in der Nähe des PV-Moduls liegenden PCM-Schichten zum Schmelzen bringt. Infolge der geringen Wärmeleitfähigkeit des PCMs im Vergleich zu den anderen Materialien Glas (PV-Modul) und Aluminium (PCM-Kapsel) kommt es zu einem Wärmestau und die weiter vom PV-Modul entfernt liegenden PCM-Schichten werden erst mit einem zeitlichen Versatz für die latente Wärmespeicherung aktiviert. Messergebnisse bestätigen dies ebenfalls. So ist die Temperatur in der Fuge zwischen PV-Modul und PCM-Kapsel zwischen 2

und 8 K höher als die Temperatur auf der Rückseite der PCM-Kapsel.

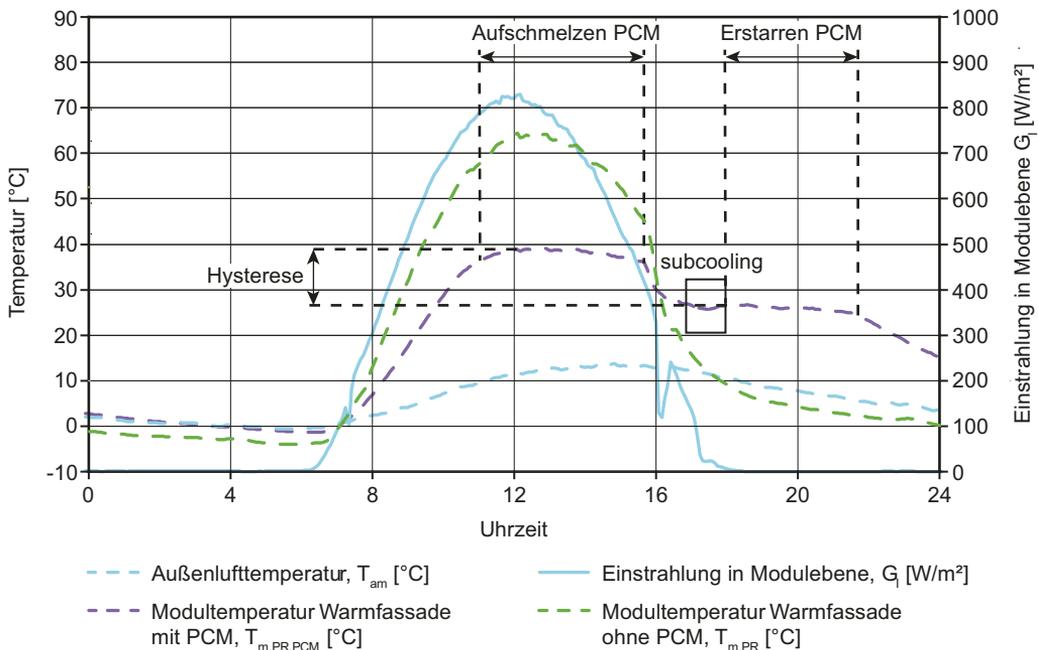


Bild 108

Einstrahlung in Modulebene G_i , Außenlufttemperatur T_{am} und Modultemperatur T_m für die PV-Module in einer Warmfassade mit und ohne PCM an einem sonnigen Tag (17.03.2016).

Dennoch zeigen diese ersten Ergebnisse, dass die latente Speicherung der thermischen Energie im PCM funktioniert. Auch der Zeitpunkt des Aufschmelzens stimmt gut mit dem Zeitpunkt der maximalen Einstrahlung in Modulebene überein. Damit bewirkt eine verminderte Modultemperatur zum Zeitpunkt der maximalen solaren Einstrahlung die höchsten Ertragssteigerungen.

Bei sinkender Einstrahlung sinkt auch T_m . Dabei zeigt sich der in Kapitel 5.2.1 beschriebene Effekt der Hysterese. Das Subcooling (Unterkühlung) ist dagegen weniger stark ausgeprägt. So ist die Erstarrungstemperatur (Gefrierpunkt) niedriger als die Schmelztemperatur und die Temperatur des PCM-Materials muss zunächst unter den Gefrierpunkt fallen, um den Erstarrungsprozess auszulösen. Danach steigt die Temperatur wieder etwas und verbleibt auf einem gleichmäßigen Niveau. In dieser Zeit wird die latent gespeicherte thermische Energie aus dem PCM über das PV-Modul wieder an die kalte Umgebung abgegeben. Erst wenn das gesamte PCM komplett erstarrt ist, wird die restliche Energie

sensibel abgegeben, sodass die Modultemperatur wieder fällt. Durch die vollständige Entladung des PCM-Materials kann der Effekt der Temperaturabpufferung am Folgetag wieder genutzt werden.

Die positive Wirkung der PCM-Integration zeigt sich durch den Vergleich mit dem PV-Modul ohne PCM-Integration. Hier beträgt der Unterschied zwischen der Temperatur des PV-Moduls mit PCM zur Temperatur des PV-Moduls ohne PCM zum Zeitpunkt der maximalen Einstrahlung exakt 25,6 K. Die Leistung des PV-Moduls mit PCM liegt somit zu diesem Zeitpunkt um 8,3 % über der Leistung des PV-Moduls ohne PCM, was sogar über der anfänglichen Erwartung einer maximalen theoretischen Leistungssteigerung von 5 bis 6,25 % liegt. Dieser Unterschied zwischen theoretischer und tatsächlicher Verbesserung der elektrischen Leistung kann mit dem Temperaturkoeffizienten TK_P erklärt werden. Dieser wurde unter Laborbedingungen für das einzelne PV-Modul bestimmt. Zum Zeitpunkt der Messung im Freifeld unterschieden sich die Werte für Einstrahlung, Modultemperatur und Lichtspektrum von denen im Labor, weshalb hier der Temperaturkoeffizient aus der Labormessung nur bedingt aussagekräftig ist. Hinzu kommt die Erkenntnis aus Kapitel 4.5.4, wonach der Temperaturkoeffizient kein statischer Wert ist, sondern je nach Einstrahlung variiert. Je höher die Einstrahlung in Modulebene ist, umso größer ist auch die temperaturbedingte Leistungsminderung. Eine Temperaturabpufferung zu der Zeit der maximalen Einstrahlung in Modulebene bewirkt demnach eine höhere Leistungsverbesserung als der theoretische Temperaturkoeffizient TK_P laut Datenblatt vermuten lässt.

Damit ist die Wirkung des PCMs sogar ansatzweise mit der von PVT-Kollektoren vergleichbar. Diese bestehen aus einem PV-Modul und einem Solarthermiekreislauf, wobei das PV-Modul aktiv über den Solarthermiekreislauf gekühlt wird. Ergebnisse aus Vergleichsmessungen zwischen PV-Modul und PVT-Kollektor, welche nebeneinander in einem Dach verbaut waren, zeigen, dass durch die aktive Kühlung die Modultemperatur um bis zu 22 K gesenkt werden kann. Das führte im konkreten Beispiel zu einer Leistungssteigerung

von 17 % beziehungsweise einen Mehrertrag an dem gesamten betrachteten Tag von 8,2 %.²²⁸ Das Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH) kam in einem vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) geförderten Forschungsprojekt zu PVT-Kollektoren (Förderkennzeichen 0325952A,B) ebenfalls auf eine Reduktion der Modultemperatur von 20 K durch die rückseitige Kühlung, was den elektrischen Wirkungsgrad um 10 % verbesserte.²²⁹ Die höhere Leistungssteigerung der beiden Beispiele im Vergleich zu dem Fassadenpaneel mit PCM liegt hauptsächlich an den unterschiedlichen PV-Modulen. So besitzt das PV-Modul mit PCM im Fassadenpaneel einen Temperaturkoeffizient von $TK_{P,PCM} = -0,25 \text{ \%}/K$. Der PVT-Kollektor aus den Beispielen bestand aus einem kristallinen PV-Modul. Diese haben typische Temperaturkoeffizienten von bis zu $TK_{P,PVT} = -0,5 \text{ \%}/K$. Würde man also kristalline PV-Module in einer Warmfassade mit PCM mit kristallinen PVT-Kollektoren in einer Warmfassade vergleichen, würden sich ähnliche Leistung- und Ertragssteigerungen ergeben.

Wenngleich auch die elektrische Leistungsverbesserung durch die PCM-Integration, verglichen mit dem Beispiel der PVT-Kollektoren, als nahezu gleich angesehen werden kann, besitzen PVT-Kollektoren noch den Vorteil einer thermischen Nutzung der solaren Energie. Allerdings ist der thermische Wirkungsgrad eines PVT-Kollektors geringer als der eines reinen Solarthermiekollektors. Bei diesem werden für eine optimale Energieumwandlung höhere Fluidtemperaturen im Solarthermiekreislauf angestrebt. In einem PVT-Kollektor bedeutet eine zu hohe Fluidtemperatur dagegen höhere Modultemperaturen, was sich nachteilig auf den elektrischen Wirkungsgrad des PV-Moduls auswirkt. Eine optimale Auslegung von PVT-Kollektoren bedarf demnach Kompromisse sowohl hinsichtlich der elektrischen als auch der thermischen Energieumwandlung.

Auf die Nutzung der thermischen Energie wurde bei der Entwicklung der Warmfassade mit PCM bewusst verzichtet, da bei vielen Gebäudenutzungen, wie zum Beispiel Büro- oder Verwaltungsbauten, nur ein Bruchteil der durch einen PVT-Kollektor anfallende thermische Energie überhaupt benötigt

²²⁸ Vergleiche Zenhäusern 2014, Seite 8.

²²⁹ Vergleiche Hirn 2012, Seite 2.

wird. Lediglich an Gebäuden mit hohem Strom- und Wärmebedarf, wie zum Beispiel Schwimmbäder, Hotels oder Krankenhäuser, ist die kombinierte Energieerzeugung lohnenswert.

Weiterhin zeigt sich, dass die Temperaturen der PV-Module mit PCM selbst unter dem Schmelzbereich von 31 bis 33 °C langsamer ansteigen als die Temperaturen der PV-Module ohne PCM. In dieser Phase befindet sich das PCM in einem festen Aggregatzustand. Die thermische Energie wird also sensibel gespeichert, was zu einer Temperaturerhöhung führt, welche sich mit Gleichung 30 berechnen lässt.

$$\Delta\theta = \frac{\Delta Q}{C \cdot m}$$

Gleichung 30

Mit: $\Delta\theta$: Temperaturdifferenz [K]
 ΔQ : gespeicherte Wärmemenge [J]
C: spezifische Wärmekapazität [J/(kg·K)]
m: Masse des betrachteten Stoffes [kg]

Das PCM verfügt im festen Zustand über eine größere spezifische Wärmekapazität C und eine größere Masse m als die Mineralwolle im PV-Modul ohne PCM. Bei der gleichen Menge an zu speichernder thermischer Energie ΔQ sorgt das nach Gleichung 30 für einen geringeren Anstieg der Modultemperatur des PV-Moduls mit PCM.

Während der gesamten Zeit der Sonneneinstrahlung weisen die PV-Module mit PCM nur in der geringen Zeitspanne zwischen 16 und 18 Uhr höhere Temperaturen auf als die PV-Module ohne PCM (Bild 108). Aufgrund der geringen Einstrahlung bedeutet das aber keinen großen Einfluss auf die Stromproduktion. Während des restlichen Erstarrungsprozesses des PCM-Materials in den Nachtstunden liegt die Temperatur des PV-Moduls mit PCM sogar um circa 17 bis 20 K über der Temperatur des PV-Moduls ohne PCM. Da in dieser Zeit jedoch keine Sonneneinstrahlung mehr auf die PV-Module trifft, ergeben diese relativ hohen Modultemperaturen aber keine Nachteile für die Stromproduktion.

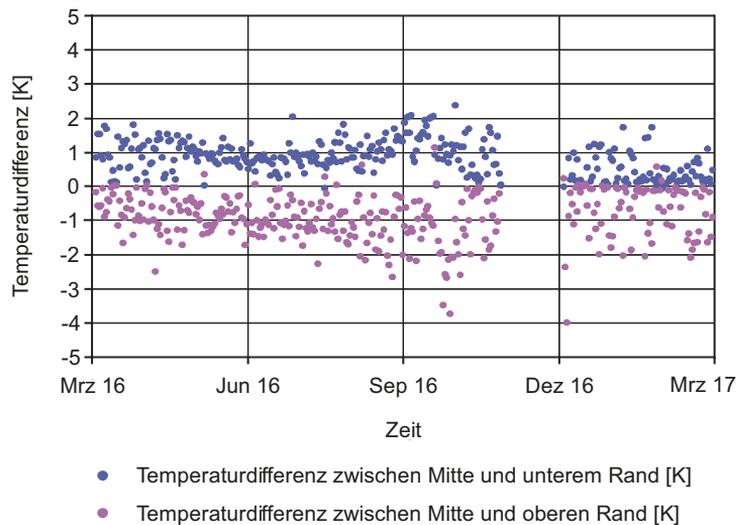
Temperaturverteilung im PV-Modul

Bei einer detaillierten Betrachtung der Temperaturentwicklung in den verschiedenen Ebenen der Fassade zeigt sich, dass es eine Schichtung der Modultemperatur von unten nach oben gibt. So ist die Temperatur am unteren Modulrand am geringsten und am obersten Modulrand am höchsten. Die Differenz zwischen beiden Werten schwankt über das Betrachtungsjahr zwischen 2,5 und 4 K, was im Vergleich mit der Temperaturverteilung in den PV-Modulen der Kaltfassade in Kapitel 4.5.2 sehr gering ist. Die Temperatur in der Mitte des PV-Moduls liegt sowohl über der Temperatur am unteren Rand als auch unter der Temperatur am oberen Rand (Bild 109).

Die Temperaturverteilung über die Modulhöhe ist nachvollziehbar. So sind die PCM-Kapseln nicht randvoll mit PCM-gefüllt, um die Volumenänderungen während des Phasenwechsels ausgleichen zu können. Dadurch ist die Kühlleistung in den oberen Bereichen der PV-Module leicht schlechter als in den unteren Bereichen.

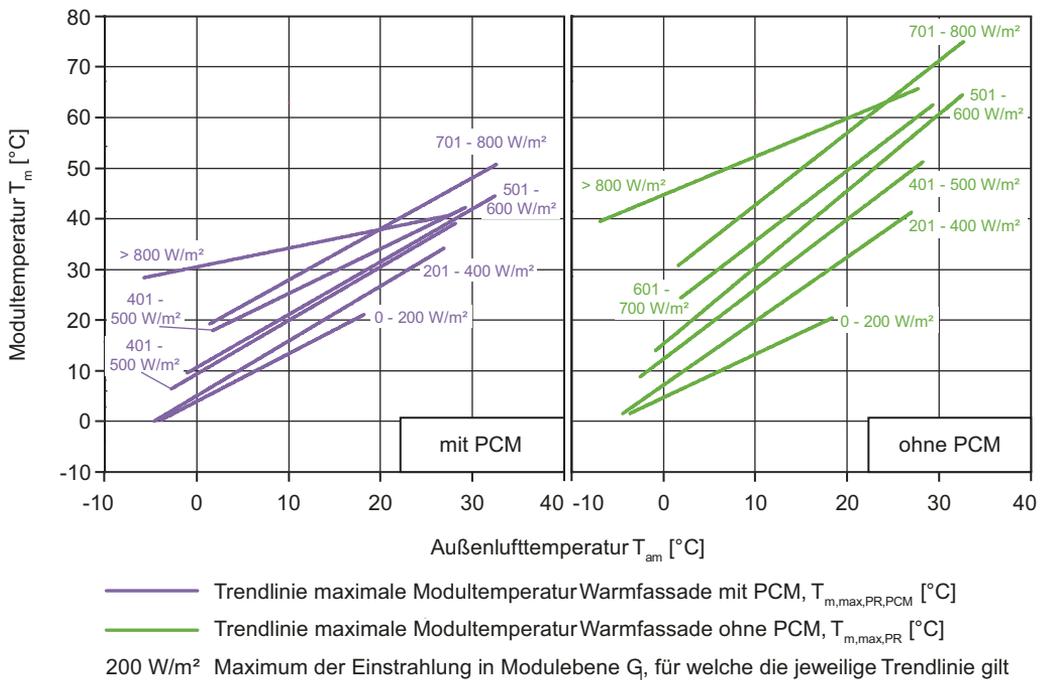
Bild 109

Differenz der täglichen maximalen Modultemperaturen $T_{m,max,i}$ zwischen der Mitte des PV-Moduls und dem unteren Modulrand sowie der Mitte des PV-Moduls und dem oberen Modulrand.



Neben der Temperaturverteilung über ein PV-Modul ist auch die Verteilung über mehrere übereinander angeordnete PV-Module in der Fassade von Interesse. Beim Vergleich der Modultemperatur in der Mitte des oberen und der Mitte des unteren PV-Moduls zeigt sich das gleiche Bild wie auch bei den in Kapitel 4.5.2 untersuchten PV-Modulen in der Warmfassade ohne PCM. Die Differenz zwischen oben und unten

pendelt bis auf einige Ausnahmen um einen Wert von $\pm 1,5$ K (bei den PV-Modulen in der Warmfassade ohne PCM lagen die Werte bei $\pm 2,5$ K). Dieser Unterschied ist geringer als die Abweichungen innerhalb eines PV-Moduls zwischen Mitte und Rand. Das zeigt, dass es, anders als bei der Kaltfassade, keine eindeutige Temperaturschichtung über die Höhe der Fassade gibt. Insofern werden alle weiteren Auswertungen zu den Temperaturen am zweiten PV-Modul von unten (Bild 105) durchgeführt, da dort die meisten Temperatursensoren installiert sind.



Betrachtet man die Trendlinien der täglichen maximalen Modultemperaturen $T_{m,max,i}$ in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_i und der Außenlufttemperatur T_{am} zeigt sich eine Besonderheit bei den PV-Modulen in der Warmfassade mit PCM im Vergleich zu den PV-Modulen in der Warmfassade ohne PCM (Bild 110). So ist die Entwicklung der Modultemperatur bei den PV-Modulen mit PCM neben der Außenlufttemperatur weniger stark abhängig von der Einstrahlung in Modulebene als bei den PV-Modulen ohne PCM.

Bild 110

Tägliche Maximaltemperaturen der PV-Module $T_{m,max,i}$ in einer Warmfassade mit PCM und einer Warmfassade ohne PCM in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_i und der Außenlufttemperatur T_{am} .

Das zeigt sich daran, dass die einzelnen Trendlinien bei den PV-Modulen mit PCM sehr eng beieinanderliegen. Bei den PV-Modulen ohne PCM ist der Abstand dagegen größer, was auf einen größeren Einfluss der Einstrahlung in Modul-eben schließen lässt. Der Grund dafür liegt im PCM. Dieses befindet sich bei Einstrahlungen bis 400 W/m^2 noch in einem Temperaturbereich unterhalb des Phasenübergangs. Dennoch kann es bereits in diesem festen Aggregatzustand die thermische Energie aus der solaren Einstrahlung sensibel speichern. Wie in Kapitel 5.3.1 erwähnt, besitzt das verwendete PCM eine spezifische Wärmekapazität von $C_{\text{PCM}} = 2.000 \text{ J/(kg}\cdot\text{K)}$, welche doppelt so hoch wie die von Beton ist ($1.000 \text{ J/(kg}\cdot\text{K)}$). Im Vergleich zu dem PV-Modul ohne PCM erfolgt also auch bei geringer solarer Einstrahlung eine Temperaturabpufferung.

Auch bei höheren Einstrahlungen zeigt sich die positive Wirkung des PCMs. So liegen die Anstiege der Trendlinien im Einstrahlungsbereich von $401 \text{ W/m}^2 < G_i < 800 \text{ W/m}^2$ für die PV-Module mit PCM in einem Bereich von 0,9 bis 1,06. Bei den PV-Modulen ohne PCM steigt der Bereich auf 1,4 bis 1,5. Bei $G_i > 800 \text{ W/m}^2$ ist der Trendlinienanstieg bei den PV-Modulen mit PCM mit 0,37 nur halb so groß wie bei den PV-Modulen ohne PCM. In diesem Bereich zeigt sich ganz besonders der Einfluss der PCM-Integration. So liegt die Trendlinie für die maximale Modultemperatur bei dem PV-Modul mit PCM in einem Bereich von circa 30 bis $40 \text{ }^\circ\text{C}$. Das ist in etwa der Temperaturbereich des Phasenübergangs, wodurch die thermische Energie aus der solaren Einstrahlung latent im PCM gespeichert wird und es zu keiner signifikanten Temperaturerhöhung kommt.

In Bild 70 aus Kapitel 4.5.1 hatte die Trendlinie für den Einstrahlungsbereich von $401 \text{ W/m}^2 < G_i < 500 \text{ W/m}^2$ bei beiden Fassadensystemen einen wesentlich steileren Anstieg als die restlichen Trendlinien. Dieses Phänomen ist hier nicht zu beobachten. Da die Trendlinien aus Bild 70 aus Daten aus einem anderen Beobachtungszeitraum resultieren, bestätigt das die in Kapitel 4.5.1 getroffene Aussage, dass der steilere Anstieg eine klimabedingte Ausnahme ist. In der Regel besitzen alle Trendlinien eines Fassadensystems, mit Ausnahme derjenigen bei ganz geringen oder ganz hohen Einstrahlungen, in etwa den gleichen Anstieg.

Temperaturentwicklung zwischen den PCM-Schichten

Für die Analyse der Temperaturentwicklung innerhalb des PCM wurden Temperatursensoren sowohl vor (Position 1), zwischen (Position 2) als auch hinter (Position 3) die PCM-Kapseln verteilt (Bild 105). Der Temperatursensor vor der PCM-Kapsel entspricht dabei der Modultemperatur. Die Messwerte zeigen, dass die Temperatur an Position 1, bis auf einige heiße Sommertage, nie über 40 °C steigt. Die Temperaturen an Position 2 und 3 erreichen bis auf einige Ausnahmen Maximalwerte von circa 32 °C, was innerhalb des Schmelzbereiches des PCM liegt (Anhang F). Die Tatsache, dass an den meisten Tagen die maximale Temperatur an Position 3 nicht über 32 °C steigt zeigt zudem, dass es zu keinem kompletten Aufschmelzen der PCM-Schichten kommt. Wäre das PCM komplett aufgeschmolzen, würde eine weitere solare Einstrahlung einen Temperaturanstieg an Position 3 bedeuten. Es zeigt sich jedoch, dass der Zeitpunkt der maximalen Temperaturen je nach Position variiert. Zur näheren Analyse wird nachfolgend der Temperaturverlauf für drei sonnige Tage zu unterschiedlichen Jahreszeiten (Frühjahr, Sommer, Winter) näher betrachtet. Diese Tage stellen jeweils unterschiedliche Extremfälle für die Wirkungsweise des PCM dar. An Tagen mit wechselnder Bewölkung wird dagegen kein kompletter Phasenwechsel des PCM erreicht, weshalb diese nicht explizit betrachtet werden müssen.

Bild 111 zeigt die Temperaturentwicklung an einem sonnigen Tag im Frühjahr, welcher zudem durch milde Außenlufttemperaturen geprägt ist. Von 8 bis 11 Uhr erfolgt, bedingt durch die solare Einstrahlung, zunächst ein Temperaturanstieg an allen Messsensoren. Bereits hier ist eine geringe Phasenverschiebung zwischen Position 1 und Position 3 zu erkennen. Während des Schmelzvorganges des PCM ab circa 11 Uhr zeigt sich, dass die Temperatur an Position 1 um 7 bis 8 K höher ist als an Position 2 und 3. Dieses Problem des Wärmedurchlasswiderstandes wurde zuvor bereits beschrieben. Die thermische Energie wird mit einem zeitlichen Versatz aus dem PV-Modul in die dahinterliegenden PCM-Schichten geleitet, wodurch die Temperatur an Position 1 höher ist als an Position 2 und 3. Nachts verläuft der Wärmestrom entgegengesetzt von innen nach außen. In dieser Zeit bewirkt der Wärmedurchlasswiderstand, dass die Temperatur an Position 1 geringer ist als an Position 2 und

3. Die Temperaturen an Position 2 und 3 liegen bis circa 21 Uhr in einem Bereich von 30 bis 32 °C. Daraus lässt sich schließen, dass in sämtlichen PCM-Schichten ein Phasenwechsel stattfindet. Dass die Temperatur an Position 3 zudem nicht weiter über 32 °C ansteigt zeigt, dass kein kompletter Phasenübergang stattgefunden hat und immer noch eine latente Wärmespeicherung stattfindet. Der geringe Temperaturunterschied zwischen Position 2 und 3 zeugt zudem von einer guten Leitung der thermischen Energie auch in die hinteren PCM-Schichten.

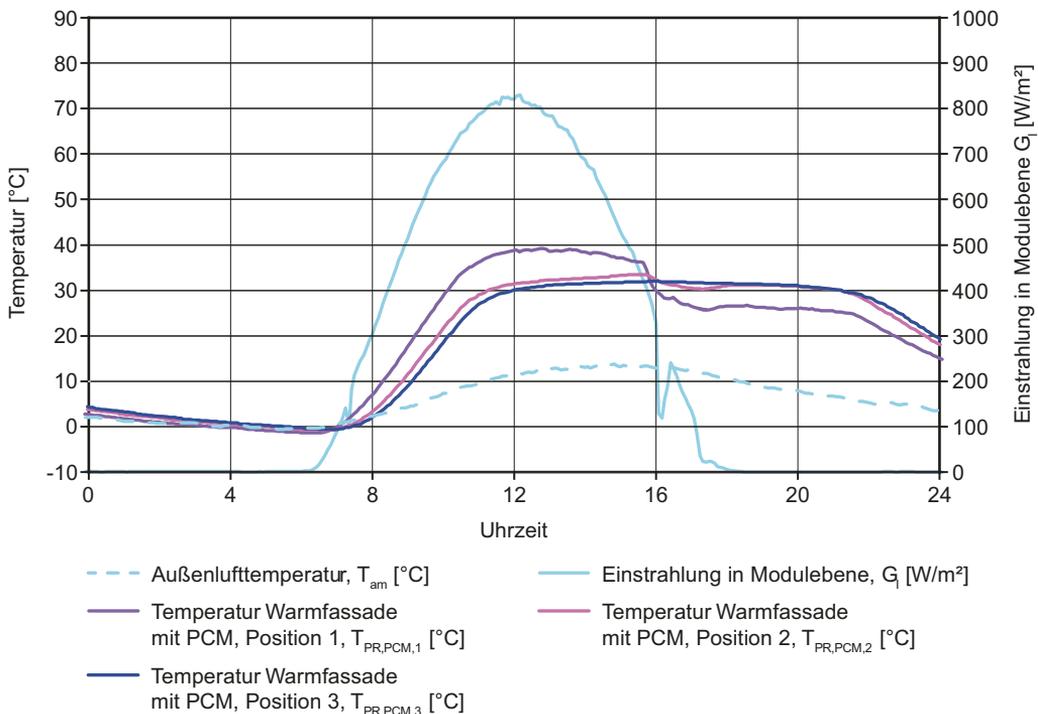


Bild 111

Einstrahlung in Modulebene G_i , Außenlufttemperatur T_{am} und Temperatur $T_{PR,PCM,i}$ an den Positionen 1 bis 3 für einen sonnigen und milden Tag im Frühjahr.

An dem betrachteten sonnigen und heißen Tag im Sommer (Bild 112) zeigt sich dagegen die Temperaturentwicklung bei einem vollständig abgeschlossenen Phasenübergang des PCMs. In diesem Fall liegt das PCM nach dem Aufschmelzen in flüssigem Aggregatzustand vor. Thermische Energie aus der solaren Einstrahlung kann nur noch sensibel gespeichert werden, was einen erneuten Temperaturanstieg an Position 3 bewirkt. Im betrachteten Fall kommt noch erschwerend hinzu, dass durch eine relativ warme Nacht die thermische Energie vom Vortag nicht vollständig aus dem

PCM geleitet werden konnte. So liegt die Temperatur an Position 2 und 3 bereits in den Morgenstunden bei Sonnenaufgang im Bereich von 29 bis 30 °C. Da das PCM in diesem Fall nicht komplett erstarrt ist, steht auch nicht die gesamte Schmelzenergie zur latenten Wärmespeicherung bereit. Daraus ergibt sich, dass bereits nach kurzer Zeit die dem PV-Modul zugewandte PCM-Schicht infolge der solaren Einstrahlung wieder aufgeschmolzen ist. Eine latente Wärmespeicherung findet in der Nähe von Position 1 demnach nur über einen sehr kurzen Zeitraum statt, weshalb sich auch nahezu kein konstanter Temperaturverlauf einstellt. So ist ab circa 12:00 Uhr nahezu gleichzeitig ein Temperaturanstieg in den Positionen 1 und 2 zu verzeichnen. Die Temperatur an Position 3 steigt zeitversetzt erst um 15:45 Uhr an. Zu diesem Zeitpunkt ist das gesamte PCM vollständig geschmolzen.

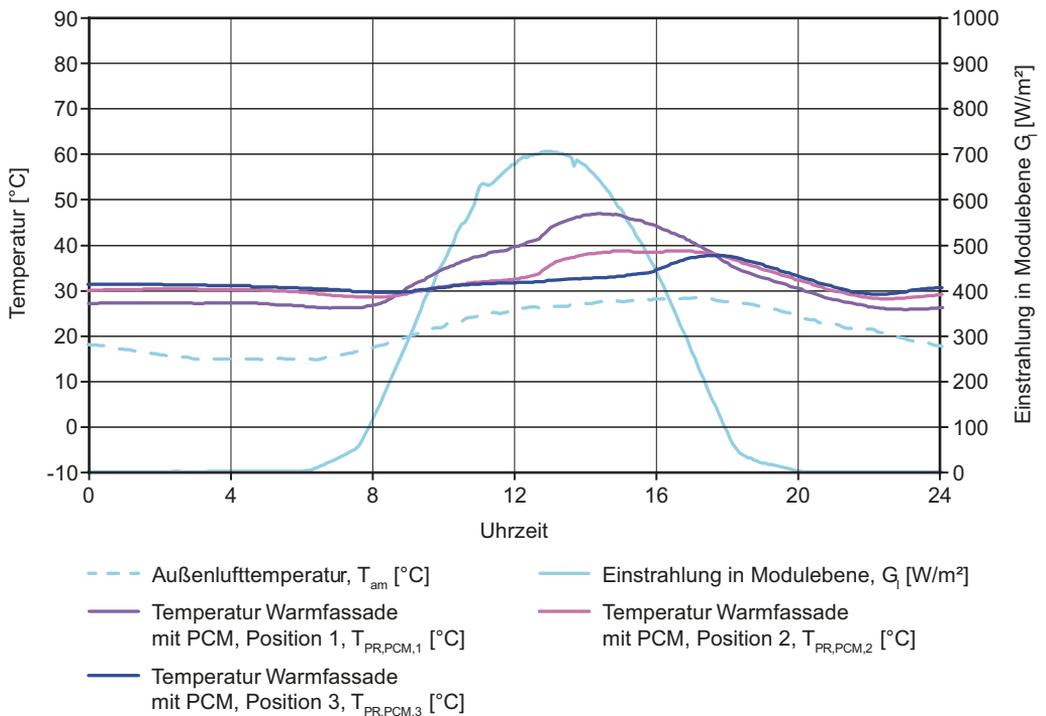


Bild 112
Einstrahlung in Modulebene G_i , Außenlufttemperatur T_{am} und Temperatur $T_{PR,PCM,i}$ an den Positionen 1 bis 3 für einen sonnigen und heißen Tag im Sommer.

Die Ergebnisse aus Bild 112 zeigen, dass die vollständige Entladung des PCM-Materials an heißen Sommertagen mit warmen Sommernächten nicht immer funktioniert und das

PCM nachts nicht vollständig in einen festen Aggregatzustand zurückgeführt werden kann. Dies hat zur Folge, dass am Folgetag weniger thermische Energie latent gespeichert werden kann und die Modultemperatur an Position 1 nur für einen sehr geringen Zeitraum eine Temperaturabpufferung erfährt. Die Messdaten für den im Rahmen des Monitorings kritischsten aufgenommenen Zeitraum zeigen, dass die Temperatur der PV-Module mit PCM während der Morgenstunden der in Bild 113 betrachteten Tage in der Regel um 10 bis 12 K über der Außenlufttemperatur liegt. Als Folge kann nur ein geringer Teil der thermischen Energie latent und der überwiegende Teil sensibel gespeichert werden.

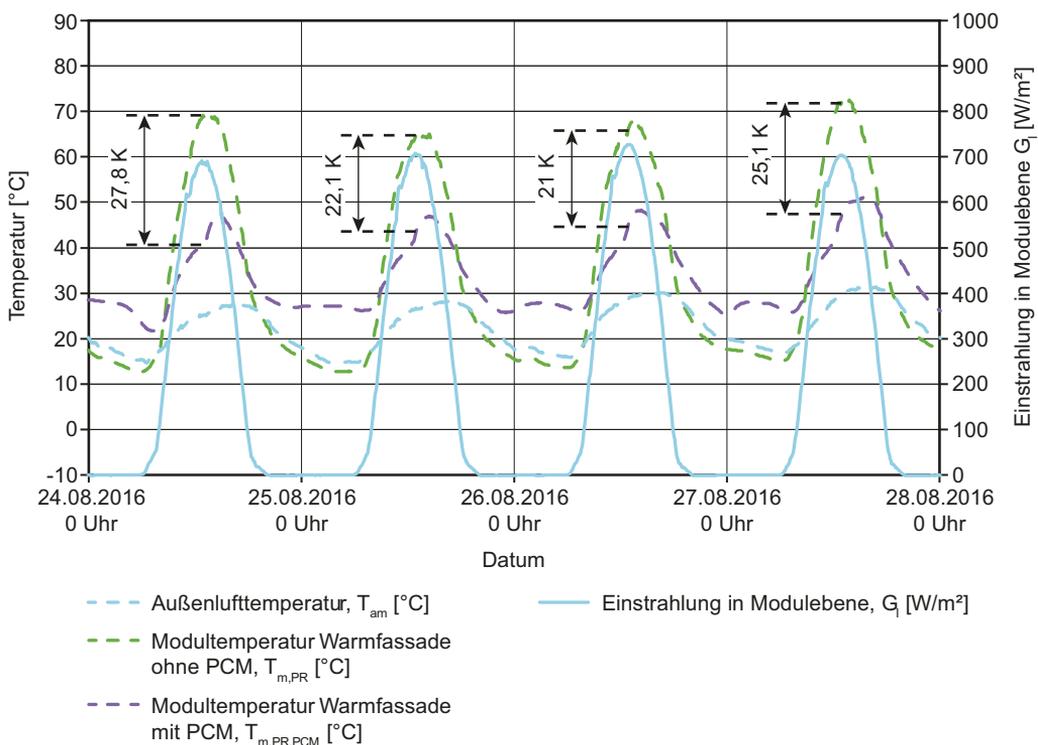


Bild 113

Einstrahlung in Modulebene G_i , Außenlufttemperatur T_{am} und Modultemperaturen T_m für die PV-Module mit und ohne PCM an mehreren sonnigen Tagen und warmen Nächten.

Im Ergebnis liegt die maximale Temperatur des PV-Moduls mit PCM teils weit über dem Schmelzbereich von 31 bis 33 °C, jedoch immer noch unter dem Maximum der Temperatur der PV-Module ohne PCM. An den vier betrachteten Tagen beträgt die Temperaturdifferenz zwischen den PV-Modulen mit PCM und den PV-Modulen ohne PCM zum

Zeitpunkt der maximalen Einstrahlung in Modulebene zwischen 21 und 27,8 K, was einer gemessenen Leistungsverbesserung von 9 bis 11 % entspricht.

Um auch in solchen Nächten das PCM vollständig zur Erstarrung zu bringen, müsste der Schmelzbereich nach oben gesetzt werden, um eine größere Temperaturdifferenz zur Außenlufttemperatur zu erzielen. Dies würde im Umkehrschluss allerdings dazu führen, dass die Abpufferung der Modultemperatur auch generell erst später einsetzt und die Differenz zu der maximalen Modultemperatur ohne PCM sinkt. Der Effekt der Leistungsverbesserung würde damit ebenfalls sinken. Zudem gibt es über das gesamte Jahr gesehen keinen Zeitraum, in dem die PCM-Schicht vollständig flüssig bleibt. So liegt die minimale Temperatur an Position 1 zu keiner Zeit über der Erstarrungstemperatur von 28 °C was bedeutet, dass zumindest ein teilweiser Phasenübergang von flüssig zu fest immer stattfindet. An Position 2 liegt die Minimaltemperatur dagegen an 9 Tagen, an Position 3 an 15 Tagen über einer Temperatur von 28 °C. Somit kommt es an mindestens 9, maximal 15 Tagen im Jahr zu keiner vollständigen Entladung des PCMs im Fassadenpaneel. Eine Anhebung des Schmelzbereiches des PCM-Materials ist unter diesen Umständen nicht zu empfehlen.

An einem sonnigen Tag im Winter mit niedrigen Außenlufttemperaturen (Bild 114) zeigt sich, dass es zu keinem Phasenübergang im PCM kommt. Stattdessen reicht bereits die speicherfähige Masse des PCMs im festen Zustand aus, um die thermische Energie sensibel zu speichern. Unterstützt wird dieser Effekt auch durch eine lokale Verschattung (Abfall der Einstrahlung in Modulebene von 12:35 Uhr bis 13:55 Uhr), wodurch weniger Energie auf die PV-Module trifft. Durch die Wanderung der Sonne ist die Fassade sogar früher verschattet als das Pyranometer.

Trägt man die Differenz der Modultemperatur zwischen den Modulen ohne PCM und den Modulen mit PCM für sämtliche Messdaten von einem Jahr in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_i auf, so ergibt sich ein annähernd lineares Verhältnis (Bild 115). Abweichungen zum linearen Verlauf sind nur im Schwachlichtbereich von 0 bis 200 W/m² festzustellen. Außerhalb steigt die Temperaturdifferenz durch die PCM-Integration linear mit der Einstrahlung in Modulebene an. Die Punktwolke bewegt sich in einem Band von ± 10 K

um die Trendlinie. Die Parameter der Trendlinie ermöglichen es, mit Hilfe von Gleichung 31 die mögliche Leistung eines PV-Moduls mit PCM auf Grundlage der Leistungsdaten des PV-Moduls ohne PCM abzuschätzen.

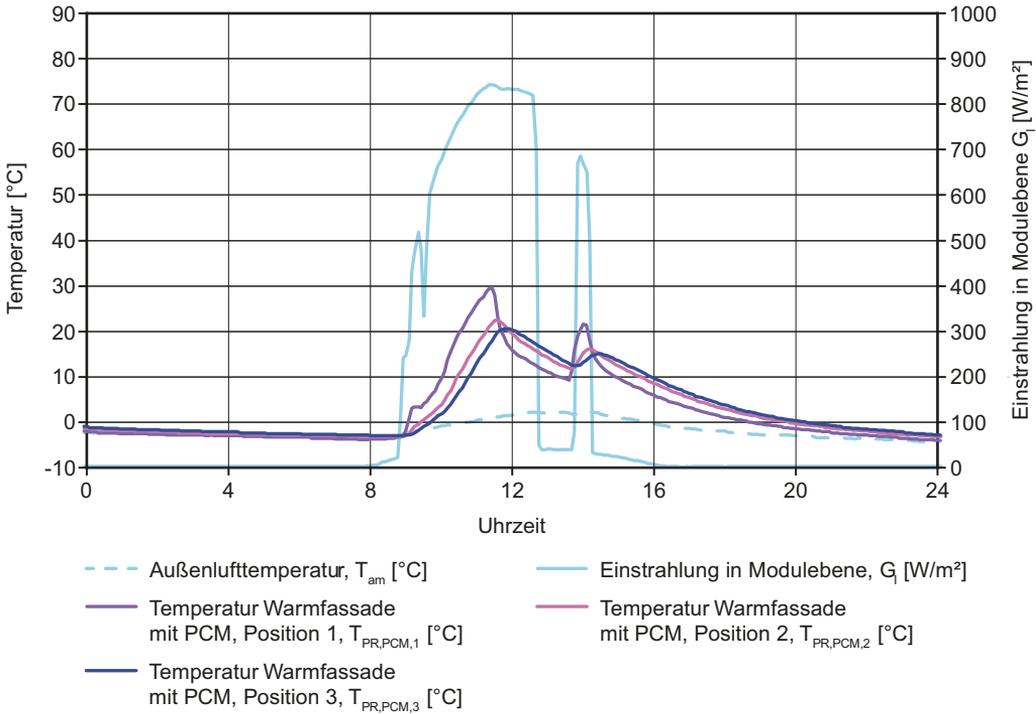


Bild 114
Einstrahlung in Modulebene G_i , Außenlufttemperatur T_{am} und Temperatur $T_{PR,PCM,i}$ an den Positionen 1 bis 3 für einen sonnigen und kalten Tag im Winter.

Demnach ergibt sich unter Berücksichtigung der gemessenen Werte für die Einstrahlung in Modulebene G_i für das PV-Modul mit PCM eine mittlere jährliche Leistungssteigerung von 3 %, welche unter Berücksichtigung der Bandbreite der Punktwolke aus Bild 115 in den Grenzen von 0,5 bis 5,5 % schwankt.

$$P_{PR,PCM} = (100\% + (0,032 \cdot G_I - (3,94 \pm 10)) \cdot (-TK_P)) \cdot P_{PR}$$

Gleichung 31

- Mit: $P_{PR,PCM}$: elektrische Leistung der PV-Module mit PCM [W/Wp]
 P_{PR} : elektrische Leistung der PV-Module ohne PCM [W/Wp]
 G_I : Einstrahlung in Modulebene [W/m²]
 TK_P : Temperaturkoeffizient der Nennleistung [%/K]

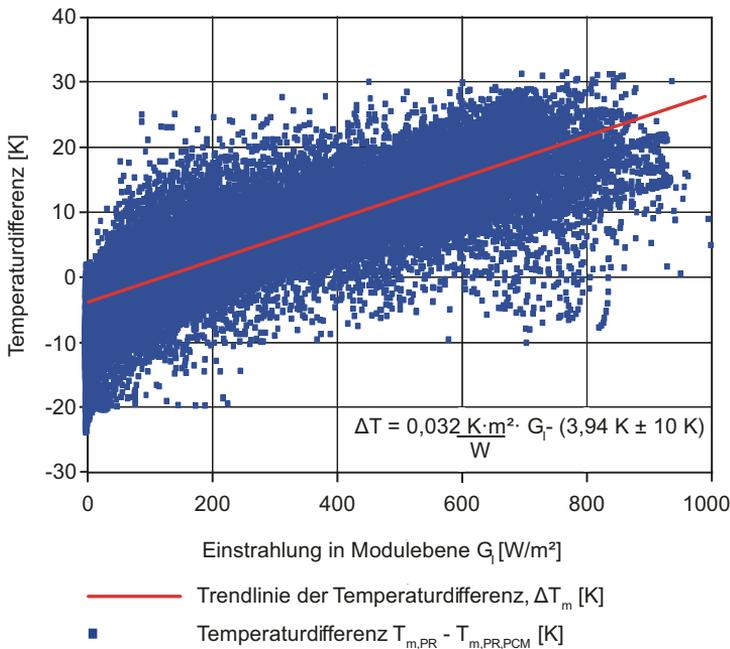


Bild 115

Temperaturdifferenz ΔT zwischen den PV-Modulen ohne PCM und den PV-Modulen mit PCM in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_I .

Die Auswertungen zu der Temperaturentwicklung in den PCM-Schichten haben gezeigt, dass es einen Temperaturversatz zwischen Position 1 und den Positionen 2 und 3 von 2 bis 8 K gibt. Hier könnte prinzipiell ein um circa 4 K geringerer Schmelzbereich des PCMs angesetzt werden, um die Effekte des thermischen Widerstandes zu berücksichtigen. Gleichwohl sollte damit jedoch bewusst sein, dass eine komplette Entladung des PCMs in warmen Sommernächten umso schwieriger wird. Während den Untersuchungen zur PCM-Zusammensetzung stand bereits ein Material mit einem etwas geringem Schmelzbereich zur Auswahl.²³⁰ Dieses ist aber aufgrund der geringeren Wärmespeicherkapazität nicht verwendet worden.

²³⁰ Rubitherm 2015b.

Die Rückkühlung des PCMs in der Nacht durch den Phasenübergang von flüssig zu fest funktioniert sehr gut. Nur in wenigen Tagen des Jahres konnte nicht die gesamte PCM-Menge komplett in den festen Aggregatzustand zurückgeführt werden. Die Messdaten aus einem Jahr zeigten jedoch, dass die teils großen Schwankungen der äußeren Randbedingungen, allen voran die Außenlufttemperatur, die korrekte Dimensionierung beziehungsweise Wirkung des PCMs erschweren. So kam es an sonnigen, aber sehr kalten, Wintertagen zu keinem Phasenwechsel, da die Schmelztemperatur für diese Randbedingungen zu hoch angesetzt war (Bild 114). An sonnigen und heißen Sommertagen in Verbindung mit warmen Nächten (Bild 112) hätte der Schmelzpunkt dagegen höher angesetzt werden müssen. Da diese Schwankungen der äußeren Randbedingungen nicht geändert werden können, müssen gewisse Beeinträchtigungen durch die Wahl der PCM-Zusammensetzung mit einkalkuliert werden. Es kann jedoch die prinzipielle Empfehlung abgeleitet werden, dass sich Standorte mit geringerer jährlicher Schwankung der Außenlufttemperaturen besser für die Installation von PV-Fassaden mit PCM eignen. So beträgt beispielsweise der Unterschied des mittleren Temperaturmaximums zwischen Sommer und Winter in Deutschland 19,7 K (2,1 °C im Januar, 21,8 °C im Juli). In Spanien liegt dieser Wert bei lediglich 12,9 K (16,1 °C im Januar, 29,0 °C im August).²³¹

Zudem zeigen die Daten, dass die PCM-Integration nicht nur eine Leistungssteigerung der PV-Module bewirkt, sondern dass auch die Wärmeströme in der Fassadenkonstruktion beeinflusst werden können. Prinzipiell entsteht an einer Fassade aufgrund des Temperaturunterschiedes zwischen innen und außen ein Wärmestrom. Dabei strömt die Wärme von der Seite mit der höheren Temperatur zu der Seite mit der niedrigeren Temperatur. Typischerweise erfolgt demnach im Winter ein Wärmestrom von innen nach außen und im Sommer beziehungsweise bei Sonneneinstrahlung ein Wärmestrom von außen nach innen.

Durch die PCM-Integration ergibt sich im Paneel eine Phasenverschiebung, wodurch die maximale Temperatur an Position 3 für nahezu alle Tage erst bei Sonnenuntergang erreicht wird. Im Vergleich zum Paneel ohne PCM, welches

²³¹ Vergleiche Wetter 2017.

bereits tagsüber Maximaltemperaturen von bis über 70 °C erreichen kann, ergibt sich so über den Tagesverlauf ein Temperaturunterschied von bis zu 33 K (25.08.2016). Durch die kühlere Oberfläche im Paneel mit PCM im Vergleich zum Paneel ohne PCM ergibt sich demnach ein verminderter Wärmestrom von außen nach innen. Damit ergeben sich Vorteile in Bezug auf den sommerlichen Wärmeschutz sowie ein geringerer Kühlbedarf. In der Nacht ist dann jedoch die Fassade mit PCM wärmer als die Fassade ohne PCM (13,9 K am 25.08.2016). Eine ausreichende nächtliche Kühlung kann hier also nur mittels Lüftung erfolgen. Außerhalb der Sommerzeit sind die erhöhten Temperaturen nachts in der Fassade mit PCM dagegen wieder ein Vorteil, da durch die warme PCM-Schicht der Wärmestrom von innen nach außen behindert beziehungsweise teilweise auch umgekehrt wird. Das bedeutet geringere Transmissionswärmeverluste über die Fassade. Der Temperaturunterschied kann bis zu 27 K (17.03.2016) betragen. Zwar werden die Wärmeströme sowohl im Sommer als auch im Winter noch von der Wärmedämmung abgeschwächt, doch prinzipielle Vorteile durch die PCM-Integration gegenüber der Warmfassade ohne PCM bleiben bestehen. Detailliertere Untersuchungen zur Quantifizierung des thermischen Einflusses im Winter und Sommer wurden an dieser Stelle nicht durchgeführt. Es wird jedoch empfohlen, dies im Rahmen zukünftiger Arbeiten zu untersuchen.

6 Vergleichende Betrachtung der BIPV-Systeme

6.1 Fehlerbereinigung

Während in den vorangegangenen Kapiteln vor allem die Wirkungsweise, die jahreszeitliche Verteilung und bestimmte Abhängigkeiten von Leistungsparametern in Bezug auf äußere Randbedingungen untersucht wurden, werden die wichtigsten Parameter – Energieertrag, Performance Ratio und Temperatur – der drei BIPV-Systeme im Rahmen dieses Kapitels direkt miteinander verglichen. Um dabei eine möglichst hohe Aussagekraft zu erhalten, müssen im Vorfeld der Betrachtung mögliche Fehlerquellen analysiert und, soweit möglich, bereinigt werden. Diese Fehlerquellen sind:

- Klimarandbedingungen
- Leistungsverhalten der PV-Module
- Lokale Verschattungen
- Messausfälle

Da die Klimarandbedingungen, allen voran die solare Einstrahlung, einen entscheidenden Einfluss auf das Leistungsvermögen von PV-Systemen haben, muss zunächst sichergestellt werden, dass die Klimarandbedingungen während des Betrachtungszeitraums repräsentativ sind. Die drei BIPV-Systeme werden über den Zeitraum vom 1. März 2016 bis 28. Februar 2017 betrachtet. Damit ergibt sich ein komplettes Jahr mit allen typischen Sonnenständen und Jahreszeiten. Die Summe der Globalstrahlung beziehungsweise der Ertrag der Globalstrahlung betrug in dem betrachteten Jahr 1064 kWh/m^2 , was 13 kWh/m^2 über dem langjährigen Mittel der Periode 1981-2010 (1051 kWh/m^2) und 24 kWh/m^2 unter dem Mittel der letzten 16 Jahre von 2001-2016 (1088 kWh/m^2) liegt. Insofern liegt die jährliche Summe der Globalstrahlung im betrachteten Zeitraum zwischen den mittleren Summen der Perioden 1981-2010 und 2001-2016. Auch die monatliche Verteilung der Globalstrahlung entspricht im Wesentlichen dem Verlauf der langjährigen Mittel. Größere Abweichungen gibt es lediglich in den Monaten März, September und Oktober. Bei den Auswertungen sind die Ergebnisse aus diesen Monaten deshalb kritisch zu bewerten.

Die Temperaturen erreichen im betrachteten Zeitraum ein Jahresmittel von $9,7 \text{ }^\circ\text{C}$, was nur um $0,3 \text{ K}$ über dem Mittel-

wert der Periode 1981-2010 (9,4 °C) liegt. Auch die monatliche Verteilung der gemittelten Temperaturen entspricht größtenteils dem langjährigen Verlauf. Nur die Monate Januar 2017 und September 2016 weichen um jeweils über 3 K ab (Anhang D). Dennoch zeigt sich, dass der betrachtete Zeitraum vom 1. März 2016 bis 28. Februar 2017 ein durchschnittliches Jahr ist. Die durch das Monitoring gewonnenen Ergebnisse haben somit eine repräsentative Aussagekraft.

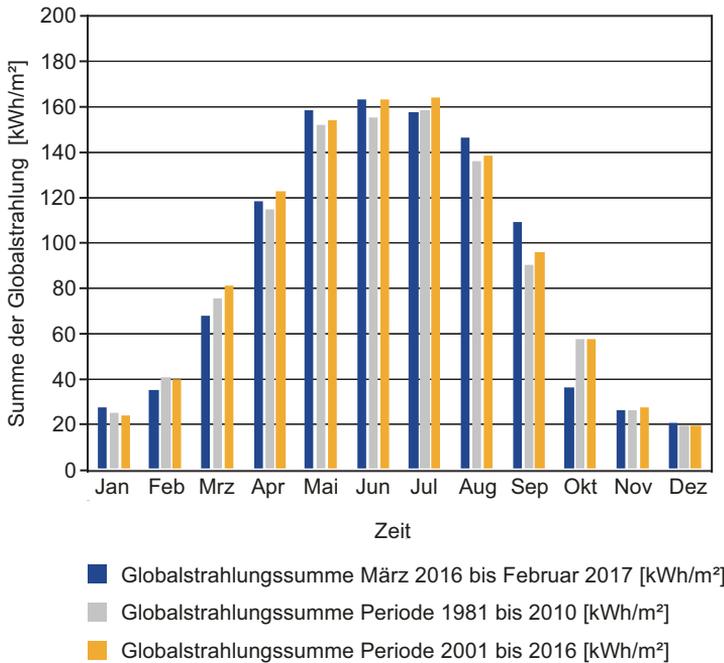


Bild 116
 Monatssumme der Globalstrahlung auf eine horizontale Ebene bezogen für den Standort des Freibewitterungsteststandes und unterschiedliche Betrachtungszeiträume (Datengrundlage: DWD/WESTE-SOLAR 2017).

Das Leistungsverhalten der PV-Module ist ebenfalls von enormer Bedeutung für die Aussagekraft der Messergebnisse. Erreichen PV-Module nicht die erwarteten Wirkungsgrade, kann ein direkter Vergleich zwischen verschiedenen BIVP-Systemen nicht durchgeführt werden beziehungsweise führt zu falschen Schlussfolgerungen. Eine mögliche Beeinflussung des Leistungsverhaltens von PV-Modulen erfolgt durch eine altersbedingte Degradation. Dabei verschlechtert sich der Wirkungsgrad von PV-Modulen mit zunehmendem Alter. Ein Vergleich von PV-Modulen unterschiedlichen Alters ist dadurch mit Fehlern behaftet. Dies wird im Rahmen dieser Arbeit durch die bereits in Kapitel 3.2.1 beschriebene Normierung auf die gemessene Nennleistung P_{Flash} berücksichtigt. Wohlwissend, dass auch die Annahme einer linearen Degradation nur eine gewisse Näherung darstellt.

Als größeres Problem in Bezug auf das Leistungsverhalten stellte sich jedoch der Wirkungsgrad im Schwachlichtbereich der PV-Module in der Warmfassade mit PCM dar. Diese PV-Module sind aufgrund der in Kapitel 5.3.3 beschriebenen Randanschlussdose Sonderanfertigungen. Erste Messergebnisse in der Praxis und detailliertere Tests im Labor zeigten, dass die PV-Module vor allem im Schwachlichtbereich bis 200 W/m^2 einen zu geringen Wirkungsgrad aufweisen. Das führt dazu, dass bei niedrigen Einstrahlungen und Modultemperaturen unter dem Schmelzpunkt des PCMs die elektrische Leistung der PV-Module in der Warmfassade mit PCM geringer ist als bei den PV-Modulen in der Warmfassade ohne PCM. Normalerweise müsste jedoch unterhalb des Schmelzpunktes des PCMs die elektrische Leistung der PV-Module mit PCM gleich beziehungsweise leicht über der elektrischen Leistung der PV-Module ohne PCM liegen. Immerhin sind beide Fassadenkonstruktionen nahezu identisch und das PCM sorgt auch im festen Zustand bereits für eine höhere sensible Wärmespeicherung, wodurch die Modultemperatur in der Warmfassade mit PCM leicht unter der Modultemperatur in der Warmfassade ohne PCM liegt (Kapitel 5.5.2). Der verminderte Wirkungsgrad im Schwachlichtbereich der PV-Module mit PCM führt im Vergleich zu den PV-Modulen ohne PCM zu einer zu geringen Verbesserung und beeinflusst damit die tatsächlich stattfindende Leistungssteigerung bei höheren Einstrahlungen und infolge der PCM-Wirkung.

Um diesen Fehler zu bereinigen, wird die elektrische Leistung der PV-Module mit PCM gleich der elektrischen Leistung der PV-Module ohne PCM gesetzt, sofern die Temperatur der PV-Module mit PCM unter $29 \text{ }^\circ\text{C}$ (unterhalb des Schmelzbereiches des PCMs) und die elektrische Leistung der PV-Module mit PCM unter der elektrischen Leistung der PV-Module ohne PCM liegt. Durch diese Korrektur wird jedoch lediglich verhindert, dass die PV-Module mit PCM im Schwachlichtbereich weniger Energie erzeugen. Die Wirkungsgradverbesserung durch die sensible Wärmespeicherung des PCMs im festen Zustand wird nicht berücksichtigt. Aufgrund der geringen Temperaturunterschiede in diesem Einstrahlungsbereich kann die Verbesserung jedoch als marginal angesehen werden (Bild 115).

Die dritte wesentliche Fehlerquelle sind lokale Verschattungen. Diese treten während des Monitorings vor allem in den

Wintermonaten auf. Zu dieser Zeit bewirkt der relativ geringe Sonnenhöhenwinkel einen langen Schattenwurf von umgebenden Gebäuden. Durch den Sonnenbahnverlauf wandert auch der Schattenwurf, wodurch die nebeneinander am Teststand angeordneten BIPV-Systeme zu versetzten Zeiten teilverschattet werden. Dadurch wird der Energieertrag der BIPV-Systeme unterschiedlich beeinflusst, wodurch ein direkter Vergleich mit Fehlern behaftet ist. Im Rahmen dieser Auswertung werden Bereiche mit zeitlich versetzten Teilverschattungen korrigiert (Bild 117). Dies ist vor allem im Dezember und Januar der Fall.

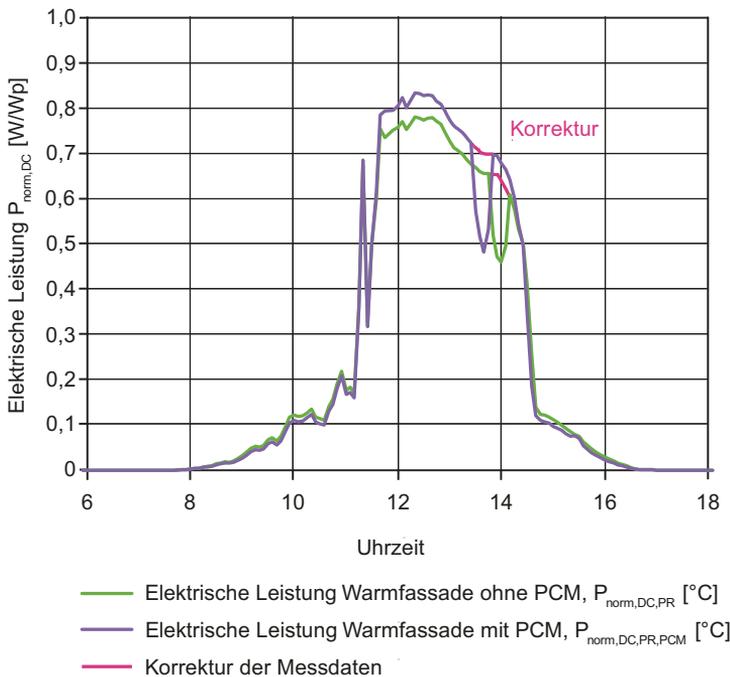


Bild 117
Beispiel zur Veranschaulichung der Korrektur des Einflusses einer wandernen Verschattung auf den BIPV-Systemen.

Zuletzt können auch Messausfälle die Aussagequalität der Messergebnisse verringern. Um dies zu umgehen, werden beispielsweise Fehler aufgrund von Messausfällen an einzelnen Tagen über die Abbildung des monatlichen Energieertrages durch die Bildung eines mittleren monatlichen Energieertrages herausgerechnet. Die Vorgehensweise dazu wurde bereits in Kapitel 4.3.3 beschrieben. Jedoch nimmt auch hier die Aussagequalität mit der Anzahl an ausgefallenen Tagen ab. Weiterhin ist im betrachteten Zeitraum bei dem BIPV-System in der Kaltfassade an mehreren Tagen im Juni das Messsystem ausgefallen. Unglücklicherweise genau zu einer Zeit mit sonnigen Tagen. Durch die fehlenden

sonnigen Tage ist selbst der gemittelte monatliche Energieertrag mit Fehlern behaftet und wird tendenziell als zu niedrig angesetzt. Ein Vergleich mit den Ergebnissen der beiden BIPV-Systeme in der Warmfassade für den Monat Juni kann deshalb nicht durchgeführt werden. Da prinzipiell die Unterschiede des Energieertrags zwischen Warm- und Kaltfassade im Monat Juni aufgrund der geringen maximalen Einstrahlung in Modulebene G_i und der hohen Reflexionsverluste gering sind, wirkt sich dieser Messausfall nicht allzu negativ auf die Gesamtergebnisse aus. Auch der Monat November wird aus der gemeinsamen Betrachtung ausgeschlossen, da dort das BIPV-System mit PCM zu Wartungszwecken nicht am Fassadenteststand installiert war.

Die in den nachfolgenden Kapiteln gezeigten Daten wurden alle den zuvor beschriebenen Bereinigungen unterzogen. Weitere Daten zu den folgenden Diagrammen können Anhang G entnommen werden.

6.2 Energieertrag

Über den Vergleich des mittleren normierten Energieertrages der verschiedenen BIPV-Systeme lässt sich sowohl der Unterschied zwischen Warm- und Kaltfassade als auch die Wirkung der PCM-Integration aufzeigen. Für eine übersichtliche Darstellung der monatlichen Erträge wird mit Januar 2017 begonnen und mit Dezember 2016 geendet (Bild 118). Dabei zeigt sich der typische Verlauf von maximalen Erträgen im Frühjahr und Herbst, geringeren Erträgen in den Wintermonaten und einen Rückgang der Energieerträge um den Juni. Die Gründe für diese Verteilung wurden in Kapitel 4.3.3 bereits ausführlich diskutiert.

In den Daten zeigen sich weiterhin die bereits angesprochenen Messausfälle an mehreren sonnigen Tagen im Juni bei dem BIPV-System in der Kaltfassade (Ertrag ist zu gering) sowie die fehlenden Werte im November bei dem BIPV-System mit PCM. Die Messergebnisse der Monate Juni und November bleiben bei den folgenden Betrachtungen bei allen BIPV-Systemen unberücksichtigt. Auch der bereits angesprochene deutliche Unterschied in der monatlichen Globalstrahlungssumme für die Monate März, September und Oktober zeigt sich. So lag die Globalstrahlung im März 16,8 % und im Oktober 38,3 % unter dem langjährigen Mittel der Periode 2001-2016, was sich in relativ geringen Erträgen

zeigt. Im September überstieg die Globalstrahlung dagegen das Mittel um 20,9 %, wodurch hier auch der höchste monatliche Energieertrag des gesamten Betrachtungszeitraums erzielt wird.

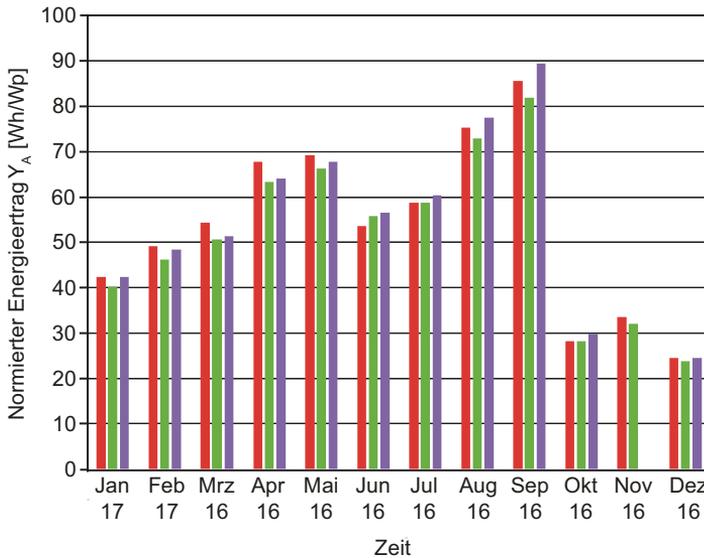


Bild 118
Mittlerer normierter monatlicher Energieertrag der drei BIPV-Systeme im Gleichstromkreis $Y_{A,Mittel}$.

- gemittelter normierter Energieertrag Kaltfassade im Gleichstromkreis, $Y_{A,Mittel,VHF}$ [Wh/Wp]
- gemittelter normierter Energieertrag Warmfassade im Gleichstromkreis, $Y_{A,Mittel,PR}$ [Wh/Wp]
- gemittelter normierter Energieertrag Warmfassade mit PCM im Gleichstromkreis, $Y_{A,Mittel,PR,PCM}$ [Wh/Wp]

Die Werte in Tafel 8 zeigen, dass der Gesamtenergieertrag der PV-Module in der Kaltfassade um 4,3 % höher liegt als der Gesamtenergieertrag der PV-Module in der Warmfassade ohne PCM. Der Gesamtenergieertrag der PV-Module mit PCM liegt dagegen um 4,2 % über dem Gesamtenergieertrag der PV-Module ohne PCM und nur um 0,1 % unter dem Gesamtenergieertrag der PV-Module in der Kaltfassade. Damit hat die PCM-Integration ohne die Berücksichtigung der Monate Juni und November eine Leistungssteigerung von 4,2 % bewirkt. Würde man den Juni mit betrachten, sinkt die Verbesserung von 4,2 % auf 3,9 %. Dennoch ist der temperaturbedingte Nachteil der Warmfassade durch die PCM-Integration vermindert worden und es werden annähernd Erträge wie bei einer Kaltfassade erreicht.

Tafel 8

Mittlerer normierter monatlicher Energieertrag der drei BIPV-Systeme im Gleichstromkreis Y_A . Die Werte in den grau hinterlegten Zellen werden für die Auswertung nicht berücksichtigt, da sie die Ergebnisse aufgrund vereinzelter Messausfälle verfälschen würden.

Monat	Normierter Energieertrag im Gleichstromkreis [Wh/Wp]		
	Kaltfassade (VHF)	Warmfassade ohne PCM (PR)	Warmfassade mit PCM (PR,PCM)
Januar 2017	42,60	40,88	42,91
Februar 2017	49,27	46,27	48,99
März 2016	54,47	50,72	51,61
April 2016	68,37	63,74	64,62
Mai 2016	69,66	66,78	67,86
Juni 2016	54,36	56,16	57,07
Juli 2016	59,22	59,23	60,44
August 2016	75,63	73,73	77,93
September 2016	86,38	82,70	89,61
Oktober 2016	28,96	28,37	29,76
November 2016	33,79	32,43	-
Dezember 2016	25,15	24,20	25,18
Gesamtzeitraum ohne Juni 16 und November 16	559,70	536,61	558,90

Mit einer Ertragssteigerung von 4,2 % durch die PCM-Integration liegt das BIPV-System 16 % beziehungsweise 33 % unter der in Kapitel 5.3.1 abgeschätzten maximalen Leistungssteigerung von 5 bis 6,25 % und über den in Kapitel 5.5.2 berechneten Trendlinienverlauf von 3 %. Der Unterschied zu den maximalen Prognosen aus Kapitel 5.3.1 ist vor allem dadurch zu erklären, dass nicht zu jeder Tageszeit ein Temperaturunterschied von 20 bis 25 K zwischen den PV-Modulen mit PCM und den PV-Modulen ohne PCM er-

reicht wird. So hat Bild 115 gezeigt, dass vor allem bei geringer Einstrahlung in Modulebene auch der Temperaturunterschied zwischen den Modulen gering ist, da aufgrund der niedrigen Modultemperaturen kaum der Schmelzbereich des PCM-Materials erreicht wird. Somit kann das PCM an bewölkten Tagen keine oder nur eine sehr geringe Wirkung erzielen.

Daraus lässt sich ableiten, dass vor allem an sonnigen Tagen eine große Leistungssteigerung durch die PCM-Integration verzeichnet werden kann. Die Ergebnisse zeigten, dass bei hoher Sonneneinstrahlung sogar eine höhere Leistung erzielt wurde als die theoretisch, mit einem Temperaturkoeffizienten nach Datenblatt von $TK_P = -0,25 \text{ \%}/K$, mögliche. Hier wurden Ertragssteigerungen von bis zu 10 % erreicht.

Diese Erkenntnisse bedeuten im Umkehrschluss, dass eine noch höhere Ertragssteigerung durch die PCM-Integration durch zwei Maßnahmen erzielt werden kann. Zum einen sollten Standorte gewählt werden, an denen eine hohe Einstrahlung zu verzeichnen ist und über das Jahr gesehen nur wenige bewölkte Tage sowie ein möglichst geringer Außenlufttemperaturunterschied zwischen Sommer und Winter vorherrschen (beispielsweise Südeuropa). Zum anderen bewirkt die Wahl von PV-Modulen mit einem schlechteren Temperaturkoeffizienten von beispielsweise $TK_P = -0,5 \text{ \%}/K$ bei einer Temperaturdifferenz von 20 K eine theoretische Leistungssteigerung von 10 %. Die in dieser Arbeit verwendeten PV-Module erzielen bei gleichem Temperaturunterschied durch den geringeren Temperaturkoeffizienten von $TK_P = -0,25 \text{ \%}/K$ dagegen nur eine theoretische Verbesserung von 5 %. Hiervon können vor allem kristalline PV-Module profitieren.

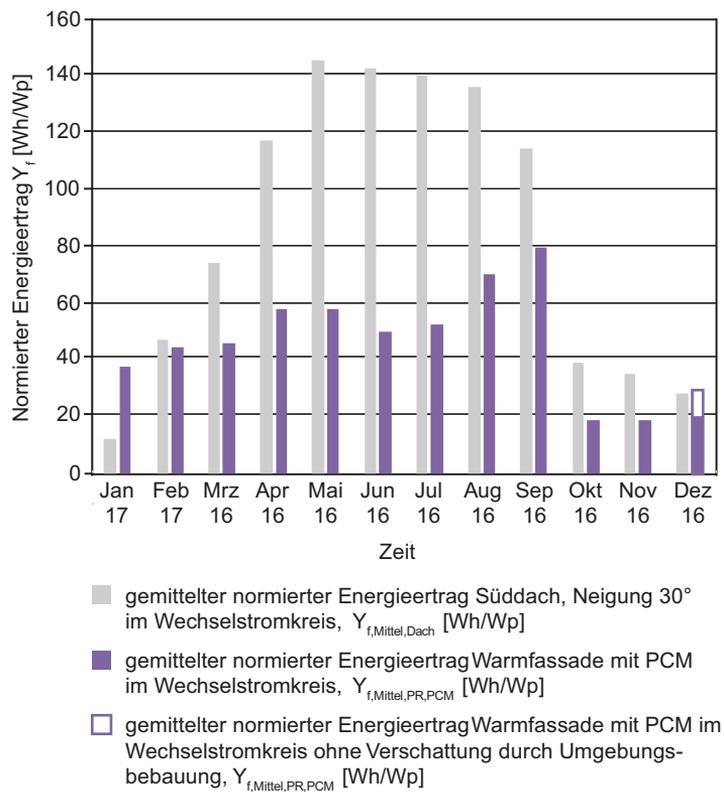
Dennoch gilt zu sagen, dass der jährliche Ertrag an Fassaden generell teils deutlich unter dem Ertrag von geneigten PV-Modulen im Dachbereich liegt. Die Nutzung von Dachflächen für die PV-Integration ist derzeit der Haupteinsatzbereich im Gebäudesektor. Ein direkter Vergleich über die monatliche Verteilung der Energieerträge zwischen Dach und Fassade zeigt jedoch interessante Details. Vergleicht man die monatliche Verteilung des Energieertrages des neuen BIPV-Systems mit der einer Aufdachanlage in der Nähe des Teststandortes (PV-Module nach Süden ausgerichtet, um

30 ° geneigt), so zeigt sich die unterschiedliche Ertragsamplitude (Bild 119). Während die monatlichen Erträge auf dem Dach deutliche Unterschiede zwischen Sommer und Winter aufweisen, besitzen die PV-Module in der Fassade eine homogenere Ertragsamplitude. Zwar ist der jährliche Gesamtenergieertrag auf dem Dach wesentlich höher als in der Fassade, der solare Deckungsanteil ist dagegen in der Fassade besser. Vor allem in den Monaten Januar und Dezember, den Monaten mit den höchsten Energieverbräuchen für Heizung, Warmwasser und Beleuchtung wird dies deutlich. Hier ist der Energieertrag der Fassadenmodule höher als derjenige der Dachmodule.

Bild 119

Mittlere normierte monatliche Energieerträge im Wechselstromkreis $Y_{f,Mittel}$ des neuen BIPV-Systems und einer Aufdachanlage in der Nähe der Testanlage (Datengrundlage der Aufdachanlage: TnT Neue Energien GmbH).

Das neue BIPV-System wurde im Dezember von einer Umgebungsbebauung verschattet. Für einen realistischen Vergleich mit der Dachanlage wurde diese Verschattung herausgerechnet.



Der Vergleich der beiden Anlagen soll vor allem die Unterschiede im monatlichen Verlauf des Energieertrags aufzeigen, da ein direkter zahlenmäßiger Vergleich der Werte mit Fehlern behaftet ist. So stammen die Werte in Bild 119 aus dem Wechselstromkreis (AC). Diese sind bei den Fassadenmodulen aufgrund des in Kapitel 4.3.3 beschriebenen schlechten Wechselrichterwirkungsgrades tendenziell niedri-

ger als bei einer realen, größeren Fassadenanlage. Ertragsdaten aus dem Gleichstromkreis standen für die Dachanlage nicht zur Verfügung.

6.3 Performance Ratio

Die Darstellung der monatlichen Performance Ratio (PR) beginnt wie der Energieertrag im Januar 2017 und endet im Dezember 2016 (Bild 120). Auch hier gleicht der prinzipielle Verlauf den Ergebnissen aus Kapitel 4.4.3.

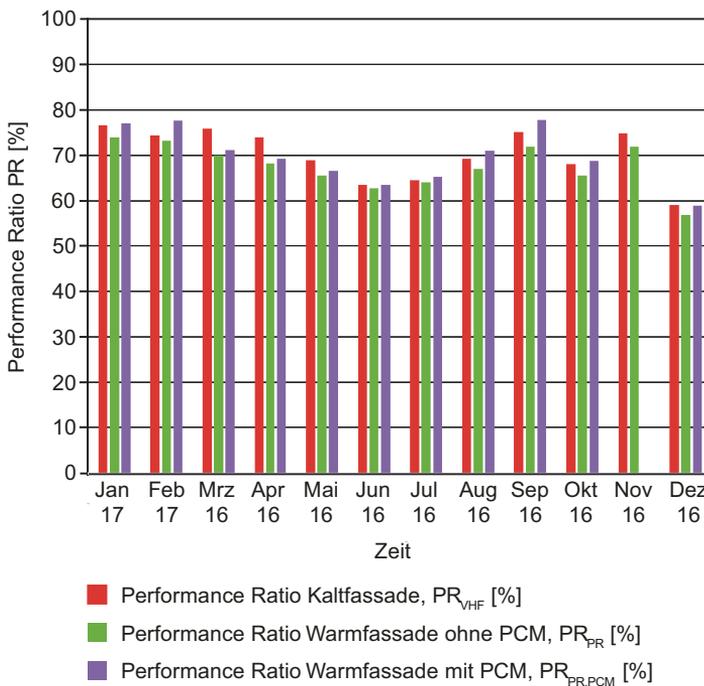


Bild 120
Monatliche Performance Ratio PR der drei BIPV-Systeme.

Über das gesamte Jahr (ohne Juni 16 und November 16) erreicht das BIPV-System in der Kaltfassade eine Performance Ratio von $PR_{VHF} = 71,2\%$ (Tafel 9). Die prozentualen Unterschiede zwischen den Ergebnissen der drei BIPV-Systeme ähneln denen des Energieertrages. Das ist insofern nachvollziehbar, da der Energieertrag bei der Berechnung der PR nach Gleichung 18 im Zähler steht. Ein normierter Mehrertrag bei einem BIPV-System wirkt sich demnach auch auf die PR aus. So erreicht auch hier das BIPV-System in der Warmfassade mit PCM fast den gleichen Wert wie die Kaltfassade. Wenngleich auch beachtet werden muss, dass die PV-Module in der Kaltfassade mit $TK_{P,VHF} = -0,36\%/K$ einen schlechteren Temperaturkoeffizienten haben als die PV-Module in der Warmfassade mit $TK_{P,PR} = -0,25\%/K$. Insofern

würde das PV-Modul in der Kaltfassade bei gleicher Temperaturdifferenz wie die Warmfassade einen geringeren normierten Energieertrag aufweisen als die PV-Module in der Warmfassade. Bei gleichem Temperaturkoeffizient würde der Unterschied der PR zwischen Warm- und Kaltfassade demnach noch etwas größer ausfallen.

Tafel 9

Monatliche Performance Ratio PR der drei BIPV-Systeme. Die Werte in den grau hinterlegten Zellen müssen bei der weiteren Auswertung mit Sorgfalt berücksichtigt werden, da sie die Ergebnisse aufgrund vereinzelter Messausfälle verfälschen könnten.

Monat	Performance Ratio [%]		
	Kaltfassade (VHF)	Warmfassade ohne PCM (PR)	Warmfassade mit PCM (PR,PCM)
Januar 2017	76,7	73,9	77,2
Februar 2017	74,5	73,4	77,7
März 2016	75,8	70,1	71,2
April 2016	73,9	68,4	69,2
Mai 2016	69,0	65,6	66,6
Juni 2016	63,5	62,8	63,8
Juli 2016	64,7	64,1	65,3
August 2016	69,4	67,2	71,0
September 2016	75,3	71,9	77,9
Oktober 2016	68,0	65,6	68,9
November 2016	74,9	71,9	-
Dezember 2016	59,2	57,0	59,0
Gesamtzeitraum	70,8	67,8	70,1
Gesamtzeitraum ohne November 16	70,6	67,6	70,1
Gesamtzeitraum ohne Juni 16 und November 16	71,2	68,1	70,9

Weiterhin zeigt sich, dass die jährlichen Werte der PR nach Tafel 9 niedriger sind als die in Kapitel 4.4.3 gemessenen Werte von $PR_{VHF} = 73,5 \%$ und $PR_{PR} = 68,8 \%$, was zwei Ursachen hat. Zum einen wurde bei den Werten aus Kapitel 4.4.3 der Dezember nicht berücksichtigt, da dort die Wanderung der lokalen Verschattung nicht heraus gerechnet wurde. Da somit ein Monat mit generell niedriger PR nicht berücksichtigt wurde, bedeutet das einen Anstieg der PR. Zum anderen war das betrachtete Jahr in Kapitel 4.4.3 vom 1. April 2015 bis 31. März 2016 von einer hohen Globalstrahlungssumme geprägt. Diese lag mit einem Wert von 1115 kWh/m^2 circa 5% über der Globalstrahlungssumme des Betrachtungszeitraumes für die Werte aus Tafel 9. Auch eine höhere solare Strahlung wirkt sich positiv auf die PR aus, da der Wirkungsgrad von PV-Modulen in diesem Einstrahlungsbereich höher ist (Kapitel 4.4.2).

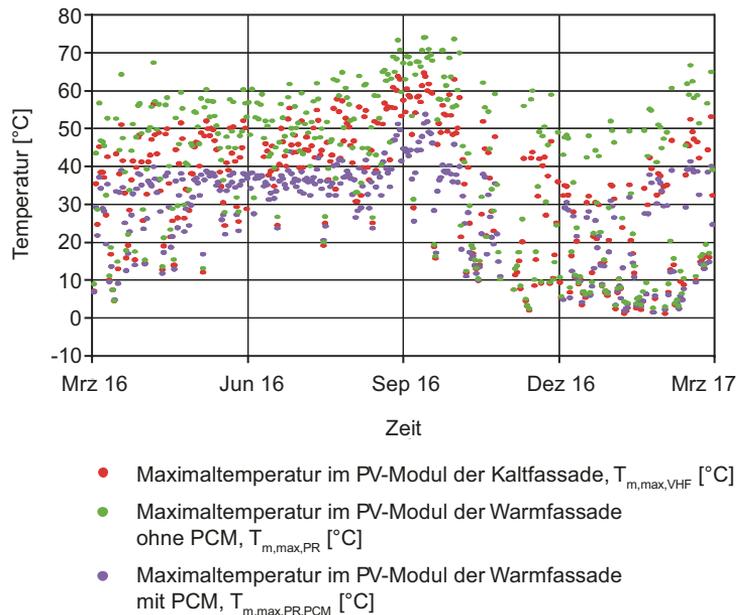
In Kapitel 3.2.3 wurde bereits erläutert, wie die PR auch im Rahmen derzeitiger normativer Verfahren über den Systemleistungsfaktor f_{perf} abgebildet wird. Dass die Werte in Tafel 9 unter den normativen Vorgaben des Systemleistungsfaktors f_{perf} nach DIN V 18599 und E DIN EN 15316-4-3 liegen, ist durch die bereits erläuterten geringen Wechselrichterwirkungsgrade (Kapitel 4.3.3) zu erklären. Durch die Berechnung der PR über den Energieertrag im Wechselstromkreis ist die PR der Testfassade somit geringer als bei einer realen Fassade mit mehreren PV-Modulen und einer damit einhergehenden höheren Eingangsspannung für den Wechselrichter. Es zeigt sich jedoch erneut, dass die Betrachtung über eine jährliche PR das Fassadenverhalten sehr ungenau wiedergibt. So liegt die PR in den Sommermonaten bei allen Fassadensystemen unter den normativ vorgegebenen Werten von $f_{\text{perf, Kalfassade}} = 0,75$ und $f_{\text{perf, Warmfassade}} = 0,7$. In bestimmten Monaten werden die Vorgaben dagegen auch teils mehr oder weniger deutlich überschritten. Die Vorteile einer monatlichen Berücksichtigung der PR für die energetische Gebäudebilanzierung werden in Kapitel 4.4.3 und Kapitel 7.2.2 bereits ausführlich beschrieben. Weiterhin ist festzustellen, dass die PV-Module mit PCM im Rahmen der Berechnungsnormen nicht wie eine übliche Warmfassade behandelt werden können, da deren PR um circa $4,1 \%$ höher ist als bei einer üblichen Warmfassade und somit eher die Leistungsparameter von PV-Modulen in einer Kalfassade erreichen.

6.4 Temperatur

6.4.1 Tägliche Maximaltemperaturen

Der Verlauf der täglichen Maximalwerte der Modultemperatur $T_{m,max,i}$ der drei BIPV-Systeme in Bild 121 zeigt, dass die PV-Module in der Warmfassade mit PCM nahezu immer die geringste Erwärmung aufweisen. So bewegt sich die Maximaltemperatur aufgrund der PCM-Wirkung meist in einem Bereich zwischen 30 und 40 °C. Überschreitungen gab es vor allem an besonders sonnigen Sommertagen. So betrug der höchste gemessene Wert bei den PV-Modulen mit PCM 51,9 °C am 13. September 2016. Die generell höchsten Maximalwerte erreichen dagegen die PV-Module in der Warmfassade ohne PCM. Das ist nicht weiter verwunderlich, da diese weder eine kühlende Hinterlüftung wie die PV-Module in der Kaltfassade, noch eine latente Speicherung der thermischen Energie wie die PV-Module in der Warmfassade mit PCM erfahren. Das absolute Maximum von 74,2 °C wurde am 12. September 2016 erreicht. Die PV-Module in der Kaltfassade verzeichneten eine maximale Modultemperatur von 64,8 °C am 11. September 2016.

Bild 121
Tägliche Maximaltemperaturen der PV-Module $T_{m,max,i}$ für die drei BIPV-Systeme.



Interessant ist die Tatsache, dass die PV-Module in der Kaltfassade trotz Hinterlüftung fast immer höhere maximale Modultemperaturen aufweisen als die PV-Module in der Warmfassade mit PCM. Daraus müsste man schließen, dass die

PV-Module mit PCM auch mehr Energie erzeugen als die PV-Module in der Kaltfassade. Die Ergebnisse aus Kapitel 6.2 zeigen jedoch, dass der Energieertrag der PV-Module mit PCM gerade ungefähr dem Energieertrag der PV-Module in der Kaltfassade entspricht.

Für die Lösung dieser Fragestellung hilft ein Blick auf den genauen Verlauf der Modultemperaturen während ausgewählter Tage. Immerhin gibt der Wert der maximalen Modultemperatur keinen Aufschluss über den Zeitpunkt des Auftretens sowie den Temperaturverlauf vor und nach dem Maximalwert. So ist an sonnigen Tagen in der Tat festzustellen, dass die PV-Module in der Warmfassade durch die PCM-Integration und die geringeren Modultemperaturen während der solaren Einstrahlung einen höheren Energieertrag aufweisen als die PV-Module in der Kaltfassade. So betrug der Mehrertrag der PV-Module mit PCM gegenüber den PV-Modulen in der Kaltfassade an einem beispielhaft betrachteten sonnigen Tag 4,2 % (Bild 122 links).

An Tagen mit wechselnder Bewölkung kommt es dagegen nur in den kurzen wolkenlosen Zeiträumen mit hoher Einstrahlung zu einer höheren Modultemperatur bei den PV-Modulen in der Kaltfassade. Bei der sonst vorherrschenden Bewölkung kommt die PCM-Wirkung in der Warmfassade aufgrund der geringen solaren Einstrahlung nicht zum Tragen. Über den gesamten Tag gesehen ist somit meistens das PV-Modul in der Warmfassade mit PCM wärmer, sodass an dem beispielhaft betrachteten sonnigen und bewölkten Tag in Bild 122 rechts die PV-Module mit PCM einen um 2,4 % geringeren Energieertrag erzielen als die PV-Module in der Kaltfassade.

Dieses Verhalten erklärt auch die Ergebnisse des monatlichen Energieertrages in Kapitel 6.2. Auch dort ist in besonders sonnigen Monaten, wie beispielsweise dem September, der Energieertrag in der Warmfassade mit PCM höher als in der Kaltfassade. In Monaten mit geringer Einstrahlung beziehungsweise Tagen mit häufigem Wechsel von Sonne und Wolken (zum Beispiel März) ist dagegen der Energieertrag der PV-Module in der Kaltfassade höher. Zusätzlich beeinflussen könnte dies auch ein unterschiedliches Schwachlichtverhalten zwischen den PV-Modulen der Warmfassade mit PCM (Halbleitermaterial CdTe) und den PV-Modulen der Kaltfassade (Halbleitermaterial CIS).

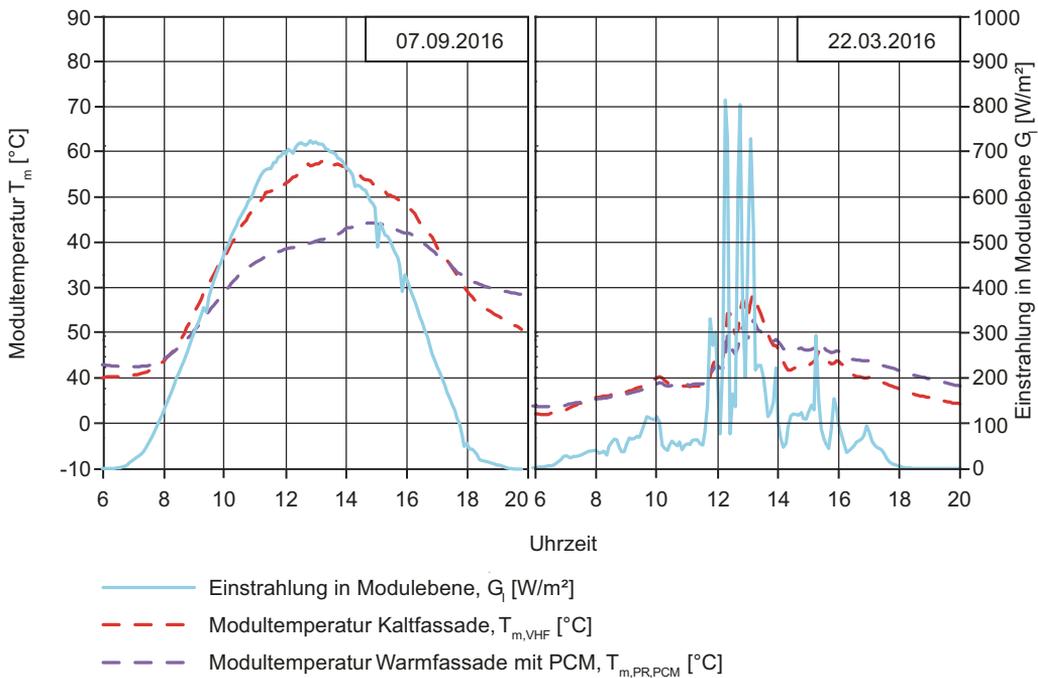


Bild 122

Verlauf der Modultemperatur T_m für die PV-Module in der Kaltfassade und der Warmfassade mit PCM sowie der Einstrahlung in Modulebene G_i für einen sonnigen Tag und einen Tag mit wechselnder Bewölkung.

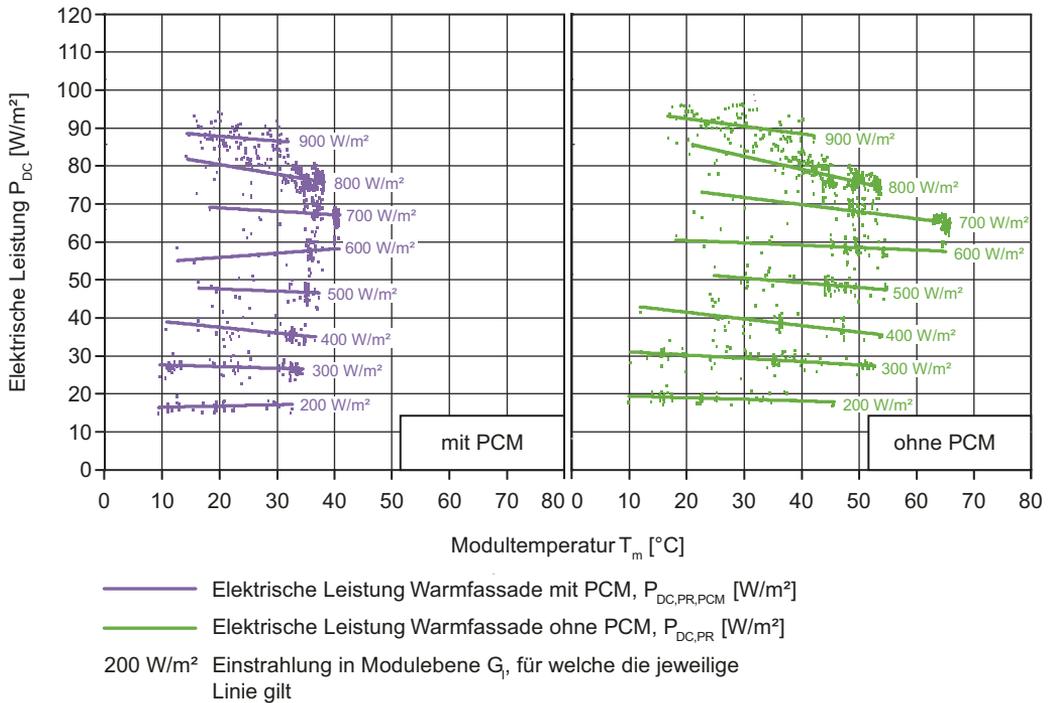
Diese Ergebnisse zeigen, dass die PV-Module in der Warmfassade mit PCM über das gesamte Jahr gesehen die geringsten maximalen Modultemperaturen aufweisen. Im Vergleich zu PV-Modulen in einer Kaltfassade beträgt die Differenz der Maximaltemperaturen je nach Jahreszeit bis zu 17 K. Die Differenzen zu den PV-Modulen in der Warmfassade ohne PCM wurden sowohl in Kapitel 4.5.1 und Kapitel 5.5.2 detailliert erläutert.

6.4.2 Temperaturkoeffizient

Die PCM-Integration bewirkt bei den PV-Modulen in der Warmfassade auch eine Änderung des Temperaturkoeffizienten TK_P . Dieser wird nach den gleichen Bedingungen wie in Kapitel 4.5.4 bestimmt. Zur besseren Verdeutlichung werden nachfolgend sowohl die jeweiligen Datenpunkte, gestaffelt nach der Einstrahlung in Modulebene G_i , als auch die dazugehörigen Trendlinien abgebildet.

Bild 123 links zeigt für die PV-Module in der Warmfassade mit PCM eine Häufung der Datenpunkte im Temperaturbereich zwischen 30 und 40 °C vor allem bei Einstrahlungen zwischen 500 und 800 W/m². Dies ist auf das PCM zurück

zu führen, welches in diesem Temperaturbereich die thermische Energie latent speichert und somit einer Temperaturerhöhung entgegenwirkt. Dadurch ergeben sich vereinzelt sogar positive Anstiege der Geraden, beispielsweise bei einer Einstrahlung von $G_i = 600 \text{ W/m}^2$. Bei den PV-Modulen in der Warmfassade ohne PCM (Bild 123 rechts) ragen die Datenpunkte dagegen in einen wesentlich höheren Temperaturbereich. Dies hat zur Folge, dass die Geraden bei der Warmfassade ohne PCM stärker fallen als bei der Warmfassade mit PCM.



Auch ein Vergleich der Trendlinien aller drei BIPV-Systeme (Bild 124) sowie die gemittelten Werte von TK_P (Tafel 10) zeigen den positiven Einfluss der PCM-Integration auf den Temperaturkoeffizient TK_P . Dieser kann im Vergleich zur Warmfassade ohne PCM um bis zu 70 % reduziert werden (bei $TK_{P,500}$, gemessen mit einem Pyranometer).

Bild 123

Trendlinie der elektrischen Leistung P_{DC} für die PV-Module in der Warmfassade mit PCM und ohne PCM in Abhängigkeit der Modultemperatur T_m bei unterschiedlicher Einstrahlung in Modulebene G_i (gemessen mit einem Si-Sensor). Die Steigung der Geraden ergibt den Temperaturkoeffizient TK_P .

Tafel 10

Temperaturkoeffizient TK_P für die PV-Module in den drei BIPV-Systemen laut Datenblatt und in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_I und des Messensors.

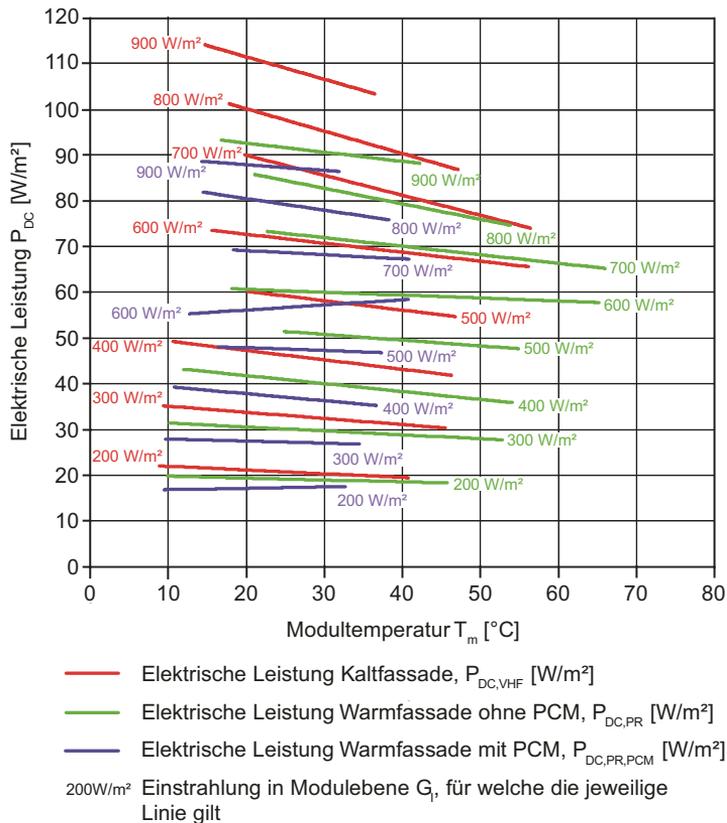
$TK_{P,500}$:
Mittelwert von TK_P aus allen Einzelwerten ab $G_I = 500 \text{ W/m}^2$.

$TK_{P,700-900}$:
Mittelwert von TK_P aus den Einzelwerten für $G_I = 700$ bis 900 W/m^2 .

Einstrahlung in Modulebene G_I	PV-Modul in Kaltfassade		PV-Modul in Warmfassade ohne PCM		PV-Modul in Warmfassade mit PCM	
	Pyranometer	Si-Sensor	Pyranometer	Si-Sensor	Pyranometer	Si-Sensor
$TK_{P,500}$	-0,36	-0,37	-0,17	-0,18	-0,05	-0,08
$TK_{P,700-900}$	-0,44	-0,47	-0,22	-0,24	-0,04	-0,16
Datenblatt	-0,36	-0,36	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25

Bild 124

Trendlinie der elektrischen Leistung P_{DC} für alle PV-Module in Abhängigkeit der Modultemperatur T_m bei unterschiedlicher Einstrahlung in Modulebene G_I (gemessen mit einem Si-Sensor). Die Steigung der Geraden ergibt den Temperaturkoeffizient TK_P .



7 Wertung und Handlungsempfehlung

7.1 Monitoring

Die Auswertungen dieser Arbeit haben gezeigt, dass viele Leistungsparameter, welche für eine Bewertung von BIPV-Systemen notwendig sind, von den eingesetzten Sensoren und Messsystemen abhängen. So sind zum Beispiel Wirkungsgrade und Temperaturkoeffizienten abhängig von der gemessenen Einstrahlung in Modulebene. Pyranometer und Si-Sensoren geben diese allerdings aufgrund verschiedener spektraler Empfindlichkeiten (Kapitel 3.1.2) unterschiedlich wieder. Weiterhin kann bei der Messdatenaufzeichnung mit mehreren Datenloggern der zeitliche Versatz in der Aufzeichnung bestimmter Messparameter, wie zum Beispiel Einstrahlung und elektrische Leistung, vor allem bei schwankenden Umgebungsbedingungen zur Streuung der Leistungsparameter führen. Aus diesem Grund ist eine Messdatenaufzeichnung auf einem einzigen Datenlogger beziehungsweise Aufzeichnungsgerät anzustreben. Dies minimiert den späteren Aufwand bei der Auswertung der Ergebnisse und erhöht die Aussagequalität errechneter Werte. Mit sinkendem Messintervall steigt die Genauigkeit der Messergebnisse, jedoch erhöht sich die Datenmenge und der Auswertungsaufwand. Mit den Analysen in Kapitel 3.1.1 wurde gezeigt, dass die Bildung 5-minütiger Mittelwerte eine sehr gute Übereinstimmung mit den 4- beziehungsweise 10-sekündigen Rohdaten erzielt. Zudem kann die zu bearbeitende Datenmenge um den Faktor 75 beziehungsweise 30 reduziert werden.

Weiterhin sollte auch immer angestrebt werden, bei der Betrachtung mehrerer Fassadensysteme identische PV-Module mit gleichem Alter zu verwenden (am besten aus einer Charge). Dadurch werden Unterschiede bei den Temperaturkoeffizienten, spektralen Empfindlichkeiten der Halbleitermaterialien der PV-Zellen, Wirkungsgraden und der Leistungsdegradation infolge Alterung ausgeschlossen. Im Rahmen dieser Arbeit war die Verwendung gleicher PV-Module sowie eines Datenloggers aus technischen und organisatorischen Gründen nicht möglich, weshalb der direkte Vergleich elektrischer Parameter immer mit Unsicherheiten behaftet ist. Prinzipielle Trends und Verläufe im generellen Verhalten der PV-Module in der Fassade sowie Unterschiede zwischen den Systemen untereinander lassen sich aber dennoch sehr gut ableiten und erkennen.

Für eine aussagekräftige Bestimmung von Leistungsparametern ist jedoch die Kenntnis über unterschiedliche Leistungsdegradationen infolge einer unterschiedlichen Modulalterung notwendig. Mit der durchgeführten Messung der Nennleistung der PV-Module im Labor mittels Flasher (P_{Flash}) zu verschiedenen Zeitpunkten konnte der Einfluss einer alterungsbedingten Leistungsdegradation bestimmt und bei den nachfolgenden Auswertungen berücksichtigt werden. Zwar bedeutet das einen großen Arbeitsaufwand, da die PV-Module und die Messtechnik rückgebaut und unter Laborbedingungen erneut getestet werden müssen, jedoch ergibt sich dadurch eine hohe Aussagequalität. Die Messungen sollten mindestens am Anfang und am Ende des Monitorings durchgeführt werden. Je häufiger die Messung auch zwischen dem Monitoring stattfindet, umso detaillierter wird das Bild der Leistungsdegradation. Alternativ kann die Nennleistung auch über verschiedene Verfahren im Freifeld gemessen werden. Hier sind jeweils Aufwand, Kosten und Messgenauigkeit mit den Zielen der Auswertung abzugleichen.

Zusammenfassend war der erarbeitete Messaufbau samt den verwendeten Sensoren, deren Positionierung und den Messintervallen geeignet für die Auswertungen im Rahmen dieser Arbeit. Eine höhere Genauigkeit bei den Leistungsdaten im Wechselstromkreis könnte nur durch eine größere Fassadenfläche erreicht werden. Da in Monaten mit tief stehender Sonne sogar weit entfernte Gebäude eine Verschattung auf der Fassade bewirkt haben, sollte für zukünftige Testanlagen versucht werden, diese in einer gewissen Höhe über dem Erdboden anzuordnen. Das vermindert die Verschattungsgefahr durch Umgebungsbebauung, Verkehr oder andere bodennahe Gegenstände.

7.2 Photovoltaik in Fassaden

7.2.1 Vorteile gegenüber Dachintegration

Mit den Auswertungen in Kapitel 4.3.3 und Kapitel 6.2 konnte gezeigt werden, dass der monatliche Energieertrag bei Photovoltaikfassaden eine einigermaßen gleichmäßige Ertragsamplitude aufweist. Lediglich Monate mit starker Bewölkung und kurzer Sonnenscheindauer (hauptsächlich Wintermonate) sowie der Zeitraum im Juni sind tendenziell von geringeren Energieerträgen geprägt. Dies unterscheidet

Fassadenflächen grundsätzlich von geneigten Dächern, welche im Jahr zwar mehr Energie umwandeln, jedoch auch eine viel stärkere Streuung der monatlichen Energieerträge zwischen Winter und Sommer aufweisen.²³² Zu beachten ist hier jedoch, dass alle Erklärungen immer nur für eine Südausrichtung der Dach- und Fassadenflächen in mittleren Breiten auf der nördlichen Hemisphäre gelten.

So sind PV-Module in der Fassade, bedingt durch die vertikale Ausrichtung, ganz anderen solaren Einstrahlungen ausgesetzt als PV-Module im Dach, welche meist geneigt sind. Die unterschiedliche Neigung zwischen Fassade und Dach führt zu unterschiedlichen Einfallswinkeln der Sonnenstrahlung und somit auch zu unterschiedlichen Reflexionsverlusten. So ist die solare Einstrahlung auf Fassadenflächen im Winter höher als im Sommer (Kapitel 5.1.1). Bei geneigten Dachflächen erreicht die Einstrahlung dagegen in den Sommermonaten ihr Maximum, wobei der genaue Zeitpunkt hier abhängig vom jeweiligen Neigungswinkel der PV-Module ist. Da Parameter wie elektrische Leistung und Modulwirkungsgrad vorrangig von der Einstrahlung abhängig sind, erzeugen PV-Module in einer Fassade an sonnigen Wintertagen mehr Energie als an sonnigen Sommertagen. Für den Dachbereich verhält sich das genau entgegengesetzt. So konnte mit der Gegenüberstellung der monatlichen Energieerträge für das neue Fassadensystem mit PCM und eine geneigte Dachanlage gezeigt werden, dass vor allem in den Wintermonaten die PV-Module in der Fassade mehr Energie umwandeln als die PV-Module auf dem Dach (Bild 119). Im Januar betrug der Mehrertrag in der Fassade gegenüber dem Dach 227 %, was hauptsächlich auf die Schneebedeckung der Dachmodule zurückzuführen war.

Diese Unterschiede sind vor allem bei einer angestrebten Eigennutzung der erzeugten elektrischen Energie von Bedeutung, welche aktuell Vorteile im Vergleich zu einer Netzeinspeisung bietet (Kapitel 2.1.5). So ist das grundsätzliche Problem aller PV-Anlagen, dass der Zeitpunkt der Umwandlung von solarer Energie in elektrische Energie häufig nicht mit dem Zeitpunkt des höchsten Energiebedarfs am Gebäude übereinstimmt und deshalb eine Zwischenspeicherung notwendig wird. Je länger diese Phasenverschiebung

²³² Schünemann 2015, Seite 22.

zwischen Energieumwandlung und Energiebedarf ist, umso höher werden die Speicherverluste und die benötigten Speicherkapazitäten. So kann bei einer gleichmäßigeren jährlichen Stromproduktion über Fassadenflächen ein höherer solarer Deckungsgrad der haustechnischen Komponenten erreicht werden, da in den Monaten mit hohem Energiebedarf für Heizung und Beleuchtung mehr elektrische Energie erzeugt wird. Bei geneigten PV-Modulen auf dem Dach ist über das gesamte Jahr gesehen eine stark schwankende Stromproduktion feststellbar. Dabei fällt die meiste elektrische Energie im Sommer zu einer Zeit an, in welcher weder geheizt noch übermäßig künstlich beleuchtet werden muss. Die Hauptanwendung stellt in dieser Jahreszeit neben dem stets vorhandenen Energieverbrauch elektrischer Geräte die Kühlung dar. Das Überangebot an nicht benötigtem Strom muss daher entweder mit Verlusten zwischengespeichert oder zu geringen Preisen in das öffentliche Stromnetz abgegeben werden.

Trotz dieser Vorteile von Fassaden stellt die Installation von PV-Modulen auf dem Dach aufgrund der vergleichsweise geringen Investitionskosten und hohen Energieerträge derzeit die wirtschaftlichste Variante zur Stromumwandlung am Gebäude dar. Dennoch werden allein die nicht ausreichend zur Verfügung stehenden Dachflächen, vor allem bei mehrgeschossigen Gebäuden, dazu führen, in Zukunft auch die Vorteile einer Fassadenintegration wertzuschätzen.

7.2.2 Normative Empfehlungen

Bestehende und zu errichtende Gebäude müssen unter anderem die gesetzlichen Anforderungen an die Energieeffizienz erfüllen. Die Berücksichtigung von PV-Modulen, welche Energie aus regenerativen Quellen in nutzbare elektrische Energie umwandeln, kann dabei einen Beitrag zur Reduzierung des Primärenergiebedarfs von Gebäuden und somit zur Erfüllung gesetzlicher Anforderungen leisten.

In Kapitel 3.2.3 wurde aufgezeigt, wie in den derzeit für die energetische Bilanzierung von Gebäuden relevanten Berechnungsnormen DIN V 18599-9 (im Rahmen der Energieeinsparverordnung – EnEV) und E DIN EN 15316-4-3 (im Rahmen der Umsetzung der Europäische Gebäuderichtlinie) die Berechnung des Energieertrages für PV-Anlagen norma-

tiv geregelt ist. Die Verfahren der beiden Normen sind prinzipiell identisch, unterscheiden sich lediglich in der zeitlichen Auflösung. Bei beiden Verfahren werden zwar die unterschiedlichen monatlichen Einstrahlungssituationen an einer Fassade berücksichtigt, die monatlichen Schwankungen in der Performance Ratio (PR) jedoch nicht. Die Normen beschreiben die PR mit dem sogenannten Systemleistungsfaktor f_{perf} , welcher über das gesamte Jahr konstant angesetzt wird. Die Auswertungen aus Kapitel 4.4.3 und Kapitel 6.3 haben jedoch gezeigt, dass es teils größere monatliche Schwankungen in der PR gibt, welche den monatlichen Energieertrag beeinflussen. So liegt der Unterschied zwischen der geringsten und höchsten monatlichen PR je nach Fassadensystem zwischen 23 und 24 %. Insofern ist die derzeitige Berücksichtigung der PR in den Berechnungsnormen über einen jährlichen PR sehr oberflächlich und entspricht nicht dem genauen Verhalten.

Eine realistischere monatliche Abbildung würde stattdessen bei PV-Modulen in der Fassade zu einem höheren solaren Deckungsanteil führen, da die monatliche PR in Monaten mit hohem Energiebedarf meist höher ist als der jährliche Mittelwert. Die Deckung des Gebäudeenergiebedarfes über erneuerbare Energien ist einer der Kernpunkte zukünftiger Gebäudekonzepte, wie dies beispielsweise im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung beschrieben wird. Auch bei PV-Modulen im Dachbereich würde eine detailliertere Berücksichtigung der PR zu veränderten Ergebnissen führen, wengleich sich die monatliche Verteilung von der im Fassadenbereich unterscheidet.

7.3 Neues BIPV-System

7.3.1 Wirkung der PCM-Integration

Mit den Untersuchungen in Kapitel 5.5 konnte gezeigt werden, dass die Verwendung von PCM in einer Warmfassade mit PV-Modulen eine Steigerung der Leistungsfähigkeit bewirkt. So konnte im betrachteten Zeitraum der Jahresertrag der PV-Module durch die latente Wärmespeicherung des PCM-Materials im Vergleich zu PV-Modulen ohne PCM um 3,9 % gesteigert werden. Damit erreicht das neue BIPV-System in der Warmfassade ähnliche Wirkungsgrade wie ein BIPV-System in einer Kaltfassade. Der Temperaturkoeffizient TK_P , welcher die Verminderung der elektrischen Leis-

tung eines PV-Moduls in Folge Temperaturerhöhung beschreibt, kann durch die PCM-Integration um 70 % gesenkt werden. Zudem ergaben die Untersuchungen, dass die Wahl des richtigen PCMs das wesentliche Detail für eine gute Funktionsweise darstellt. Wichtige Materialparameter, wie der Schmelz- und Erstarrungsbereich, die Wärmeleitfähigkeit und die spezifische Wärmekapazität bestimmen dabei den Zeitpunkt und die Dauer der latenten Wärmespeicherung. Wird beispielsweise der Schmelzbereich zu hoch angesetzt, kann die latente Wärmespeicherung nur an wenigen sonnigen und warmen Tagen im Jahr aktiviert werden. Ist der Schmelzbereich dagegen zu niedrig, kann die latente Wärmespeicherung an sonnigen Tagen zu früh beginnen. Weiterhin wäre auch eine Rückführung des PCM-Materials in einen festen Aggregatzustand in einer Vielzahl warmer Nächte erschwert. In allen Fällen würde die jährliche Leistungssteigerung vermindert werden.

Das bedeutet im Umkehrschluss, dass es für das neue BIPV-System mit PCM nicht eine bestimmte Materialkonfiguration gibt. Vielmehr muss für jede Anwendung ein geeignetes PCM (inklusive Schmelzbereich, Wärmeleitfähigkeit und spezifischer Wärmekapazität) in Abhängigkeit der standortspezifischen Randbedingungen gefunden werden. So machen beispielsweise allein an einem Gebäude mehrere Fassadenflächen mit jeweils unterschiedlichen Ausrichtungen die Wahl verschiedener Schmelzbereiche notwendig. Immerhin unterscheiden sich der Maximalwert sowie der Verlauf der Temperatur aufgrund der Wanderung der Sonne zwischen verschiedenen Fassadenflächen. Diese Besonderheit macht eine rechnerische Abbildung des Schmelzbereichs und der somit entstehenden Temperaturabpufferung unabdingbar.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde dazu in Kapitel 5.3.1 ein vereinfachter Berechnungsansatz beschrieben und angewendet. Die späteren Messergebnisse aus dem Monitoring bestätigten prinzipiell die Rechenergebnisse. So benötigt das verwendete PCM mit einem Schmelzbereich zwischen 31 und 33 °C je nach solarer Einstrahlung eine Schmelzdauer von 2,5 bis 3 Stunden, wodurch an sonnigen Tagen eine Temperaturabpufferung von bis zu 25 K, in einzelnen Fällen sogar bis maximal 28 K, erreicht wird. Mit diesen Temperaturunterschieden wird eine ähnliche Temperaturreduktion erreicht wie bei PVT-Kollektoren, welche eine aktive

Kühlung des PV-Moduls über den rückseitig angebrachten Solarthermiekreislauf erfahren. Bei der PCM-Integration kann jedoch auf eine aufwändige Gebäudetechnik zur Kühlung der PV-Module verzichtet werden. Weiterhin können die hohen thermischen Erträge einer großen PVT-Kollektorfläche oftmals gar nicht innerhalb eines Gebäudes verbraucht werden.

Die Messungen ergaben, dass die Ertragssteigerung durch das PCM im Vergleich zu der Warmfassade ohne PCM an sonnigen Tagen bis zu 10 % betragen kann. Die Voraussetzung dafür ist jedoch eine große Temperaturabpufferung. Da der Betrag der Temperaturabpufferung von der Einstrahlung in Modulebene abhängig ist, kann an bewölkten Tagen dagegen kaum eine Temperaturabpufferung stattfinden. Durch den fehlenden Temperaturanstieg bei bewölktem Himmel wird der Schmelzbereich des PCMs nicht erreicht und der Effekt der latenten Wärmespeicherung wird nicht aktiviert. Über ein gesamtes Jahr beträgt die Ertragssteigerung durch das PCM wegen einer Vielzahl an bewölkten Tagen deshalb „nur“ 3,9 %.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine hohe Ertragssteigerung nur mit einer häufigen Aktivierung des Schmelzprozesses des PCMs erreicht werden kann. Dieser Prozess wurde im Rahmen des Monitorings infolge bewölkter Tage häufig nicht ausgelöst. Weiterhin gab es auch eine Reihe sehr warmer Tage und Nächte im August und September sowie sehr kalter Tage im Januar. Für diese Tage war der Schmelzpunkt des PCMs entweder zu niedrig oder zu hoch angesetzt. Die Auswertungen in Kapitel 5.5.2 haben gezeigt, dass es an mindestens 9, maximal 15 Tagen im Jahr zu keiner vollständigen Entladung des PCMs im Fassadenpaneel kommt.

Um die Ertragssteigerung durch die PCM-Integration zu erhöhen, gibt es mehrere Stellschrauben. So kann zum einen die Verwendung von PV-Modulen mit einem schlechteren Temperaturkoeffizienten TK_P einen Mehrertrag bedeuten. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Dünnschicht-PV-Modul mit einem Temperaturkoeffizienten von $TK_P = -0,25 \text{ \%}/K$ verwendet. Würde man stattdessen ein kristallines PV-Modul mit einem Temperaturkoeffizienten von $TK_P = -0,5 \text{ \%}/K$ verwenden, käme dies einer Verdopplung der Ertragssteigerung gleich. Zum anderen kann die Wahl des Standortes eine höhere Ertragssteigerung bedeuten. Je mehr sonnige

Tage beziehungsweise Sonnenstunden im Jahr auftreten, umso länger kann der positive Effekt der Temperaturabpufferung und somit der Ertragssteigerung genutzt werden. Weiterhin bedeutet auch eine geringere Spanne der Außenlufttemperaturen ein häufigeres Erreichen des Schmelzbereichs des PCMs.

7.3.2 Wirtschaftlichkeit

Das Ziel dieser Arbeit ist nicht die Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, da die Investitionskosten für das neue BIPV-System nicht realistisch angegeben werden können. Immerhin handelt es sich bei dem bisher beschriebenen System um einen Prototyp. So sind die PV-Module aufgrund der Randanschlussdose Sonderanfertigungen, welche teils abseits des Fließbandes in zeitintensiver Handarbeit modifiziert werden müssen. Die PCM-Kapseln sind noch nicht hinsichtlich Geometrie und Materialeinsatz optimiert. Auch die Arbeitsabläufe für die Herstellung der Fassadenpaneele (Verklebung der PCM-Kapseln mit dem PV-Modul und Einbau in das Fassadenpaneel) sind nicht an eine Fertigung in großem Maßstab ausgelegt und bedeuten damit einen hohen Zeitaufwand. Zudem sind die Materialkosten bei den für die Testfassade geringen Bestellmengen wesentlich höher als bei hohen Abnahmemengen.

Dennoch sollen in diesem Kapitel einige Aspekte aufgezeigt werden, welche die Wirtschaftlichkeit des neuen BIPV-Systems beeinflussen.

Um die Notwendigkeit der PCM-Integration zu rechtfertigen, muss das neue BIPV-System wirtschaftlicher sein als das BIPV-System in der Warmfassade ohne PCM. Der Mehrertrag von 3,9 % muss demnach in monetäre Größen umgerechnet werden. Auch hier zeigt sich, dass eine hohe Eigenbedarfsdeckung von Vorteil ist. So beträgt der durchschnittliche Strompreis im zweiten Halbjahr 2016 laut statistischem Bundesamt 29,77 Cent/kWh.²³³ Die garantierte Einspeisevergütung bei Stromabgabe in das öffentliche Netz betrug

²³³ Destatis 2017, Seite 48.

für Anlagen bis 40 kWp und Inbetriebnahme ab 01. Dezember 2016 nach Bundesnetzagentur dagegen nur 12,36 Cent/kWh.²³⁴

Weiterhin stellt sich die Frage, nach wieviel Jahren die Amortisation erfolgt sein muss. Unter der Annahme einer vollständigen Eigenbedarfsdeckung und einer jährlichen Strompreissteigerung von 4 % würde bei einem Dünnschicht-PV-Modul mit einem Modulwirkungsgrad von 12,8 % nach 15 Jahren ein finanzieller Mehrertrag von 16,66 € je Quadratmeter Fassadenfläche entstehen. Bei einer angestrebten Amortisationszeit von 15 Jahren dürften demnach die Mehrkosten für die PCM-Integration nicht höher als 16,66 €/m² liegen. Diese Zahlen zeigen, dass das neue BIPV-System mit den beschriebenen PV-Modulen in Deutschland eher nicht wirtschaftlich ist.

Würde man stattdessen ein kristallines PV-Modul mit einem höheren Modulwirkungsgrad ($\eta_m = 17,3 \%$) und einem schlechteren Temperaturkoeffizienten ($TK_P = -0,39 \%/K$) in Spanien aufstellen, würde sich durch die höhere solare Einstrahlung und die bessere PCM-Wirkung infolge häufigerer Sonnentage und geringerer Spreizung der jährlichen Außenlufttemperaturen nach 15 Jahren ein finanzieller Mehrertrag von 64,15 €/m² ergeben (unter Berücksichtigung der dortigen Strompreise und einer Leistungsverbesserung durch das PCM von 9 %). Das Beispiel zeigt, dass die Frage nach der Wirtschaftlichkeit nicht pauschal beantwortet werden kann, sondern vielmehr in Abhängigkeit der eingesetzten Komponenten und des Standortes sowie dem Deckungsanteil betrachtet werden muss.

Weiterhin gibt es „weiche“ Faktoren, welche sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit des neuen BIPV-Systems auswirken. So bewirkt die Abpufferung der maximalen Modultemperaturen eine längere Haltbarkeit der PV-Module. Weiterhin entstehen durch die PCM-Wirkung geringere Modultemperaturen an warmen Sommertagen, was den Wärmestrom in die Innenräume und somit den Kühlbedarf verringert. Im Winter wird durch das warme PV-Modul dagegen der Wärmestrom von innen nach außen reduziert, was sich positiv auf den Heizwärmebedarf auswirkt. Da diese Effekte im Rahmen der

²³⁴ Bundesnetzagentur 2016.

Arbeit nicht quantifiziert wurden, kann an dieser Stelle keine Beispielrechnung durchgeführt werden.

Damit zeigt sich, dass für eine vollumfängliche wirtschaftliche Betrachtung des neuen Fassadensystems noch einige weitere Untersuchungen durchzuführen sind. Es zeichnet sich jedoch ab, dass der Einsatz in Klimagebieten wie Deutschland nur sehr schwer wirtschaftlich darstellbar ist, wohingegen Gebiete in Südeuropa mehr Potential aufweisen.

7.4 Empfehlungen für Fassadenplanung

Durch die gestiegene Bedeutung eines hohen solaren Deckungsanteils kann die Integration von Photovoltaik in Fassaden nicht als Einzelmaßnahme betrachtet werden. Vielmehr ist es notwendig, sowohl die Anzahl der PV-Module, die Art der PV-Zellen und die Ausrichtung der Fassadenflächen auf die Nutzung und den Standort des Gebäudes als auch auf die Anlagentechnik abzustimmen. Damit sollte stets das Ziel verfolgt werden, so viel wie möglich der elektrischen Energie direkt im Gebäude zu nutzen beziehungsweise nur über einen kurzen Zeitraum zwischen zu speichern, um Speicherverluste so gering wie möglich zu halten.

Vergleicht man zunächst die beiden Fassadensysteme der Warm- und Kaltfassade miteinander so fällt auf, dass die PV-Module in der Warmfassade, selbst unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Modulwirkungsgrade, einen geringeren Energieertrag aufweisen als die PV-Module in der Kaltfassade. Die Untersuchungen in Kapitel 4.5 haben gezeigt, dass die Hauptursache dafür in der unterschiedlichen Entwicklung der Modultemperaturen zu finden ist. So führt die Hinterlüftung in der Kaltfassade zu einer Kühlung der Module, was im Vergleich zur Warmfassade tagsüber im Jahresdurchschnitt etwa 4 bis 9 K ausmacht. In Kapitel 4.5.3 wurden Diagramme entwickelt, mit denen die zu erwartende Modultemperatur je Fassadensystem in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene und der Außenlufttemperatur bestimmt werden kann.

Durch die Abhängigkeit des Energieertrages von der Einstrahlung in Modulebene empfiehlt sich zunächst die Untersuchung der generellen Einstrahlungsverhältnisse in Abhän-

gigkeit des jeweiligen Gebäudestandortes und der Ausrichtung. Demnach sollten PV-Module beziehungsweise Zellmaterialien verwendet werden, welche für den am häufigsten vorkommenden Einstrahlungsbereich eine hohe spektrale Empfindlichkeit aufweisen. Die Auswertungen zeigten, dass in Fassadenebene zu 69 % der Betrachtungszeit die Einstrahlung unter 200 W/m^2 lag. Auf einer horizontalen Ebene (Flachdach) war im gleichen Zeitraum dagegen nur in 57 % der Zeit die Einstrahlung unter 200 W/m^2 . So sind zum Beispiel PV-Module mit einem schlechten Schwachlichtverhalten (Wirkungsgrad bei Einstrahlungen unter 200 W/m^2) für Fassadenanwendungen nicht geeignet.

Weiterhin zeigte sich, dass die Entwicklung der Modultemperatur bei beiden Fassadentypen sowohl von der Einstrahlung in Modulebene als auch von der Außenlufttemperatur abhängig ist. Interessant ist jedoch der Fakt, dass die Temperaturdifferenz zwischen Warm- und Kaltfassade einzig von der Einstrahlung in Modulebene abhängt. So steigt der Unterschied der Modultemperatur zwischen Warm- und Kaltfassade mit steigender Einstrahlung an. Die Außenlufttemperatur hat darauf jedoch keinen Einfluss. Da in den Sommermonaten die solare Einstrahlung nicht über 600 W/m^2 liegt, beträgt auch die Temperaturdifferenz zwischen beiden Fassadentypen lediglich 3 bis 4 K. Eine temperaturbedingte Leistungsminderung ist hier marginal. Aus dieser Erkenntnis lässt sich die Empfehlung ableiten, dass vor allem an Orten oder bei Ausrichtungen mit vorwiegend geringer Einstrahlung sowohl Warm- als auch Kaltfassaden eingesetzt werden können. Immerhin ist der Temperaturunterschied bei geringen Einstrahlungen ebenfalls gering. In Gebieten mit hoher Einstrahlung ist dagegen eine Kaltfassade zu bevorzugen, da diese aufgrund der hohen Einstrahlung geringere Modultemperaturen zur Folge hat als eine Warmfassade, was sich wiederum in einem erhöhten Energieertrag ausdrückt.

Ungeachtet dessen führen jedoch beide Fassadensysteme zu hohen Modultemperaturen. Um die damit verbundene Verringerung des Energieertrages so gering wie möglich zu halten, empfiehlt sich der Einsatz von Dünnschicht-PV-Modulen. Diese haben einen besseren Temperaturkoeffizienten als kristalline PV-Module. Gleichwohl muss jedoch beachtet werden, dass Dünnschicht-PV-Module in der Regel einen schlechteren Wirkungsgrad aufweisen. Der Einfluss dieser

beiden Parameter (Temperaturkoeffizient und Modulwirkungsgrad) ist daher je nach Einsatzort individuell zu prüfen.

Eine Besonderheit stellt das neue BIPV-System dar. Für dieses gelten aufgrund der PCM-Integration nicht die Handlungsempfehlungen für Warmfassaden. Im Gegenteil, um eine möglichst große Wirkung der PCM-Integration zu erreichen, sollte die Fassade vorrangig in Gebieten mit hoher solarer Einstrahlung verwendet werden. Die Auswertungen in Kapitel 6.2 haben gezeigt, dass die Warmfassade durch die PCM-Integration an sonnigen Tagen sogar einen höheren Energieertrag aufweist als die Kaltfassade. Gleichzeitig sollten für das neue BIPV-System auch keine Dünnschicht-PV-Module verwendet werden, sondern kristalline PV-Module. Diese erzeugen zum einen mehr Energie aufgrund eines höheren Modulwirkungsgrades und zum anderen wirkt sich der Effekt der Temperaturabpufferung aufgrund des schlechteren Temperaturkoeffizienten positiver auf die Leistungssteigerung aus. Durch die Notwendigkeit der hohen Einstrahlungen empfehlen sich zudem Standorte mit hoher jährlicher Sonnenscheindauer, wie beispielsweise Südeuropa. Auch wenn die Sonne dort höher steht als in Deutschland und somit mehr Reflexionsverluste auf der Fassade entstehen, ist die jährliche Einstrahlung auch aufgrund der vermehrt sonnigen Tage höher. Deutschland ist aufgrund der häufigen bewölkten Tage und der großen Spreizung der Außenlufttemperaturen zwischen Winter und Sommer nicht für den Einsatz des neuen BIPV-Systems geeignet.

Ungeachtet der verwendeten PV-Module und Fassadensysteme ist auch darauf zu achten, dass sich durch die hohen Modultemperaturen keine Überhitzung der Innenräume einstellt. Dies ist zu gewährleisten, indem ein übermäßiger Wärmestrom vom PV-Modul in den Innenraum unterbunden wird. Bei Kaltfassaden ist dies aufgrund der Hinterlüftung prinzipiell gegeben. Bei Warmfassaden muss dagegen die Wärmedämmung ausreichend dimensioniert werden.

In Fassaden kann aus Gründen des Brandschutzes der Einbau von vertikalen und horizontalen Abschottungen notwendig werden, um die Brandausbreitung zu unterbinden. Bei Kaltfassaden ist zum Beispiel eine horizontale Brandsperre

in jedem zweiten Geschoss Pflicht, womit eine Unterbrechung des Hinterlüftungsraumes einhergeht.²³⁵ In solchen Fällen ist zu gewährleisten, dass genügend Zuluft in den über einem horizontalen Brandabschnitt beginnenden Hinterlüftungsraum eintreten kann, um eine ausreichende Kühlung der PV-Module zu gewährleisten.

Weiterhin bildet sich vor aufgeheizten PV-Modulen warme Luft, welche bei Fensterlüftung in die Räume gelangen und dort zu einer Aufheizung führen kann. Die Messungen aus Kapitel 4.5.2 haben gezeigt, dass selbst die warme Luft aus dem Hinterlüftungsraum von Kaltfassaden mit PV-Modulen an warmen Sommertagen Temperaturen von bis zu 55 °C erreicht. Um zu vermeiden, dass die erwärmte Luft bei Fensteröffnung direkt in die Innenräume strömt, könnte die Verkleidung von Fassadenbereichen um offenbare Fenster mit helleren Materialien erfolgen, welche keine so große Aufheizung erfahren. Auch die Vergrößerung der Fugendicken bei Kaltfassaden, um mehr Modulkühlung in den Randbereichen der Fensterlaibung zu erreichen, stellt eine Option dar. Im Zweifelsfall ist durch geeignete Berechnungen, zum Beispiel durch Strömungssimulationen, die Luftbewegung im Fensterbereich von Fassaden genauer zu untersuchen.

Dabei ist jedoch zu erwähnen, dass das Problem warmer Luft bei allen dunklen Fassadenbekleidungen besteht. Im Vergleich zu einer schwarz gefärbten Verglasung weisen PV-Module sogar geringere Temperaturen auf, da ein Teil der auftreffenden solaren Strahlungsenergie in elektrische Energie umgewandelt wird. Bei einer schwarzen Scheibe bewirkt dagegen sämtliche absorbierte Energie eine Aufheizung.

²³⁵ Vergleiche MLTB-1 2015, Anlage 2.6/4.

8 Zusammenfassung und Ausblick

8.1 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit bauwerkintegrierter Photovoltaik (BIPV) an verschiedenen Fassadensystemen. Dabei werden im Rahmen eines Monitorings an einem Fassadenteststand die Auswirkungen verschiedener Fassadenkonstruktionen auf die Modultemperaturen und damit die Leistungsfähigkeit der verwendeten PV-Module analysiert. Daraus lassen sich Empfehlungen hinsichtlich der derzeitigen normativen Bewertung und der Planung von PV-Modulen in Fassaden ableiten. Die Entwicklung eines neuen BIPV-Systems, welches durch baukonstruktive Maßnahmen eine höhere Leistungsfähigkeit erreicht, stellt den Kernpunkt der Arbeit dar.

Die Energieversorgung befindet sich weltweit im Wandel. Basierte die Energieversorgung in Deutschland noch vor wenigen Jahren überwiegend auf fossilen und atomaren Energiequellen, wird aktuell vermehrt die Nutzung regenerativer Energiequellen vorangetrieben. Der Hauptgrund dafür liegt in dem fortschreitenden Klimawandel, welcher mit einer Zunahme von extremen Umweltereignissen und einer Erderwärmung einhergeht. Klimaexperten sehen in dem von der Weltbevölkerung verursachten CO₂-Ausstoß den Hauptgrund für diesen Wandel.²³⁶ Als Folge dieser Entwicklung einigte sich die Weltgemeinschaft 2015 auf das Pariser Klimaabkommen, welches vor allem durch die Reduktion der CO₂-Emissionen „die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber einem vorindustriellen Niveau“ limitieren soll.²³⁷ Der Gebäudesektor kann durch die Verringerung des Energiebedarfs und die Deckung des restlichen Energiebedarfs über regenerative Energiequellen einen großen Beitrag zur Verminderung der CO₂-Emissionen und damit zur Erfüllung dieser Ziele beitragen.

PV-Module wandeln Solarstrahlung in elektrische Energie um und besitzen dadurch ein großes Potential, den Energiebedarf von Gebäuden aus regenerativen Energiequellen zu decken. Im Gebäudesektor stellt die Dachinstallation von PV-Modulen dabei die wirtschaftlichste Form dar. Da das

²³⁶ Vergleiche Myhre 2013, Seite 693 ff. und Fahrion 2015, Seite 42.

²³⁷ FCCC 2015, Article 2, Absatz 1a.

Verhältnis von Dachfläche zu Gebäudenutzfläche mit steigender Geschoszahl deutlich sinkt und damit nicht mehr ausreichend ist, kommen vermehrt auch Fassadenflächen zur PV-Installation in Betracht. Je nach Art der Einbindung können PV-Module auch bestimmte Bauteile in der Fassade ersetzen. Dabei stellt sich jedoch die Frage, inwiefern die bisherigen Planungsgrundsätze und Berechnungsnormen die Fassadenintegration von PV-Modulen berücksichtigen.

Der größte Einflussfaktor auf die Leistungsfähigkeit von PV-Modulen ist die solare Einstrahlung. Je höher die Einstrahlung, desto höher ist auch der Energieertrag. Ein Nachteil entsteht dabei durch die Modultemperatur. Diese erhöht sich bei Sonneneinstrahlung und sorgt dafür, dass der Wirkungsgrad der PV-Module absinkt. Ausgedrückt wird das über den Temperaturkoeffizient TK_P , welcher die Verringerung der Leistungsfähigkeit von PV-Modulen in Abhängigkeit von der Temperaturerhöhung angibt und bei PV-Modulen zwischen $-0,25$ und $-0,5$ %/K liegt. Eine Temperaturerhöhung von 10 K bedeutet demnach eine Verminderung der Modulleistung um 2,5 bis 5 %. Die Einbindung von PV-Modulen in die Fassade bewirkt zunächst eine geringere jährliche Einstrahlung durch die vertikale Ausrichtung, was sich negativ auf den Energieertrag auswirkt. Weiterhin bewirkt die konstruktive Einbindung der PV-Module eine Temperaturerhöhung, welche vor allem bei einer fehlenden Hinterlüftung Werte von über 70 °C erreichen kann.

Im Rahmen dieser Arbeit werden in einem ersten Schritt PV-Module in zwei verschiedenen Fassadensystemen mit Südorientierung einem Freifeldmonitoring unterzogen. Bei den Fassadensystemen handelt es sich um eine vorgehängte hinterlüftete Fassade (Kaltfassade) und eine Pfosten-Riegel-Konstruktion ohne Hinterlüftung (Warmfassade). Die beiden Konstruktionen stellen typische Fassadensysteme dar, welche häufig zur Anwendung kommen und demnach ein hohes Multiplikationspotential aufweisen. Das Monitoring fand über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr statt, um den Einfluss jahreszeitlicher Schwankungen der Klimarandbedingungen zu berücksichtigen. Aus den Messdaten konnten je nach Fassadenkonstruktion relevante Leistungsparameter und Einflüsse auf die PV-Module abgeleitet und bewertet werden. Das ermöglichte eine Aussage zur Eignung bisheriger Planungsgrundsätze und Berechnungsnormen bei der

Betrachtung von PV-Modulen in der Fassade. Zudem konnten durch das Aufzeigen von fassadenbedingten Schwachstellen auch Verbesserungspotentiale aufgedeckt werden, welche die Grundlage für die Entwicklung eines neuen BIPV-Systems darstellten.

Die Ergebnisse des Freifeldmonitorings zeigten, dass die PV-Module in der Kaltfassade einen um 4,3 % höheren Energieertrag erzielen als die PV-Module in der Warmfassade. Die Ursache dafür liegt hauptsächlich in der Modultemperatur. Diese entwickelt sich in Abhängigkeit von der Einstrahlung in Modulebene und der Außenlufttemperatur. Dabei hat die Einstrahlung den größten Einfluss auf die Temperaturentwicklung, die Außenlufttemperatur spielt dagegen eine untergeordnete Rolle. Generell heizen sich die PV-Module in der Warmfassade aufgrund der fehlenden Hinterlüftung stärker auf als die PV-Module in der Kaltfassade. Der Temperaturunterschied zwischen Warm- und Kaltfassade schwankt über das Jahr gesehen. Im Sommer liegt er bei 3 bis 4 K, im Winter werden Maximalwerte von bis zu 12 K erreicht. Weitere Untersuchungen zeigten, dass der Temperaturunterschied zwischen Warm- und Kaltfassade einzig von der Einstrahlung in Modulebene abhängig ist. Die Außenlufttemperatur hat darauf keinen nennenswerten Einfluss.

Auch zeigte sich, dass die größte Einstrahlung auf die PV-Module in den Wintermonaten erzielt wird. Der Grund dafür ist der Sonnenhöhenwinkel, welcher im Winter geringer ist als im Sommer. Damit gelangt die solare Strahlung im Winter bei einer tiefstehenden Sonne um die Mittagszeit in einem nahezu rechten Winkel auf die PV-Module, wodurch wenig Reflexionsverluste entstehen. Im Sommer ist der Einfallswinkel der Solarstrahlung aufgrund des hohen Sonnenstandes dagegen wesentlich spitzer, wodurch sich auch die Reflexionsverluste erhöhen. In der Folge erreicht die maximale Einstrahlung auf die PV-Module im Sommer einen Wert von $G_{l,max,S} \approx 600 \text{ W/m}^2$ und im Winter von $G_{l,max,W} \approx 1000 \text{ W/m}^2$. Dadurch unterscheidet sich die jährliche Verteilung des Energieertrages bei PV-Modulen in der Fassade teils deutlich von dem bei PV-Modulen auf dem Dach. Bei geneigten PV-Modulen im Dachbereich ist der Einfallswinkel der Sonne im Sommer zur Mittagszeit nahezu senkrecht und im Winter eher spitz. Die Verteilung der maximalen Einstrahlungen ist demnach genau umgekehrt. Dies

hat zur Folge, dass geneigte PV-Module auf dem Dach zwar einen höheren Gesamtenergieertrag, aber auch große Ertragsunterschiede zwischen Sommer (höchster Energieertrag) und Winter (niedrigster Energieertrag) aufweisen. Bei den PV-Modulen in der Fassade sind die jahreszeitlichen Unterschiede dagegen geringer. Bei diesen bildet sich ein Ertragsmaximum im Frühjahr und Herbst sowie ein Minimum in den Wintermonaten sowie rund um den Juni aus. In manchen Wintermonaten erzielen PV-Module in der Fassade sogar leicht höhere Energieerträge als PV-Module auf dem Dach. Dieses Verhalten ist vor allem in Hinsicht auf die Eigennutzung des PV-Stroms von Interesse. Immerhin besteht der größte Energiebedarf in Gebäuden im Winter, da dort sowohl geheizt als auch am meisten beleuchtet werden muss. Wird in dieser Zeit ein höherer Energieertrag erzielt, erhöht sich auch der solare Deckungsanteil. Im Sommer benötigt ein Gebäude in der Regel weniger Energie und der nicht benötigte Strom muss zu ungünstigen Konditionen in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden.

Weiterhin hat die Auswertung der Messergebnisse gezeigt, dass andere Leistungsparameter, wie Wirkungsgrade und Performance Ratio in der Kaltfassade stets besser sind als in der Warmfassade. Durch die gleiche Ausrichtung der beiden Fassadensysteme und die gleichen vorherrschenden Klimarandbedingungen kann auch hier die erhöhte Modultemperatur bei den PV-Modulen in der Warmfassade als Hauptgrund angesehen werden. Eine monatliche Schwankung der Leistungsparameter konnte dagegen bei beiden Fassadentypen festgestellt werden. Diese Tatsache zeigt auch, dass die derzeitige normative Berechnung des Energieertrages von PV-Modulen im Rahmen einer energetischen Gebäudebilanzierung mit dem Ansatz eines konstanten Faktors zur Berücksichtigung von Anlagenverlusten zu ungenau ist. Vor allem unter dem Aspekt einer monatlichen Bilanzierung von Energieertrag durch die PV-Module und Energiebedarf des Gebäudes im Rahmen der EnEV würde eine realistischere Abbildung der Anlagenverluste den Deckungsanteil erhöhen. Das Monitoring hat gezeigt, dass die Anlagenverluste der fassadenintegrierten PV-Module zwischen den Monaten schwankt und insbesondere in den Wintermonaten geringere Anlagenverluste auftreten, als normativ vorgeschrieben.

Dennoch zeigt die Analyse der beiden Fassadensysteme, dass vor allem Warmfassaden aufgrund der Temperaturentwicklung weiteres Optimierungspotential haben. Hier setzt das zweite Kernziel der Arbeit an, die Entwicklung eines neuen BIPV-Systems. In diesem wird ein Latentwärmespeicher (PCM) integriert, welcher die thermische Energie speichert, wodurch die Temperaturerhöhung im PV-Modul infolge absorbierter Solarstrahlung abgepuffert wird. Bei einem Latentwärmespeicher bewirkt die Zufuhr thermischer Energie eine Änderung des Aggregatzustandes von fest zu flüssig beziehungsweise flüssig zu gasförmig. Im Vergleich zur sensiblen Wärmespeicherung ist dieser Vorgang nicht mit einer Temperaturerhöhung verbunden. Im Fall der Warmfassade bewirkt so der Anteil der solaren Strahlungsenergie, welcher nicht von dem PV-Modul in elektrische Energie umgewandelt oder wieder an die äußere Umgebung abgegeben wird, ein Aufschmelzen des PCMs, wodurch die Temperaturerhöhung im PV-Modul abgepuffert wird. Das PCM befindet sich in Kapseln befüllt auf der Rückseite der PV-Module. Schmelzpunkt und Menge des PCMs müssen dabei so gewählt werden, dass der Schmelzvorgang am Tag während des Zeitraums der größten solaren Einstrahlung auftritt, um die größten Verbesserungseffekte zu erhalten. Während der Nachtstunden gibt das über den Tag geschmolzene PCM seine thermische Energie wieder an die kühle Außenluft ab. So liegt das PCM am Folgetag wieder im festen Zustand vor und kann erneut zur latenten Wärmespeicherung herangezogen werden.

Im Rahmen der Arbeit wurde ein Verfahren zur Grobauslegung der PCM-Zusammensetzung im Hinblick auf Schmelzpunkt und Schmelzdauer vorgestellt. Mit Hilfe dieses Verfahrens wurde für den betrachteten Fall ein PCM auf Basis von Salzhydraten mit einem Schmelzbereich von 31 bis 33 °C gewählt. Salzhydrate zeichnen sich durch ihre hohe Speicherdichte und Nichtbrennbarkeit aus. Nachteilig ist dagegen die Notwendigkeit einer luftdichten, diffusionsdichten und korrosionsbeständigen Verkapselung. Die Ergebnisse aus einem einjährigen Feldversuch haben die Funktionsfähigkeit der PCM-Integration bewiesen. So kann an sonnigen Tagen eine Temperaturabpufferung von 20 bis 25 K, vereinzelt sogar bis 30 K, erreicht werden. Entsprechend reduzierte Modultemperaturen werden beispielsweise auch von PVT-Kollektoren erreicht. Bei diesen wird das PV-Modul

über einen rückseitig angeschlossenen Solarthermiekreislauf aktiv gekühlt. Im betrachteten Fall führt die durch die PCM-Integration erreichte Temperaturabpufferung an sonnigen Tagen zu Ertragssteigerungen von bis zu 10 %. An bewölkten Tagen kann die Temperaturabpufferung aufgrund der geringen Modultemperaturen unter dem Schmelzpunkt des PCMs jedoch nicht genutzt werden. Das führt dazu, dass die PCM-Integration unter den am Teststandort in Dresden vorherrschenden Klimabedingungen eine jährliche Ertragssteigerung von 3,9 % bewirkte. Detailliertere Auswertungen ergaben, dass an strahlungssicheren Standorten noch höhere Ertragssteigerungen erreicht werden. Dort wird aufgrund der häufig vorkommenden Modulerwärmung der Schmelzprozess des PCM-Materials häufiger aktiviert, weshalb auch die Temperaturabpufferung öfter stattfindet. Für deutsche Klimaverhältnisse kann das Potential des neuen BIPV-Systems deshalb nur teilweise genutzt werden. Eine Verwendung des Systems in Gebieten mit vermehrt sonnigen Tagen wird zu deutlich größeren Ertragssteigerungen führen.

Ein Kernpunkt für die optimale Wirkungsweise der PCM-Integration ist die Festlegung des Schmelzbereiches. Dieser muss so gewählt werden, dass der Schmelzprozess und somit die latente Wärmespeicherung möglichst an vielen Tagen im Jahr während der Zeit der höchsten Einstrahlung stattfinden. Der für das neue BIPV-System festgelegte Schmelzbereich war für die Konstellation besonders sonniger warmer Sommertage in Verbindung mit warmen Nächten zu niedrig. Somit konnte die thermische Energie in den warmen Sommernächten aufgrund des geringen Temperaturgefälles zwischen Erstarrungstemperatur des PCMs und Außenlufttemperatur nicht vollständig aus der Fassadenkonstruktion entladen werden. Dennoch bewirkte auch die verbleibende Speicherkapazität eine Temperaturabpufferung von bis zu 27,8 K. An besonders kalten Wintertagen war der Schmelzbereich dagegen zu hoch, sodass selbst bei solarer Einstrahlung die Modultemperatur nicht den Schmelzbereich erreichte. Hier führte die sensible Wärmespeicherung der festen PCM-Schicht zu einer Temperaturabpufferung von bis zu 20 K. Auch wenn diese Witterungsrandbedingungen nur auf einen kleinen zeitlichen Bereich innerhalb eines Jahres zutrafen und in beiden Fällen dennoch eine Temperaturabpufferung stattfand so zeigt sich, dass eine große Spanne

der jährlichen Außenlufttemperatur die optimale Dimensionierung des PCM-Schmelzbereichs erschwert.

Eine weitere Einflussgröße auf die Wirkungsgradverbesserung durch die PCM-Integration stellt das PV-Modul dar. Dieses beschreibt über den Temperaturkoeffizienten TK_P die Verschlechterung der elektrischen Leistung bei Temperaturerhöhung. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Dünnschichtmodul mit $TK_P = -0,25 \text{ \%}/K$ verwendet. Im Vergleich zu anderen PV-Modulen ist der Leistungsrückgang bei Temperaturerhöhung somit relativ gering. Im Umkehrschluss bedeutet das, dass die Temperaturabpufferung durch das PCM auch nur eine geringe Wirkung erzielt. Verwendet man stattdessen PV-Module mit einem höheren Temperaturkoeffizienten, wie beispielsweise kristalline PV-Module mit einem Temperaturkoeffizienten von bis zu $-0,5 \text{ K}$, führt der Effekt der Temperaturabpufferung zu höheren Leistungssteigerungen.

8.2 Ausblick

Die Auswertungen dieser Arbeit haben die Erkenntnis gebracht, dass PV-Module in Fassaden aufgrund der besonderen Einstrahlungsverhältnisse zwar einen geringeren jährlichen Energieertrag, dafür aber einen höheren solaren Deckungsanteil erreichen als geneigte PV-Module auf dem Dach. Insofern sollte auch zum Erreichen zukünftiger nationaler energiepolitischer Ziele bereits während der Planungsphase eine maximale Eigennutzung des PV-Stroms angestrebt werden. Damit dies gelingt, müssen detaillierte Informationen zum Strahlungsangebot, dem spektralen Verhalten der verwendeten PV-Module und der Gebäudenutzung in einem integralen Prozess zusammen betrachtet werden. Dabei empfiehlt sich als Bilanzierungszeitraum eine möglichst hohe zeitliche Auflösung von Tagen bis Stunden. Die dafür notwendige Bemessungssoftware liegt in Form von dynamisch thermischer Gebäudesimulation oder dynamischen Ertragsberechnungsprogrammen für PV-Anlagen bereits vor. Es stellt sich die Frage, ob die derzeitige monatliche energetische Bilanzierung von Gebäuden, samt Nutzung statischer Faktoren zur Beschreibung von Anlagenverlusten, im Rahmen der EnEV noch zeitgemäß ist.

Zukünftige Anstrengungen sollten dahingehen, die Grundlagen der EnEV-Nachweisführung (Referenzgebäudeverfahren und Nutzungsrandbedingungen) in dynamisch thermische Simulationsprogramme zu implementieren. Neben einem detaillierten Energieertrag von PV-Anlagen kann so auch der Einfluss von Modultemperaturen auf die Wärmetransportvorgänge innerhalb der Baukonstruktion berücksichtigt werden. Eine ähnliche Möglichkeit gibt es bereits bei dem Nachweis des sommerlichen Wärmeschutzes nach DIN 4108-2. Dort kann sowohl ein vereinfachter Nachweis über das Sonneneintragskennwerteverfahren, als auch ein detaillierter Nachweis mittels thermischer Gebäudesimulation durchgeführt werden.²³⁸ Weiterhin betrachtet die Gebäudebilanzierung nach EnEV nicht den Haushaltsstrombedarf (zum Beispiel für Waschmaschine oder Fernseher). Für eine realistischere Planung von PV-Anlagen in Hinblick auf eine hohe Eigennutzung ist Haushaltsstrom jedoch eine wichtige Größe, welche Berücksichtigung finden sollte. Möglich wäre dies im Rahmen der Nutzungsrandprofile, welche derzeit in DIN V 18599-10 angegeben werden. Beispielsweise berücksichtigt das Passivhaus-Projektierungspaket (PHPP) des Passivhaus Instituts schon heute den Haushaltsstrombedarf.

Zur Erhöhung der Eigennutzung des von der PV-Anlage erzeugten Stroms sollten zukünftig auch die Betrachtungsgrenzen geändert werden. Sind diese bislang häufig starr mit einem Gebäude verbunden, sollte für die Zukunft der Quartiersansatz mit der Berücksichtigung mehrerer Gebäude untersucht werden. Dabei kann der an einem Gebäude in einer bestimmten Zeit zu viel erzeugte PV-Strom auf andere Gebäude übertragen werden. Die ganzheitliche energetische Betrachtung von Gebäudequartieren ist bereits Gegenstand aktueller Forschungen und wird auch im Referentenentwurf zum Gebäudeenergiegesetz (GEG) behandelt.²³⁹ Strom bietet sich zudem sehr gut zur Verteilung zwischen mehreren Gebäuden an. Bei anderen Energiequellen, wie zum Beispiel Wärme oder Kälte ist das häufig mit erhöhten Transportverlusten verbunden.

²³⁸ Vergleiche DIN 4108-2, Kapitel 8.3 und Kapitel 8.4.

²³⁹ Vergleiche GEG 2017, §107 Abs. 1 Nr. 1.

Die Weiterentwicklung der Warmfassade hat ein neues BIPV-System hervorgebracht, welches durch die Abpufferung der Modultemperatur einen höheren Energieertrag zur Folge hat. Dabei zeigte sich die Notwendigkeit, die Menge und die Zusammensetzung des PCMs speziell auf die am Standort vorherrschenden Randbedingungen abzustimmen. Um das neue Fassadensystem flächendeckend einzusetzen, sollten sich zukünftige Forschungsarbeiten vermehrt mit der Dimensionierung der PCM-Zusammensetzung und der daraus folgenden Simulation des Mehrertrags auseinandersetzen. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgte die Dimensionierung der PCM-Zusammensetzung über Näherungsformeln und unter Berücksichtigung von Messdaten aus einem Freifeldmonitoring für die Dauer von einem Jahr für eine Südausrichtung in mittleren Breiten der nördlichen Hemisphäre. Der Nutzen wurde in einem weiteren Jahr Freifeldmonitoring analysiert. Für eine breite Anwendung an anderen Standorten sowie anderen Fassadenausrichtungen ist es nicht möglich, stets ein mehrmonatiges Monitoring im Vorfeld der Planungen durchzuführen.

Für die Entwicklung eines Bemessungsprogramms können derzeit bereits vorhandene Planungsprogramme kombiniert werden. So kann die Temperaturentwicklung in der Fassadenkonstruktion ohne PCM über dynamisch thermische Gebäudesimulation oder über dynamische Bauteilsimulationen abgebildet werden. Stündliche Klimadaten ermöglichen dabei die Berücksichtigung verschiedenster Standorte und Fassadenausrichtungen. Damit könnte ein Monitoring im Vorfeld der PCM-Auslegung eingespart werden. Weitere Programme können den Schmelzvorgang des PCMs und damit die mögliche Temperaturabpufferung im PV-Modul abbilden. Zur Berechnung des Schmelzvorgangs des PCMs gibt es bereits verschiedenste Ansätze.²⁴⁰ Alternativ könnte der in Kapitel 5.3.1 vorgestellte Berechnungsansatz durch die Hinzunahme detaillierterer Materialparameter weiter verfeinert werden. So könnte beispielsweise der Wert des Modulwirkungsgrads η_m in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene und des Sonnenstandes zur Berücksichtigung von Reflexionsverlusten in die Gleichung aufgenommen werden. Bei bekannter Temperatur könnten Ertragsberechnungspro-

²⁴⁰ Vergleiche Huang 2004, Huang 2006a, Huang 2006b, Huang 2011.

gramme den PV-Ertrag berechnen. Auch hier kann die Berücksichtigung eines in Abhängigkeit der Einstrahlung variablen Temperaturkoeffizienten die Genauigkeit der Ergebnisse verbessern.

Alle Programme und Lösungsansätze kombiniert könnten somit für beliebige Standorte, Fassadenausrichtungen und Gebäudenutzungen eine Variantenuntersuchung zur Findung der geeignetsten PCM-Zusammensetzung ermöglichen. Darüber hinaus würde so bei bekannter Ertragssteigerung der PV-Module und bekanntem Einfluss der PCM-Schicht auf das thermische Verhalten der Wandbauteile eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ermöglicht. Des Weiteren könnten Berechnungsalgorithmen bereits vorhandener Planungssoftware (zum Beispiel Kapitalwertmethode, Variation von Einspeisevergütungen, Strompreisen und Zinsentwicklungen) verwendet werden.

9 Literatur

9.1 Fachbücher und Fachaufsätze

- ABGnova 2014 ABGnova GmbH: Gebäudeintegrierte Photovoltaik – GIPV: Vortrag. Sophienhofabende am 23.09.2014, Frankfurt am Main.
- Aelenei 2014 Aelenei, L.; Pereira, R.; Goncalves, H.; Athienitis, A.: Thermal performance of a hybrid BIPV-PCM: modeling design and experimental investigation. In: SHC 2013, International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry. Freiburg: 23.-25. September 2014. S. 474-483.
- Albayrak 1985 Albayrak, C.: NMR-Relaxation in Clathrat-Hydraten. Dissertation. Aachen: Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 1985.
- Bagda 2016 Bagda, E.; Brandau, K.; Flohr, S.; Horn, S.; Roos, M.; Vaupel, G.; Weller, B.: Photovoltaik Fassaden – Leitfaden zur Planung. Dresden: Institut für Baukonstruktion, 2016.
- Bahrar 2016 Bahrar, M.; L.aaroussi, Y.; El Mankibi, M.; Si. Larbi, A.; Djamai, Z.; Salvia, M.: Effect of microencapsulated PCM in textile reinforced concrete panels. In: 11th Conference on Advanced Building Skins. Bern: 10.-11. Oktober 2016. S. 962-971.
- BDEW 2014 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014 – Haushalte und Industrie. Berlin: BDEW, 2014.
- Belluardo 2012 Belluardo, G.; Pichler, M.; Moser, D.; Nikolaeva-Dimitrova, M.: One-year comparison of different thin film technologies at Bolzano Airport Test Installation. In: Mendez-Vilas, A. (Hrsg.): Fuelling the future: Advances in Science and Technologies for Energy Generation, Transmission and Storage. FLoride: Brown Walker Press, 2012. S. 229-234.
- Beyer 1998 Beyer, H.; Walter, W.; Francke, W.: Lehrbuch der organischen Chemie. 23., überarbeitete und aktualisierte Auflage. Stuttgart und Leipzig: Hirzel, 1998.
- Blaesser 1988 Blaesser, G.; Rossi, E.: Extrapolation of outdoor measurements of PV array I-V characteristics to Standard Test Conditions. In: Solar Cells 25 (1988). S. 91-96.
- Blaesser 1997 Blaesser, G.: PV system measurements and monitoring – The European experience. In: Solar Energy Materials and Solar Cells 47 (1997). S. 167-176.
- BMUB 2016 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Klimaschutzplan 2050 – Klimapolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: BMUB, 2016.
- BMWi 2010 Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) Öffentlichkeitsarbeit; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) Öffentlichkeitsarbeit (Hrsg.): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. München: PRpetuum, 2010.
- BMWi 2015 Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) Öffentlichkeitsarbeit (Hrsg.): Energieeffizienzstrategie Gebäude – Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. München: PRpetuum, 2015.
- Bronštein 2000 Bronštein, I. N.; Musiol, G.; Mühlig, H.: Taschenbuch der Mathematik. 5., überarbeitete und erweiterte Auflage. Thun und Frankfurt am Main: Verlag Harri Deutsch, 2000.
- Browne 2015 Browne, M.C.; Norton, B.; McCormack, S.J.: Phase change materials for photovoltaic thermal management. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 47 (2015). S. 762-782.
- Bundesnetzagentur 2008 Bundesnetzagentur: Degressions- und Vergütungssätze für Strom aus solarer Strahlungsenergie nach §§32 und 33 EEG ab dem Januar 2012. Bonn, 2011.
- Bundesnetzagentur 2016 Bundesnetzagentur: Bestimmung der Fördersätze für Fotovoltaikanlagen §31 EEG 2014 für die Kalendermonate Oktober 2016, November 2016 und Dezember 2016. Bonn, 2011.
- Cerbe 1996 Cerbe, G.; Hoffmann, H.-J.: Einführung in die Thermodynamik – Von den Grundlagen zur technischen Anwendung. 11., verbesserte Auflage. München und Wien: Hanser, 1996.

- Chung 2016 Chung, M. H.: Thermal performance of a PCM building roof developed for mitigating the urban heat island effect. In: 11th Conference on Advanced Building Skins. Bern: 10.-11. Oktober 2016. S. 1028-1037.
- Colli 2011 Colli, A.; Marzoli, M.; Zaaïman, W.; Guastella, S.; Sparber, W.: Comparative Performance of Various PV Technologies in Different Italian Locations. In: World Renewable Energy Congress 2011 - Sweden. Linköping: 2011.
- Čurpek 2016a Čurpek, J.: Simulation of thermal stratification in the cavity of the BIPV+PCM ventilated facade. In: Advances in Architectural, Civil and Environmental Engineering. Bratislava: 26. Oktober 2016.
- Čurpek 2016b Čurpek, J.; Hraška, J.: Simulation of ventilated façade with integrated phase change material. In: 9. Conference IBPSA-CZ. Brno: 10.-11. November 2016.
- Destatis 2017 Statistisches Bundesamt: Daten zur Energiepreisentwicklung – Lange Reihen von Januar 2000 bis Februar 2017. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2017.
- Dieckmann 2006 Dieckmann, J. H.: Modifizierung der thermischen Eigenschaften von Betonen durch die Verwendung von Phasenwechselmaterialien in leichten Gesteinskörnungen als Zuschlagstoff. Dissertation. Kaiserslautern: Technische Universität Kaiserslautern, 2006.
- Dimberger 2013 Dimberger, D.; Kräling, U.: Uncertainty in PV Module Measurement – Part I: Calibration of Crystalline and Thin Film Modules. In: IEEE Journal of Photovoltaics, Volume 3 – Issue 3, 2013. S. 1016-1026.
- Dooijewaard 2011 Dooijewaard, B. J.; Visser, H.; Zondag, H. A.; Jablonska, B.; Kaan, H. F.: Monitoring building integrated PV-MIPS systems at ECN – Measuring results for a year. Energy research Centre of the Netherlands, 2011.
- Fahrion 2015 Fahrion, M.-S.: Sommerlicher Wärmeschutz im Zeichen des Klimawandels – Anpassungsplanung für Bürogebäude. Dissertation. Dresden: Technische Universität Dresden, 2015.
- FCCC 2015 Framework Convention on Climate Change (Hrsg.): Adoption of the Paris agreement. Paris: United Nations, 2015.
- Field 1997 Field, H.: Solar Cell Spectral Response Measurement Errors Related to Spectral Band Width and Chopped Light Waveform. In: IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). Anaheim: IEEE, 1997.
- FIZ 2009 FIZ Karlsruhe GmbH (Hrsg.): Latentwärmespeicher in Gebäuden – Wärme und Kälte kompakt und bedarfsgerecht speichern. Karlsruhe: BINE Informationsdienst, 2009.
- Gärtner 2012 Gärtner, A.: Patientenüberwachung. Normative Anforderungen an Alarmsysteme – Teil 1. Onlineresource auf www.e-health-com.eu, Erscheinungsdatum: 08.07.2012.
- Gerhardt 2005 Gerhardt, J.: Windschäden. In: Zimmermann, Günter; Ruhau, Ralf (Hrsg.): Schadenfreies Bauen – Band 37. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2005.
- Glück 2006 Glück, B.: effizienter Umweltenergieeinsatz bei Wohnbauten – Wärmespeicher als mediendurchströmter Festkörper. Hamburg: Rud. Otto Meyer-Umwelt-Stiftung, 2006.
- Häberlein 2007 Häberlein, H.: Photovoltaik – Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen. Aarau: AZ Verlag, 2007.
- Häckel 2012 Häckel, H.: Meteorologie. 7., korrigierte Auflage. Stuttgart: Eugen Ulmer, 2012.
- Hall 2016 Hall, M.; Geissler, A.: Net zero energy balance for high-rise buildings. In: 11th Conference on Advanced Building Skins. Bern: 10.-11. Oktober 2016. S. 53-61.
- Haselhuhn 2013 Haselhuhn, R.: Photovoltaik – Gebäude liefern Strom. 7., vollständig überarbeitete Auflage. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2013.
- Häusler 1998 Häusler, T.; Rogaß, H.: Photovoltaic Module with Latent Heat-Storage-Collector. In: 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, proceedings of the international conference held at Vienna, Austria, 6 – 10 July 1998, vol.1. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 1998.

- Häusler 2000 Häusler, T.; Rogaß, H.: Latent heat storage on photovoltaics. In: 16th European Photovoltaic solar Energy Conference held at Glasgow, United Kingdom, 1 - 5 May 2000.
- Hecht 2001 Hecht, E.: Optik. 3. Auflage. München: Oldenbourg, 2001.
- Hirn 2012 Hirn, G.: Solardächer doppelt nutzen – Hybrid-Kollektoren auf dem Dach liefern Strom und Wärme. In: FIZ Karlsruhe GmbH; Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur (Hrsg.): Projektinfo 10/2012 – Energieforschung konkret. Bonn: BINE Informationsdienst, 2012.
- Hoffmann 2011 Hoffmann, J.: Taschenbuch der Messtechnik. 6. Auflage. München: Carl Hanser Verlag, 2011.
- Hoffmann 2012 Hoffmann, J.: Handbuch der Messtechnik. 4., neu bearbeitete Auflage. München: Carl Hanser Verlag, 2012.
- Huang 2004 Huang, J. M.; Eames, P. C.; Norton, B.: Thermal regulation of building-integrated photovoltaics using phase change materials. In: International Journal of Heat and Mass Transfer 47 (2004). S. 2715-2733.
- Huang 2006a Huang, M. J.; Eames, P. C.; Norton, B.: Comparison of a small-scale 3D PCM thermal control model with a validated 2D PCM thermal control model. In: Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 90 – Issue 13, 2006. S. 1961-1972.
- Huang 2006b Huang, M. J.; Eames, P. C.; Norton, B.: Phase change materials for limiting temperature rise in building integrated photovoltaics. In: Solar Energy, Volume 80 – Issue 9, 2006. S. 1121-1130.
- Huang 2011 Huang, J. M.: The effect of using two PCMs on the thermal regulation performance of BIPV systems. In: Solar Energy Materials and Solar Cells 95, 2011. S. 957-963.
- Javanmardi 2016 Javanmardi, R.; Pahn, M.: Numerische und experimentelle Untersuchung thermisch aktivierter Sandwichwände mit integriertem Paraffin. In: Grunewald, J. (Editor): Proceedings of the CESBO Central European Symposium on Building Physics and BauSIM 2016. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2016. S. 457-464.
- Jelle 2012 Jelle, B. P.; Breivik, C.; Røkenes, H. D.: Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities. In: Solar Energy Materials and Solar Cells 100, 2012. S. 69-96.
- Jordan 2012 Jordan, D. C.; Kurtz, S. R.: Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review. NREL/JA-5200-51664. NREL: National Renewable Energy Laboratory, 2012.
- Kalpakjian 2011 Kalpakjian, S.; Schmid, S. R.; Werner, E.: Werkstofftechnik. 5., aktualisierte Auflage. München: Pearson Studium, 2011.
- King 1997 King, D. L.; Kratochvil, J. A.; Boyson, W. E.: Temperature Coefficients for PV Modules and Arrays: Measurement Methods, Difficulties, and Results. In: Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference. Anaheim: 1997. S. 1183-1186.
- Kymakis 2009 Kymakis, E.; Kalykakis, S.; Papazoglou, T. M.: Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. In: Energy Conversion and Management 50 (2009). S. 433-438.
- Lasnier 1990 Lasnier, F.; Ang, T. G.: Photovoltaic Engineering Handbook. Bristol: Adam Hilger, 1990.
- Ling 2014 Lin, Z.; Zhang, Z.; Shi, G.; Fang, X.; Wang, L.; Gao, X.; Fang, Y.; Xu, T.; Wang, S.; Liu, X.: Review on thermal management systems using phase change materials for electric components, Li-ion batteries and photovoltaic modules. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 31, March 2014. S. 427-438.
- Lohmeyer 2010 Lohmeyer, G. C.O.; Post, M.; Bergmann, H.: Praktische Bauphysik – Eine Einführung mit Berechnungsbeispielen- 7., durchgesehene und aktualisierte Auflage. Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag, 2010.
- Maas 2013 Maas, A.: Wärmeschutz. In: Willems, W. M. (Hrsg.): Lehrbuch der Bauphysik – Schall – Wärme – Feuchte – Licht – Brand – Klima. 7. Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.

- Ma 2015 Ma, T.; Yang, H.; Zhang, Y.; Lu, L.; Wang, X.: Using phase change materials in photovoltaic systems for thermal regulation and electrical efficiency improvement: A review and outlook. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 43 (2015). S. 1273-1284.
- Makulla 2014 Makulla, D.: Der dezentrale Einsatz von Phasenwechselmaterial (PCM) in der Gebäudetechnik. In: *Bundesindustrieverband Technische Gebäudeausrüstung e.V. (Hrsg.): BTGA-Almanach 2014*. Arnsberg: STROBEL VERLAG, 2014. S. 10-15.
- Mehling 2008 Mehling, H.; Cabeza, L. F.: Heat and cold storage with PCM – An up to date introduction into basics and applications. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2008.
- Mertens 2013 Mertens, K.: *Photovoltaik – Lehrbuch zu Grundlagen, Technologien und Praxis*. 2., neu bearbeitete Auflage. München: Carl Hanser-Verlag, 2013.
- Mertens 2015 Mertens, K.: *Photovoltaik – Lehrbuch zu Grundlagen, Technologien und Praxis*. 3., neu bearbeitete und erweiterte Auflage. München: Carl Hanser-Verlag, 2015.
- Meydbray 2012 Meydbray, J.; Riley, E.; Dunn, L.; Emery, K.; Kurtz, S.: *Pyranometers and Reference Cells: Part 2: What Makes the Most Sense for PV Power Plants*. NREL/JA-5200-56718. NREL: National Renewable Energy Laboratory, 2012.
- Muñoz-Garcia 2012 Muñoz-Garcia, M. A.; Marin, O.; Alonso-Carcia, M. C.; Chenlo, F.: Characterization of thin film PV modules under standard test conditions: Results of indoor and outdoor measurements and the effects of sunlight exposure. In: *Solar Energy* 86 (2012). S. 3049-3056.
- Muntwyler 2016 Muntwyler, U.: Technical requirements of PV components to BIPV or better BOPV and buildings. In: *Advanced Building Skins held at Bern, Switzerland, 10 - 11 October 2016*.
- Myhre 2013 Myhre, G.; Shindell, D.; Bréon, F.-M.; Collins, W.; Fuglestedt, J.; Huang, J.; Koch, D.; Lamarque, J.-F.; Lee, D.; Mendoza, B.; Nakajima, T.; Robock, A.; Stephens, G.; Takemura, T.; Zhang, H.: Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: *Stocker, T. F.; Qin, D.; Plattner, G.-K.; Tignor, M.; Allen, S. K.; Boschung, J.; Nauels, A.; Xia, Y.; Bex, V.; Midgley, P. M. (Hrsg.): Climate Change 2013 – The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge: Cambridge University Press, 2013, S. 659-740.
- Niall 2016 Niall, D.; Kinnane, O.; McCormack, S.; West, R. P.: Influence of ground granulated blastfurnace slag on the thermal properties of PCM-concrete composite panels. In: *11th Conference on Advanced Building Skins*. Bern: 10.-11. Oktober 2016. S. 972-982.
- Nordmann 2003 Nordmann, T.; Clavadetscher, L.: *Understanding temperature effects on PV System performance*. Erlenbach: TNC Consulting AG, 2003.
- Omer 2003 Omer, S. A.; Wilson, R.; Riffat, S. B.: Monitoring results of two examples of building integrated PV (BIPV) systems in the UK. In: *Renewable Energy* 28, 2003, S. 1387-1399.
- Parys 2016 Parys, W.; Van den Broeck, G.; Goverde, H.; Yordanov, G; Van der Putten, S.; Van der Ouderaa, V.; Baert, K.; Saelens, D.: Whole building energy analysis of a BIPV curtain wall. In: *Advanced Building Skins held at Bern, Switzerland, 10 - 11 October 2016*.
- Patzelt, 1996 Patzelt, R.; Schweinzer, H. (Hrsg.): *Elektrische Messtechnik*. 2., neubearbeitete Auflage. Wien: Springer-Verlag, 1996.
- Pearsall 2009 Pearsall, N.; Atanasiu, B.: The European PV system monitoring guidelines – Modernisation under the PERFORMANCE project. In: *IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. Piscataway, IEEE, 2009.
- Pielichowska 2014 Pielichowska, K.; Pielichowski, K.: Phase change materials for thermal energy storage. In: *Progress in Materials Science* 65 (2014). S. 67-123.

- Prieto 2017 Prieto, A.; Knaack, U.; Auer, T.; Klein, T.: Solar facades – Main barriers for wide-spread facade integration of solar technologies. In: Knaack, U.; Klein, T. (Eds.): Journal of Façade Design & Engineering volume 5, number 1. Delft: TU Delft, 2017.
- Puente León 2012 Puente León, F.; Kiencke, U.: Messtechnik – Systemtheorie für Ingenieure und Informatiker. 9., überarbeitete Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2012.
- Ransome 2005 Ransome, S.; Funtan, P.: Why hourly averaged measurement data is insufficient to model PV system performance accurately. In: 20th European Solar Energy Conference and exhibition. Barcelona: 2005. S. 2752-2755.
- Rathert 2015 Rathert, P.: Wärmeschutz – Pro großer Dämmstärken. In: DIBt; MFPA Leipzig; Sahlmann & Partner; IFBT; HTWK Leipzig (Hrsg.): Leipziger Fassadentag. Leipzig: 2015. S. 8-9.
- Schabbach 2012 Schabbach, T.; Wesselak, V.: Energie: Die Zukunft wird erneuerbar. Reihe Technik im Fokus. Berlin, Heidelberg: Springer, 2012.
- Scheffknecht 1988 Scheffknecht, G.: Ein Beitrag zur Dynamik des Latentwärmespeichers – Bericht aus dem Institut für Technische Wärmelehre der Technischen Universität Wien, Düsseldorf: Fortschritt-Berichte VDI: Reihe 19, Wärmetechnik/Kältetechnik Nr. 26, VDI-Verlag, 1988.
- Schrüfer 2012 Schrüfer, E.; Reindl, L.; Zagar, B.: Elektrische Messtechnik – Messung elektrischer und nichtelektrischer Größen. 10., neu bearbeitete Auflage. München: Carl Hanser Verlag, 2012.
- Schünemann 2015 Schünemann, C.; Felsmann, C.: Endbericht der Modellvorhaben Effizienzhaus Plus Nr. 21 – Wissenschaftliche Begleitung des Effizienzhaus Plus Wagner, M. u. J. in Weifa. Dresden: Technische Universität Dresden, Fakultät Maschinenwesen, Institut für Energietechnik, Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmerversorgung, 2015.
- Schwarzburger 2015a Schwarzburger, H.: Lehrstunde für den Minister. In: Franke, P.; Petersen, N. H.; Schwarzburger, H.; Ullrich, S.; Vorsatz, W.: Photovoltaik 07/2015 – Solartechnik für Installateure, Planer, Architekten. Stuttgart: Alfons W. Gentner Verlag, 2015. S. 91-95.
- Schwarzburger 2015b Schwarzburger, H.: Anflug untern Radar. In: F., Petra; Petersen, N. H.; Schwarzburger, H.; Ullrich, S.; Vorsatz, W.: Photovoltaik 07/2015 – Solartechnik für Installateure, Planer, Architekten. Stuttgart: Alfons W. Gentner Verlag, 2015. S. 34-38.
- Schwarzburger 2015c Schwarzburger, H.: Schmutz dauerhaft verbannt. In: Franke, P.; Petersen, N. H.; Schwarzburger, H.; Ullrich, S.; Vorsatz, W.: Photovoltaik 07/2015 – Solartechnik für Installateure, Planer, Architekten. Stuttgart: Alfons W. Gentner Verlag, 2015. S. 39-41.
- Sharma 2009 Sharma, A.; Tyagi, V. V.; Chen, C. R.; Buddhi, D.: Review on thermal energy storage with phase change materials and applications. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 13 (2009). S. 318-345.
- Shukla 2012 Shukla, N.; Fallahi, A.; Kosny, J.: Performance characterization of PCM impregnated gypsum board for building applications. In: 1st International Conference on Solar heating and Cooling for Buildings and Industry, Volume 30, 2012: S. 370-379.
- Siebke 2014 Siebke, W.; Simon, G.; Wuttke, W.: Physik für Ingenieure. 19., aktualisierte Auflage. München: Carl Hanser Verlag, 2014.
- Struppert 2012 Struppert, T.; Heft, A.; Grünler, B.: Thin functional films by combustion chemical vapour deposition (C-CVD). In: Thin solid films 520 (2012). S. 4106-4109.
- Tanner 2004 Tanner, C.; Zürcher, C.: Bauphysik der hinterlüfteten Fassade – Ein Einblick in ausgewählte physikalische Phänomene und Folgerungen für die konstruktive Umsetzung und Ausführung. In: WTA Seminar „Hinterlüftete Fassade als Witterungsschutz“. Winterthur: Zürcher Hochschule Winterthur, 2004.

- Thorwarth 2014 Thorwarth, D.: Validierung von Simulationsrechnungen zu BIPV mittels Monitoringmaßnahmen. Diplomarbeit. Dresden: Technische Universität Dresden, 2014.
- Torres 2012 Torres, M.; Muñoz, F. J.; Muñoz, J. V.; Rus, C.: Online Monitoring System of Stand-Alone Photovoltaic Applications – Analysis of System Performance from monitored Data. In: American Society of Mechanical Engineers (Hrsg.): Journal of solar energy engineering – Jahrgang 2012, Ausgabe Nr. 134. New York: 2012, S. 034502.1-034502.8.
- Tyagi 2007 Tyagi, V. V.; Buddhi, D.: PCM thermal storage in buildings: A state of the art. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 11, Issue 6, 2007. S. 1146-1166.
- van Stark 2012 van Stark, W.; Reich, N. H.; Müller, B.; Armbruster, A.; Kiefer, K.; Reise, C.: Review of PV performance ratio development. In: Conference – World Renewable Energy Forum, WREF 2012, Including World Renewable Energy Society (GRES) Annual Conference, At Denver Volume: 6. Denver: 2012.
- Virtuani 2010 Virtuani, A.; Müllejans, H.; Dunlop, E. D.: Comparison of indoor and outdoor performance measurements of recent commercially available solar modules. In: Progress in Photovoltaics, Volume 10 – Issue 1, 2010. S. 11-20.
- von Hippel 1954 von Hippel, A.: Dielectric Materials and Applications. Boston, London: Artech House Publishers, 1954.
- Wagner 2010 Wagner, A.: Photovoltaik Engineering – Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung, 3., erweiterte Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer, 2010.
- Weber 2016 Weber, T.: Electricity production with colored BIPV modules. In: Advanced Building Skins held at Bern, Switzerland, 10 - 11 October 2016.
- Weichert 2010 Weichert, N.; Wülker, M.: Messtechnik und Messdatenerfassung. 2., aktualisierte und erweiterte Auflage. München: Oldenbourg Verlag, 2010.
- Weller 2009a Weller, B.; Hemmerle, C.; Jakubetz, S.; Unnewehr, S.: DETAIL Praxis Photovoltaik: Technik, Gestaltung, Konstruktion. München: Institut für internationale Architekturdokumentation, 2009.
- Weller 2009b Weller, B.; Rexroth, S.: Adaption und Weiterentwicklung der Photovoltaik-Dünnschichttechnologie für Kompositpaneele mit teils farbigem Glas für den Einsatz in vorgehängten hinterlüfteten Fassaden. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2009.
- Weller 2013a Weller, B.; Flohr, S.; Fankhänel, J.: Schlussbericht der TU Dresden Institut für Baukonstruktion – Solarvalley PV Face. Dresden: Forschungsbericht BMBF, 2013.
- Weller 2013b Weller, B.; Fischer, J.; Wabnitz, H.: Integration von CIS-Photovoltaik in Wärmedämm-Verbundsysteme (PV-WDVS). Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2013.
- Weller 2016a Weller, B.; Horn, S.; Thorwarth, D.; Seeger, J.; Fahrion, M.-S.: Fassadenintegration von Dünnschicht-Photovoltaik-Paneeelen mit rückseitigem Latentwärmespeicher. In: Weller, B.; Tasche, S. (Hrsg.): Glasbau 2016. Berlin: Ernst & Sohn, 2016.
- Weller 2016b Weller, B.; Fahrion, M.-S.; Horn, S.; Naumann, T.; Nikolowski, J.: Baukonstruktion im Klimawandel. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.
- Weller 2016c Weller, B.; Horn, S.; Seeger, J.; Scheuring, L.; Rehde, F.: Development of a Composite PV Module with Phase Change Material (PCM). In: Schneider, J.; Weller, B. (Eds.): Engineered Transparency 2016 – Glass in Architecture and Structural Engineering. Berlin: Ernst & Sohn, 2016.
- Wermke 2009 Wermke, M.; Kunkel-Razum, K.; Scholze-Stubenrecht, W. (Hrsg.): Duden – Die deutsche Rechtschreibung – Band 1. 25., völlig neu bearbeitete und erweiterte Auflage. Mannheim: Dudenverlag, 2009.
- Wesselak 2012 Wesselak, V., Voswinckel, S.: Photovoltaik: Wie Sonne zu Strom wird. Reihe Technik im Fokus. Berlin, Heidelberg: Springer, 2012.
- Wilson 2014 Wilson, H. R.; Fath, K.; Kröger-Vodde, A.; Sprenger, Wendelin.: Schlussbericht – Methodenentwicklung und Optimierung der Lebenszykluskosten, Koordination und Komponentenentwicklung. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2014.

Wirth 2016 Wirth, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2016.

Zalba 2003 Zalba, B.; Marín, J. M.; Cabeza, L. F.; Mehling, H.: Review on thermal energy storage with phase change: materials, heat transfer analysis and applications. In: Applied Thermal Engineering 23 (2003). S. 251-283.

Zenhäusern 2014 Zenhäusern, D.; Baggenstoss, A.; Türk, O.; Brunhold, S.; Rommel, M.: Unverglaste PVT-Kollektoren für die Brauchwarmwasser-Vorerwärmung – Messresultate einer Testanlage. In: 24. OTTI Symposium Thermische Solarenergie. Bad Staffelstein: OTTI e.V., 2014.

Zinßer 2010 Zinßer, B.: Jahresenergieerträge unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien bei verschiedenen klimatischen Bedingungen. Dissertation. Stuttgart: Institut für Physikalische Elektronik der Universität Stuttgart, 2010.

Zunke 2014 Zunke, I.; Rüffer, P.; Tölke, T.; Heft, A.; Grünler, B.; Schimanski, A.: Deposition of Thin Functional Coatings at Atmospheric Pressure Using Combustion Chemical Vapour Deposition. In: Grier, Joseph M. (Editor): Combustion – Types of Reactants, Fundamental Processes and Advanced Technologies. New York; Nova Science Publishers, 2014. S. 137-168.

50hertz 2016 50hertz; amprion; Tennet; Transnet BW (Hrsg.): Prognose der EEG-Umlage 2017 nach AusgIMechV – Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB – Stand: 14.10.2016.

9.2 Normen und Richtlinien

Blaesser 1995a Blaesser, G.; Munro, D.: Guidelines for the Assessment of Photovoltaik Plants – Document A – Photovoltaic System Monitoring - EUR 16338 EN, Issue 4.2 (1993). Ispra: Commission of the European Communities, Joint Research Centre, 1995.

Blaesser 1995b Blaesser, G.; Munro, D.: Guidelines for the Assessment of Photovoltaik Plants – Document B – Analysis and Presentation of Monitoring Data - EUR 16339 EN, Issue 4.1 (1993). Ispra: Commission of the European Communities, Joint Research Centre, 1995.

Blaesser 1995c Blaesser, G.; Munro, D.: Guidelines for the Assessment of Photovoltaik Plants – Document C – Initial and Periodic Tests on Photovoltaic plants - EUR 16340 EN, Issue 2 (1995). Ispra: Commission of the European Communities, Joint Research Centre, 1995.

Copper 2013 Copper, J.; Bruce, A.; Spooner, T.; Calais, M.; Pryor, T.; Watt, M.: Australian Technical Guidelines for Monitoring and Analysing Photovoltaic Systems. Australian Photovoltaic Institute, 2013.

DIN 1319-1 DIN 1319-1, Januar 1995: Grundlagen der Meßtechnik – Teil 1: Grundbegriffe. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 1995.

DIN 4102 DIN 4102, Teile 1-20: Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth.

DIN 4108-2 DIN 4108-2, Februar 2013: Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden – Teil 2: Mindestanforderungen an den Wärmeschutz. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2013.

DIN 4109-1 DIN 4109-1, Juli 2016: Schallschutz im Hochbau – Teil 1: Mindestanforderungen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.

DIN 4109-1/A1 DIN 4109-1/A1, Januar 2017: Schallschutz im Hochbau – Teil 1: Mindestanforderungen; Änderung A1. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2017.

DIN 4109-2 DIN 4109-2, Juli 2016: Schallschutz im Hochbau – Teil 2: Rechnerische Nachweise der Erfüllung der Anforderungen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.

DIN 4109-1/A1 DIN 4109-2/A1, Januar 2017: Schallschutz im Hochbau – Teil 2: Rechnerische Nachweise der Erfüllung der Anforderungen; Änderung A1. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2017.

DIN 4109-4 DIN 4109-4, Juli 2016: Schallschutz im Hochbau – Teil 4: Bauakustische Prüfungen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.

DIN 4109-31 bis 36	DIN 4109 Teile 31-36, Juli 2016: Schallschutz im Hochbau. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.
DIN 5031-7	DIN 5031-7, Januar 1984: Strahlungsphysik im optischen Bereich und Lichttechnik – Teil 7: Benennung der Wellenlängenbereiche. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 1984.
DIN 18008-1	DIN 18008-1, Dezember 2010: Glas im Bauwesen – Bemessungs- und Konstruktionsregeln – Teil 1: Begriffe und allgemeine Grundlagen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN 18008-2	DIN 18008-2, Dezember 2010: Glas im Bauwesen – Bemessungs- und Konstruktionsregeln – Teil 2: Linienförmig gelagerte Verglasungen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN 18008-3	DIN 18008-1, Juli 2013: Glas im Bauwesen – Bemessungs- und Konstruktionsregeln – Teil 3: Punktförmig gelagerte Verglasungen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2013.
DIN 18008-4	DIN 18008-4, Juli 2013: Glas im Bauwesen – Bemessungs- und Konstruktionsregeln – Teil 4: Zusatzanforderungen an absturzsichernde Verglasungen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2013.
DIN EN 410	DIN EN 410, April 2011: Glas im Bauwesen – Bestimmung der lichttechnischen und strahlungsphysikalischen Kenngrößen von Verglasungen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2011.
DIN EN 572-1	DIN EN 572-1, Juni 2016: Glas im Bauwesen – Basiserzeugnisse aus Kalk-Natronsilicatglas – Teil 1: Definitionen und allgemeine physikalische und mechanische Eigenschaften. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.
DIN EN 673	DIN EN 673, April 2011: Glas im Bauwesen – Bestimmung des Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Wert) – Berechnungsverfahren. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2011.
DIN EN 1990	DIN EN 1990, Dezember 2010: Eurocode: Grundlagen der Tragwerksplanung. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN EN 1990/NA	DIN EN 1990/NA, Dezember 2010: Nationaler Anhang – National festgelegte Parameter – Eurocode: Grundlagen der Tragwerksplanung. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN EN 1990/NA/A1	DIN EN 1990/NA/A1, August 2012: Nationaler Anhang – National festgelegte Parameter – Eurocode: Grundlagen der Tragwerksplanung; Änderung A1. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2012.
DIN EN 1991-1-1	DIN EN 1991-1-1, Dezember 2010: Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-1: Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke – Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN EN 1991-1-1/NA	DIN EN 1991-1-1/NA, Dezember 2010: Nationaler Anhang – National festgelegte Parameter – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-1: Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke – Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN EN 1991-1-1/NA/A1	DIN EN 1991-1-1/NA/A1, Mai 2015: Nationaler Anhang – National festgelegte Parameter – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-1: Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke – Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau; Änderung A1. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2015.
DIN EN 1991-1-3	DIN EN 1991-1-3, Dezember 2010: Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-3: Allgemeine Einwirkungen, Schneelasten. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN EN 1991-1-3/NA	DIN EN 1991-1-3/NA, Dezember 2010: Nationaler Anhang – National festgelegte Parameter – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-3: Allgemeine Einwirkungen – Schneelasten. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN EN 1991-1-3/NA/A1	DIN EN 1991-1-3/NA/A1, Mai 2015: Nationaler Anhang – Teil 1-3: Allgemeine Einwirkungen – Schneelasten; Änderung A1. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2015.

DIN EN 1991-1-4	DIN EN 1991-1-4, Dezember 2010: Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-3: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN EN 1991-1-4/NA	DIN EN 1991-1-4/NA, Dezember 2010: Nationaler Anhang – National festgelegte Parameter – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-3: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN EN 13022-1	DIN EN 13022-1, August 2014: Glas im Bauwesen – Geklebte Verglasungen – Teil 1: Glasprodukte für Structural-Sealant-Glazing (SSG-) Glaskonstruktionen für Einfachverglasungen und Mehrfachverglasungen mit oder ohne Abtragung des Eigengewichtes. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2014.
DIN EN 13022-1	DIN EN 13022-1, August 2014: Glas im Bauwesen – Geklebte Verglasungen – Teil 2: Verglasungsvorschriften für Structural-Sealant-Glazing (SSG-) Glaskonstruktionen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2014.
DIN EN 13501-1	DIN EN 13501-1, Januar 2010: Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten – Teil 1: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus Prüfungen zum Brandverhalten von Bauprodukten. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN EN 13501-2	DIN EN 13501-2, November 2015: Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten – Teil 1: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus den Feuerwiderstandsprüfungen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2015.
DIN EN 14449	DIN EN 14449, Juli 2005: Glas im Bauwesen – Verbundglas und Verbund-Sicherheitsglas – Konformitätsbewertung/Produktnorm. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2005.
DIN EN 18516-1	DIN EN 18516-1, Juni 2010: Außenwandbekleidungen, hinterlüftet – Teil 1: Anforderungen, Prüfgrundsätze. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN EN 50380	DIN EN 50380, September 2003: Datenblatt- und Typenschildangaben von Photovoltaik-Modulen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2003.
DIN EN 50521	DIN EN 50521, Februar 2013: Steckverbinder für Photovoltaik-Systeme – Sicherheitsanforderungen und Prüfungen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2013.
DIN EN 50583-1	DIN EN 50583-1, Oktober 2016: Photovoltaik im Bauwesen – Teil 1: BIPV-Module. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.
DIN EN 50583-2	DIN EN 50583-2, Oktober 2016: Photovoltaik im Bauwesen – Teil 2: BIPV-Anlagen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.
DIN EN 60721-2-1	DIN EN 61721-2-1, Oktober 2015: Klassifizierung von Umgebungsbedingungen – Teil 2-1: Natürliche Umgebungsbedingungen – Temperatur und Luftfeuchte. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2015.
DIN EN 60751	DIN EN 60751, Mai 2009: Industrielle Platin-Widerstandsthermometer und Platin-Temperatursensoren. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2009.
DIN EN 60904-3	DIN EN 60904-3, Februar 2009. Photovoltaische Einrichtungen – Teil 3: Messgrundsätze für terrestrische photovoltaische (PV) Einrichtungen mit Angaben über die spektrale Strahlungsverteilung. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2009.
DIN EN 60904-7	DIN EN 60904-7, März 2009. Photovoltaische Einrichtungen – Teil 7: Berechnung der spektralen Fehlanpassungskorrektur für Messungen an photovoltaischen Einrichtungen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2009.
DIN EN 61140	DIN EN 61140, August 2014: Schutz gegen elektrischen Schlag – Gemeinsame Anforderungen für Anlagen und Betriebsmittel. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2014.
DIN EN 61215	DIN EN 61215, Juli 2012: Terrestrische kristalline Silizium-Photovoltaik-(PV-)Module – Bauartegnung und Bauartzulassung. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2012.
DIN EN 61646	DIN EN 61646, März 2009: Terrestrische Dünnschicht-Photovoltaik(PV)-Module – Bauartegnung und Bauartzulassung. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2009.
DIN EN 61724	DIN EN 61724, April 1999: Überwachung des Betriebsverhaltens photovoltaischer Systeme – Leitfaden für Messen, Datenaustausch und Analyse. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 1998.

DIN EN 61730-2	DIN EN 61730-2, November 2012: Photovoltaik (PV-)Module – Sicherheitsqualifikation – Teil 1: Anforderungen an die Prüfung. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2012.
DIN EN 61829	DIN EN 61829, Oktober 2012: Photovoltaische (PV) Modulgruppen aus kristallinem Silizium – Messen der Strom-/Spannungskennlinien am Einsatzort. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2012.
DIN EN 61853-1	DIN EN 61853-1, Dezember 2011: Prüfung des Leistungsverhaltens von photovoltaischen (PV)-Modulen und Energiebemessung – Teil 1: Leistungsmessung in Bezug auf Bestrahlungsstärke und Temperatur sowie Leistungsbemessung. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2011.
DIN EN 62790	DIN EN 62790, Februar 2016: Anschlussdosen für Photovoltaik-Module – Sicherheitsanforderungen und Prüfungen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.
DIN EN 62852	DIN EN 62852, Oktober 2015: Steckverbinder für Gleichspannungsanwendungen in Photovoltaik-Systemen – Sicherheitsanforderungen und Prüfungen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2015.
DIN EN ISO 6946	DIN EN ISO 6946, April 2008: Bauteile – Wärmedurchlasswiderstand und Wärmedurchgangskoeffizient – Berechnungsverfahren. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2008.
DIN EN ISO 10456	DIN EN ISO 10456, Mai 2010: Baustoffe und Bauprodukte – Wärme- und feuchtechnische Eigenschaften – Tabellierte Bemessungswerte und Verfahren zur Bestimmung der wärmeschutztechnischen Nenn- und Bemessungswerte. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2010.
DIN EN ISO 12543-2	DIN EN ISO 12543-2, Dezember 2011: Glas im Bauwesen – Verbundglas und Verbund-Sicherheitsglas – Teil 2: Verbund-Sicherheitsglas. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2011.
DIN EN ISO 12543-3	DIN EN ISO 12543-3, Dezember 2011: Glas im Bauwesen – Verbundglas und Verbund-Sicherheitsglas – Teil 3: Verbundglas. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2011.
DIN EN ISO 12631	DIN EN ISO 12631, Januar 2013: Wärmetechnisches Verhalten von Vorhangfassade – Berechnung des Wärmedurchgangskoeffizienten. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2013.
DIN V 18599-1	DIN V 18599-1, Oktober 2016: Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.
DIN V 18599-9	DIN V 18599-9, Oktober 2016: Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 9: End- und Primärenergiebedarf von stromproduzierenden Anlagen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.
DIN V 18599-10	DIN V 18599-10, Oktober 2016: Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.
E DIN EN 15316-4-3	E DIN EN 15316-4-3, November 2014: Heizungsanlagen und wasserbasierte Kühlanlagen in Gebäuden – Verfahren zur Berechnung der Energieanforderungen und Nutzungsgrade der Anlagen – Teil 4-3: Wärmeerzeugungssysteme, thermische Solaranlagen und Photovoltaikanlagen. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2014.
E DIN EN 61724-1	E DIN EN 61724-1, August 2016: Betriebsverhalten von Photovoltaik-Systemen – Teil 1: Monitoring. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.
E DIN EN 61724-2	E DIN EN 61724-2, Juni 2016: Betriebsverhalten von Photovoltaik-Systemen – Teil 2: Verfahren zur Bewertung der Kapazität. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2016.

E DIN EN 61730-1	E DIN EN 61730-1, Februar 2015: Photovoltaik (PV-)Module – Sicherheitsqualifikation – Teil 1: Anforderungen an den Aufbau. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2015.
EEG 2004	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21.Juli 2004 (BGBl. I S. 1918), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550).
EEG 2009	Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.Oktober 2008 (BGBl. 2074).
EEG 2012	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.Oktober 2008 (BGBl. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist.
EEG 2014	Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21.Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juni 2015 (BGBl. I S. 1010) geändert worden ist.
EEG 2017	Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist.
EnEV 2014	Zweite Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung vom 18. November 2013 (BGBl. I S. 3951), am 1. Mai 2014 in Kraft getreten.
ETAG 002-1	ETAG 002-1: Leitlinie für die Europäische Technische Zulassung für geklebte Glaskonstruktionen (Structural Sealant Glazing Systems – SSGS), Teil 1: Gestützte und ungestützte Systeme. In: Bundesanzeiger, Nummer 92a. Berlin: Bundesanzeiger Verlag, 1999.
ETAG 002-2	ETAG 002-2: Leitlinie für die Europäische Technische Zulassung für geklebte Glaskonstruktionen (Structural Sealant Glazing Systems – SSGS), Teil 2: Beschichtete Aluminium-Systeme. In: Bundesanzeiger, Nummer 132a. Berlin: Bundesanzeiger Verlag, 2002.
ETAG 002-3	ETAG 002-3: Leitlinie für die Europäische Technische Zulassung für geklebte Glaskonstruktionen (Structural Sealant Glazing Systems – SSGS), Teil 3: Systeme mit thermisch getrennten Profilen. In: Bundesanzeiger, Nummer 105a. Berlin: Bundesanzeiger Verlag, 2003.
EU 2010	2010/31/EU: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden. Amtsblatt der Europäischen Union, 2010.
GEG 2017	Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden: Gebäudeenergiegesetz (GEG). Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit vom 23.01.2017.
IEA-PVPS 2000	Report IEA-PVPS T2-01: 2000: Analysis of Photovoltaic Systems. International Energy Agency Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems, Task 2 – Operational Performance of PV Systems and Subsystems, 2000.
IEA PVPS 2003	Report IEA PVPS T3-13: 2003: Guidelines for monitoring stand-alone photovoltaic systems. International Energy Agency Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems, Task 3 – Use of Photovoltaic Power Systems in Stand-Alone and Island Applications, 2003.
IEA PVPS 2014	Report IEA PVPS T13-03: 2014: Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems – Good practices for Monitoring and Performance Analysis. International Energy Agency Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems, Task 13, 2014.
IEC 61724	IEC 61724, April 1998: Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis. Internationale Norm. Genf: International Electrotechnical Commission, 1998.

IEC 61724-1	IEC 61724, März 2015: Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring. Internationale Norm. Genf: International Electrotechnical Commission, 2015.
ISO 9060	ISO 9060, November 1990: Solar energy – Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct radiation. International Standard. Geneva: International Organization for Standardization, 1990.
LVD 2014/35/EU	Richtlinie 2014/35/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung elektrischer Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen auf dem Markt (Amtsblatt der Europäischen Union L96/357), am 20. April 2016 in Kraft getreten.
MBO 2012	Musterbauordnung (MBO). Fassung November 2002, zuletzt geändert durch Beschluss der Bauministerkonferenz vom 21.09.2012. Berlin: Informationssystem Bauministerkonferenz 2012.
MLTB-1 2015	Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen. Fassung Juni 2015. Berlin: Beuth, 2015.
VDI 3786, Blatt 2	VDI 3786, Blatt 2, Dezember 2000: Umweltmeteorologie – Meteorologische Messungen für Fragen der Luftreinhaltung – Wind. Deutsche Norm. Berlin: Beuth, 2000.
305/2011	Verordnung (EU) Nr. 305/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. März 2011 zur Festlegung harmonisierter Bedingungen für die Vermarktung von Bauprodukten und zur Aufhebung der Richtlinie 89/106/EWG des Rates (Amtsblatt der Europäischen Union L88/5), am 1. Juli 2013 in Kraft getreten.

9.3 Produktdatenblätter

Adolf Thies 2010	Adolf Thies GmbH & Co. KG: Bedienungsanleitung 021072/08/11 – Windgebercompact, Göttingen 2010.
Adolf Thies 2011a	Adolf Thies GmbH & Co. KG: Bedienungsanleitung 020874/02/11 – Hygro-Thermogeblercompact, Göttingen 2011.
Adolf Thies 2011b	Adolf Thies GmbH & Co. KG: Bedienungsanleitung 020887/10/11 – Wetter- und Strahlenschutz, Göttingen 2011.
Adolf Thies 2011c	Adolf Thies GmbH & Co. KG: Bedienungsanleitung 021487/08/11 – Windrichtungsgebercompact, Göttingen 2011.
Agilent 2008	Agilent Technologies AG: Mainframe User´s Guide – Agilent 34980A Multifunction Switch/Measure Unit, Santa Clara, USA 2008.
Ahlborn 2013	Ahlborn Mess- und Regelungstechnik GmbH: ALMEMO® Messmodule für Gleichspannung und Gleichstrom ZA 990 AB / ZA 9901 AB, Holzkirchen, 2013.
Calyxo 2013	Calyxo GmbH: CDTE DÜNNSCHICHT-SOLARMODUL CX3, Bitterfeld-Wolfen, 2013.
DAW 2011a	Deutsche Amphibolin-Werke von Robert Murjahn Stiftung & Co KG Geschäftsbereich Lithodecor: Systemübersicht Lithodecor – Innovative Lösungen für die Fassade, Netzschkau, 2011.
DAW 2011b	Deutsche Amphibolin-Werke von Robert Murjahn Stiftung & Co KG Geschäftsbereich Lithodecor: Technik Airtec Glass – Rahmenlose Glasfassade für Individualisten, 2011.
DAW SE 2017	DAW SE Geschäftsbereich Lithodecor: LITHO Glassifier. Gerstungen: Lithodecor, 2017.
Kipp & Zonen 2015	Kipp & Zonen: Produktdatenblatt Pyranometer, Delft 2015.
Manz 2013	Manz CIGS Technology GmbH: Datenblatt MANZ CIGS-MODUL M-GCS112, Schwäbisch Hall, 2013.
Mencke & Tegtmeyer 2012	Ingenieurbüro Mencke & Tegtmeyer GmbH: Produktdatenblatt Silizium-Solarstrahlungssensor zur Messung der Bestrahlungsstärke, Hameln 2012.
Müller + Ziegler 2010	Müller + Ziegler GmbH & Co. KG: Betriebsanleitung / Technische Daten für DC-Umformer der Typen IgT-MU und UgT-MU, Gunzenhausen 2010.

Müller + Ziegler 2012	Müller + Ziegler GmbH & Co. KG: Betriebsanleitung / Technische Daten Energiezähler für Wechselstrom der Type EZW mit direktem Stromanschluss, Gunzenhausen 2012.
PVP Photovoltaik 2016	PVP Photovoltaik GmbH: Glas-Modul 60 Zellen – Doppelglas Modul für den Einsatz unter härtesten Bedingungen, Wernersdorf 2016.
Rubitherm 2015a	Rubitherm Technologies GmbH: Technisches Datenblatt SP31, Berlin 2015.
Rubitherm 2015b	Rubitherm Technologies GmbH: Technisches Datenblatt SP29Eu, Berlin 2015.
Schmidt 2010	Schmidt Technology: Gebrauchsanweisung Strömungssensor SS20.250, St. Georgen 2010.

9.4 Internetadressen

Bundesnetzagentur 2015	http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/Elektrizitaetund-Gas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/Daten-Meldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html vom 15.07.2015.
DWD 2015a	http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=_dwdwww_klima_umwelt_gutachten&T15805338371147076754824gsbDocumentPath=Navigation%2FOeffentlichkeit%2FKlima__Umwelt%2FKlimagutachten%2FSolarenergie%2FGlobalstr__Karten__frei__target.html vom 01.04.2015.
DWD 2015b	Messdaten, Download von der Webseite des Deutschen Wetterdienstes. http://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivtagmonat.html;jsessionid=6F67A0524842A96F0F3CF427069E6A19.live21064?nn=16102 vom 18.12.2015.
DWD WESTE-SOLAR 2017	http://www.dwd.de/DE/leistungen/weste/westesolar/solar.html vom 25.03.2017
DWD Wetterlexikon 2015	http://www.dwd.de/DE/service/lexikon/lexikon_node.html vom 18.12.2015.
Effizienzhaus 2016	https://effizienzhaus.zukunft-haus.info/aktivitaeten/cohereno/definition-niedrigstenergiehaus/ vom 03.01.2017
Gabler Wirtschaftslexikon 2015	http://www.wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/10876/monitoring-v7.html vom 20.07.2015.
Klimaatlas Nordrhein-Westfalen 2016	http://www.klimaatlas.nrw.de/site/nav2/Strahlung.aspx?P=2 vom 20.10.2016.
Müller + Ziegler 2015a	http://www.mueller-ziegler.de/html/strom-spann__dc.html vom 15.10.2015.
Müller + Ziegler 2015b	http://www.mueller-ziegler.de/html/ezw_prog.html vom 18.10.2015.
Photovoltaik Lexikon 2016	http://www.photovoltaik-web.de/photovoltaik-lexikon/buchstabe-b/band-luecke.html vom 30.01.2016.
PVS Solartstrom 2015	http://www.photovoltaiksolarstrom.de/photovoltaiklexikon/aperturflaeche vom 23.12.2015.
Saint-Gobain 2106	http://de.saint-gobain-glass.com/product/2563/sgg-albarino vom 12.11.2016.
Schmidt 2015	http://www.schmidt-sensoren.de/sensor-20.250/index.html vom 03.10.2015.
Solaranlagen Lexikon 2015	http://www.solaranlage.de/lexikon vom 23.12.2015.
Swissinso 2017	http://www.swissinso.com vom 09.01.2017
Thies Clima 2015a	http://www.thiesclima.com/sglossard.html vom 28.07.2015.
Thies Clima 2015b	http://www.thiesclima.com/hygro-thermogeber.html vom 16.08.2015.
Thies Clima 2015c	http://www.thiesclima.com/windsensor_compact.html vom 20.08.2015.
Thies Clima 2015d	http://www.thiesclima.com/windrichtungssensor_compact.html vom 20.08.2015.
Wetter 2017	http://www.wetter.de/klima/europa-co6.html vom 14.04.2017.

10 Abbildungsnachweis

Bild 1	nach Mertens 2015, Seite 90.
Bild 2	SolarWorld AG.
Bild 4	SolarWorld AG.
Bild 5	nach Häberlein 2007, Seite 114.
Bild 7	Flohr.
Bild 8	BELECTRIC OPV GmbH (www.solarte.de).
Bild 10	nach Weller 2009a, Seite 49.
Bild 11	nach DWD 2015a.
Bild 12	Bagda 2016, Seite 52.
Bild 13	Bagda 2016, Seite 54.
Bild 14	Bagda 2016, Seite 54.
Bild 15	nach Lithodecor (DAW SE).
Bild 17	SolarWorld AG.
Bild 18	Manz CIGS Technology GmbH.
Bild 19	SolarWorld AG.
Bild 20	nach Schrüfer 2012, Seite 78.
Bild 22	Seeger.
Bild 23	Daum.
Bild 24	nach Field 1997, Abbildung 3 und Weller 2013a, Seite 48.
Bild 25	nach Schrüfer 2015, Bild 4.29.
Bild 26	Adolf Thies GmbH & Co. KG.
Bild 27	SCHMIDT Technology GmbH.
Bild 28	Adolf Thies GmbH & Co. KG.
Bild 29	nach Hoffmann 2011, Seite 141.
Bild 30	Daum.
Bild 31	MÜLLER + ZIEGLER GmbH & Co. KG. Ahlborn Mess- und Regelungstechnik GmbH.
Bild 32	MÜLLER + ZIEGLER GmbH & Co. KG.
Bild 35	nach Mertens 2013, Seite 106, Bild 4.24.
Bild 39	nach Lasnier 1990, Seite 281.
Bild 41	Lithodecor (DAW SE).
Bild 63	nach Weller 2009a, Seite 12.
Bild 81	Daum.
Bild 82	nach Mehling 2008, Seite 1.
Bild 83	nach Mehling 2008, Seite 3.
Bild 84	nach Mehling 2008, Seite 12.
Bild 85	nach ZAE Bayern.
Bild 89	Rubitherm Technologies GmbH.
Bild 90	Rubitherm Technologies GmbH.
Bild 93	Seeger.
Bild 94	Rubitherm Technologies GmbH.
Bild 95	Rubitherm Technologies GmbH.
Bild 99	Daum.
Bild 101	3M Deutschland GmbH.
Bild 102	Seeger.
Bild 103	Seeger.
Bild 116	Datengrundlage: DWD/WESTE-SOLAR 2017.
Bild 123	Datengrundlage der Aufdachanlage: TnT Neue Energien GmbH

11 Bezeichnungen

11.1 Formelzeichen

Lateinische Buchstaben

A	Plattenfläche
A_m	Fläche eines PV-Moduls
AM	Air Mass
a	Plattenabstand
C	Kapazität
C	spezifische Wärmekapazität
C_{PCM}	spezifische Wärmekapazität von PCM
D_w	Windrichtung
E	Energieertrag
$E_{el,pv,out}$	jährlicher, monatlicher oder stündlicher von dem PV-System erzeugter elektrischer Energieertrag
E_{Sol}	jährliche, monatliche oder stündliche solare Bestrahlungsstärke
E_{Strang}	Energieertrag im Modulstrang
$E_{Strang,AC}$	Energieertrag im Modulstrang im Wechselstromkreis
$E_{Strang,DC}$	Energieertrag im Modulstrang im Gleichstromkreis
f_a	relative Luftfeuchtigkeit der Außenluft
f_{perf}	Systemleistungsfaktor
f_{PCM}	Leistungssteigerung durch PCM-Integration
f_{rel}	relative Luftfeuchtigkeit
g	Gesamtenergiedurchlassgrad
G_0	Einstrahlung auf eine horizontale Fläche
G_l	Einstrahlung in Modulebene
$G_{l,i}$	Einstrahlung in Modulebene innerhalb eines bestimmten Betrachtungszeitraums
$G_{l,max,i}$	tägliche maximale Einstrahlung in Modulebene
G_{NOC}	Referenzbestrahlungsstärke unter NOC
G_{STC}	Referenzbestrahlungsstärke unter STC
I	Stromstärke
I_{DC}	Stromstärke im Gleichstromkreis
$I_{ges,P}$	Gesamtstromstärke des Modulstranges bei einer Parallelschaltung
$I_{ges,R}$	Gesamtstromstärke des Modulstranges bei einer Reihenschaltung
I_i	einfallende Strahlung
I_i	Solarertrag der Einstrahlung in Modulebene innerhalb eines bestimmten Betrachtungszeitraums
I_r	reflektierte Strahlung
I_{ref}	Referenzbestrahlungsstärke unter STC
k_T	Abminderungsfaktor für Wärmeverluste durch Konvektion und Wärmestrahlung an die Umgebung
m	Masse
n_m	Anzahl der betrachteten PV-Module
$n_{Messtage}$	Anzahl der betrachteten Messtage je Monat
$n_{Monatstage}$	Anzahl der Tage je Monat
NOCT	Nominelle Zellenbetriebstemperatur
P	elektrische Leistung
P_{AC}	elektrische Leistung im Wechselstromkreis
P_{DC}	elektrische Leistung im Gleichstromkreis
$P_{DC,PR}$	elektrische Leistung Warmfassade im Gleichstromkreis
$P_{DC,PR,PCM}$	elektrische Leistung Warmfassade mit PCM im Gleichstromkreis
$P_{DC,VHF}$	elektrische Leistung Kaltfassade im Gleichstromkreis
P_{Feld}	Nennleistung im Feld gemessen
P_{Flash}	vom Hersteller gemessene Nennleistung
$P_{Flash,i}$	vom Hersteller gemessene Nennleistung des jeweiligen PV-Moduls

$P_{kor,NOC}$	korrigierte Nennleistung
$P_{kor,NOC,PR}$	korrigierte Nennleistung Warmfassade
$P_{kor,NOC,VHF}$	korrigierte Nennleistung Kaltfassade
P_{MPP}	Nennleistung
$P_{MPP,NOC}$	Nennleistung unter NOC
$P_{MPP,STC}$	Nennleistung unter STC
P_N	Nennleistung nach Typenschild
P_{norm}	normierte elektrische Leistung, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
$P_{norm,DC,PR}$	normierte elektrische Leistung Warmfassade im Gleichstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
$P_{norm,DC,PR,PCM}$	normierte elektrische Leistung Warmfassade mit PCM im Gleichstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
$P_{norm,DC,VHF}$	normierte elektrische Leistung Kaltfassade im Gleichstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
P	elektrische Leistung der PV-Module in der Warmfassade mit PCM
P_{pk}	Peakleistung des PV-Systems
PR	Performance Ratio
PR_{PR}	Performance Ratio Warmfassade
PR_{VHF}	Performance Ratio Kaltfassade
P_{STC}	Nennleistung
P_{Strang}	elektrische Leistung im Modulstrang
P_0	installierte Nennleistung im Modulstrang
$Q_{f,prod,PV}$	monatlicher von dem PV-System erzeugter elektrischer Energieertrag
Q_s	Schmelzenergie
Q_s	Schmelzenthalpie
Q_s	Schmelzwärme
q_s	spezifische Schmelzwärme
R	Reflexionsfaktor
R_0	Nennwiderstand
R_d	Degradationsrate
S_s	Strömungsgeschwindigkeit
S_w	Windgeschwindigkeit
T_{am}	Umgebungstemperatur
T_{am}	Außenlufttemperatur
$T_{am,max}$	maximale Außenlufttemperatur
$T_{am,max,i}$	maximale Außenlufttemperatur an einem bestimmten Tag
$T_{am,min}$	minimale Außenlufttemperatur
$T_{am,min,i}$	minimale Außenlufttemperatur an einem bestimmten Tag
T_i	Temperaturen im Fassadenquerschnitt
t_i	Betrachtungszeit
T_m	Modultemperatur
$T_{m,PR}$	Modultemperatur Warmfassade
$T_{m,PR,Eck,P}$	Modultemperatur Warmfassade im Eckbereich zu einem anderen Panel
$T_{m,PR,Eck,R}$	Modultemperatur Warmfassade im Eckbereich zum Fassadenrand
$T_{m,PR,M}$	Modultemperatur Warmfassade in Modulmitte
$T_{m,PR,oben,P}$	Modultemperatur Warmfassade am oberen Rand zu einem anderen Panel
$T_{m,PR,PCM}$	Modultemperatur Warmfassade mit PCM
$T_{m,VHF}$	Modultemperatur Kaltfassade
$T_{m,max,i}$	tägliche Maximaltemperatur im PV-Modul
$T_{m,max,PR}$	tägliche Maximaltemperatur im PV-Modul der Warmfassade
$T_{m,max,PR,PCM}$	tägliche Maximaltemperatur im PV-Modul der Warmfassade mit PCM
$T_{m,max,VHF}$	tägliche Maximaltemperatur im PV-Modul der Kaltfassade
$T_{PR,PCM,1}$	Temperatur in der Warmfassade an Position 1
$T_{PR,PCM,2}$	Temperatur in der Warmfassade an Position 2
$T_{PR,PCM,3}$	Temperatur in der Warmfassade an Position 3
TK_P	Temperaturkoeffizient der Nennleistung

$TK_{P,PR}$	Temperaturkoeffizient der Nennleistung in der Warmfassade
$TK_{P,VHF}$	Temperaturkoeffizient der Nennleistung in der Kaltfassade
T_{STC}	Temperatur unter STC
U	Spannung
U	Wärmedurchgangskoeffizient
U_{DC}	Stromspannung im Gleichstromkreis
U_{eff}	Effektivwert der Stromspannung
$U_{ges,P}$	Gesamtspannung des Modulstranges bei einer Parallelschaltung
$U_{ges,R}$	Gesamtspannung des Modulstranges bei einer Reihenschaltung
U_{max}	Maximalwert der Stromspannung
v	Windgeschwindigkeit
Y_A	normierter Energieertrag im Gleichstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
$Y_{A,Mittel}$	gemittelter normierter Energieertrag im Gleichstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
$Y_{A,Mittel,PR}$	gemittelter normierter Energieertrag Warmfassade im Gleichstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
$Y_{A,Mittel,PR,PCM}$	gemittelter normierter Energieertrag Warmfassade mit PCM im Gleichstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
$Y_{A,Mittel,VHF}$	gemittelter normierter Energieertrag Kaltfassade im Gleichstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
Y_f	normierter Energieertrag im Wechselstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
$Y_{f,Mittel}$	gemittelter normierter Energieertrag im Wechselstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
$Y_{f,Mittel,Dach}$	gemittelter normierter Energieertrag auf einem Dach im Wechselstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
$Y_{f,Mittel,PR}$	gemittelter normierter Energieertrag Warmfassade im Wechselstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
$Y_{f,Mittel,PR,PCM}$	gemittelter normierter Energieertrag Warmfassade mit PCM im Wechselstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs
$Y_{f,Mittel,VHF}$	gemittelter normierter Energieertrag Kaltfassade im Wechselstromkreis, bezogen auf die Nennleistung des Modulstrangs

Griechische Buchstaben

α_T	Temperaturausdehnungskoeffizient
$\alpha_{T,Aluminium}$	Temperaturausdehnungskoeffizient von Aluminium
$\alpha_{T,Glas}$	Temperaturausdehnungskoeffizient von Glas
γ_s	Sonnenhöhenwinkel
ΔL	thermische Längenänderung
ΔQ	gespeicherte Wärmemenge
$\Delta \theta$	Temperaturdifferenz
ΔT	Temperaturdifferenz
ΔT_{am}	Änderung der Umgebungstemperatur zwischen 2 aufeinanderfolgenden Tagen
$\Delta T_{m,max}$	Differenz der Maximaltemperaturen der PV-Module
ΔW_G	Bandabstand
ϵ_0	elektrische Feldkonstante
ϵ_r	Permittivitätszahl
η_a	Aperturwirkungsgrad
η_m	Modulwirkungsgrad
$\eta_{m,dt}$	integraler Modulwirkungsgrad
$\eta_{m,dt,PR}$	integraler Modulwirkungsgrad Warmfassade
$\eta_{m,dt,VHF}$	integraler Modulwirkungsgrad Kaltfassade
$\eta_{m,NOC}$	Modulwirkungsgrad unter NOC
$\eta_{m,NOC,PR}$	Modulwirkungsgrad Warmfassade unter NOC
$\eta_{m,NOC,VHF}$	Modulwirkungsgrad Kaltfassade unter NOC

$\eta_{m,PR}$	Modulwirkungsgrad Warmfassade
$\eta_{m,rel}$	relativer Modulwirkungsgrad
$\eta_{m,rel,NOC}$	relativer Modulwirkungsgrad bezogen auf NOC
$\eta_{m,rel,NOC,PR}$	relativer Modulwirkungsgrad Warmfassade bezogen auf NOC
$\eta_{m,rel,NOC,VHF}$	relativer Modulwirkungsgrad Kaltfassade bezogen auf NOC
$\eta_{m,rel,STC}$	relativer Modulwirkungsgrad bezogen auf STC
$\eta_{m,rel,STC,PR}$	relativer Modulwirkungsgrad Warmfassade bezogen auf STC
$\eta_{m,rel,STC,VHF}$	relativer Modulwirkungsgrad Kaltfassade bezogen auf STC
$\eta_{m,rel,PR}$	relativer Modulwirkungsgrad Warmfassade
$\eta_{m,rel,VHF}$	relativer Modulwirkungsgrad Kaltfassade
$\eta_{m,STC}$	Modulwirkungsgrad unter STC
$\eta_{m,STC,PR}$	Modulwirkungsgrad Warmfassade unter STC
$\eta_{m,STC,VHF}$	Modulwirkungsgrad Kaltfassade unter STC
$\eta_{m,VHF}$	Modulwirkungsgrad Kaltfassade
$\eta_{m,rel,25}$	relativer Modulwirkungsgrad bei einer Modultemperatur von 25 °C ± 0,5 K
η_T	theoretischer Wirkungsgrad
η_Z	Zellwirkungsgrad
θ_{Modul}	Modultemperatur
θ_U	Umgebungstemperatur
λ_G	Bandlückenwellenlänge

11.2 Abkürzungen

AC	Wechselstrom
AM	Air Mass
AR-Schicht	Antireflex_Schicht
a-Si	amorphes Silizium
BauPVO	Bauproduktenverordnung
BIPV	Building Integrated Photovoltaic
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
C	Kohlenstoff
CdTe	Halbleitermaterial aus Cadmiumtellurid
CE	Conformité Européenne
CH ₃	Methylgruppe
CIS	Halbleitermaterial aus Kupfer, Indium, Selen oder Schwefel
CIGS	Halbleitermaterial aus Kupfer, Indium, Gallium, Selen oder Schwefel
COOH	Carboxylgruppe
CO ₂	Kohlendioxid
Cr	Chrom
DC	Gleichstrom
DIN	Deutsches Institut für Normung
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EN	Europäische Norm
EnEV	Energieeinsparverordnung
ESG	Energieeffizienzstrategie Gebäude
ESG	Einscheibensicherheitsglas
EU	Europäische Union
EVA	Ethylen-Vinyl-Acetat
H	Wasserstoff
IAE	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
ISO	International Organization for Standardization
LBO	Landesbauordnung
LCD	liquid crystal display
LVD	Low Voltage Derictive

MBO	Musterbauordnung
MPP	Maximum-Power-Point
Ni	Nickel
NiCr	Nickelchrom
NOC	Nominal Operating Conditions
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
NTC	Negative Temperature Coefficient
Si ₃ N ₄	Siliziumnitrit
O	Sauerstoff
OH	Hydroxygruppe
OPV	organische Photovoltaik
PR	Performance Ratio
P-R-Fassade	Pfosten-Riegel-Fassade
Pt	Platin
PV	Photovoltaik
PVB	Polyvinylbutyral
RAL	Reichs-Ausschuss für Lieferbedingungen
Si	Silizium
SMSCs	Small Molecular Solar Cells
SP31	anorganisches PCM der Firma Rubitherm Technologies GmbH
STC	Standard Test Conditions
TC	Technisches Komitee
TCO	Transparent Conductive Oxide
TVG	teilvergesspanntes Glas
US	United States
UV	ultraviolett
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VG	Verbundglas
VSG	Verbundsicherheitsglas
VHF	vorgehängte hinterlüftete Fassade
WDVS	Wärmedämmverbundsystem
μ-Si	mikrokristallines Silizium

**Anhang A – Übereinstimmungsprüfung Rohdaten und
Mittelwerte**

Sonniger Tag – hohe Einstrahlung	288
Sonniger Tag – geringe Einstrahlung	289
Stark bewölkter Tag	290
Tag mit Wechsel aus Sonne und Bewölkung	291

Sonniger Tag – hohe Einstrahlung

Bild A.1

Vergleich von Rohdaten und Mittelwerten der Einstrahlung in Modulebene G_i , gemessen mit einem Pyranometer, am 22.01.2017.

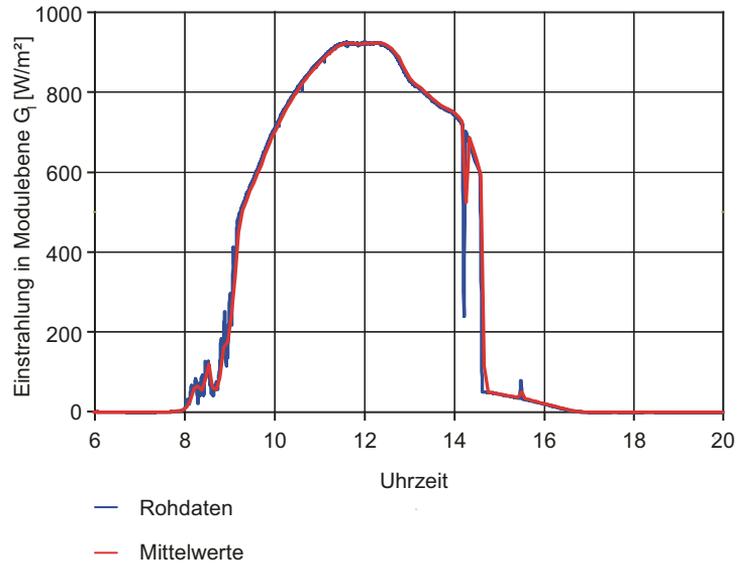
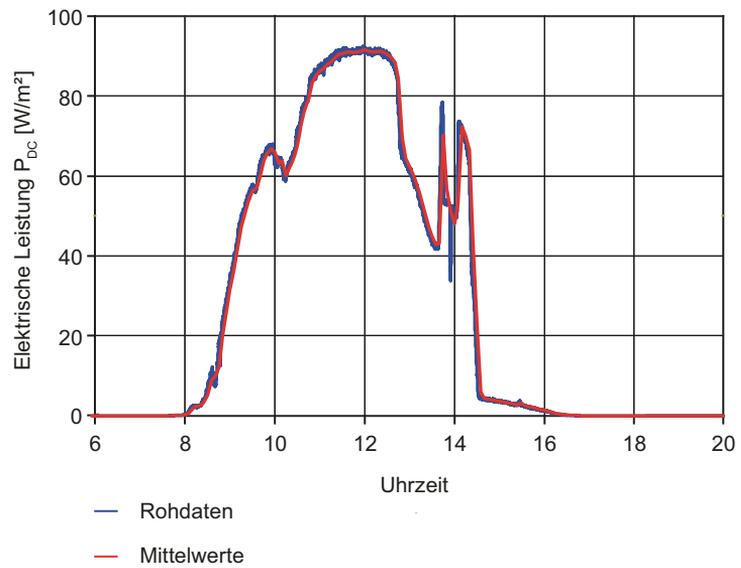


Bild A.2

Vergleich von Rohdaten und Mittelwerten der elektrischen Leistung P_{DC} am 22.01.2017.



Tafel A.1

Vergleich des Energieertrages, berechnet aus Rohdaten und Mittelwerten, von Einstrahlung in Modulebene G_i und elektrischer Leistung im Gleichstromkreis P_{DC} am 22.01.2017.

	Rohdaten	Mittelwerte	Unterschied Mittelwerte zu Rohdaten
Einstrahlung in Modulebene, G_i	4503,1 Wh/m ²	4503,0 Wh/m ²	0 %
Elektrische Leistung im Gleichstromkreis, P_{DC}	396,2 Wh/m ²	396,2 Wh/m ²	0 %

Sonniger Tag – geringe Einstrahlung

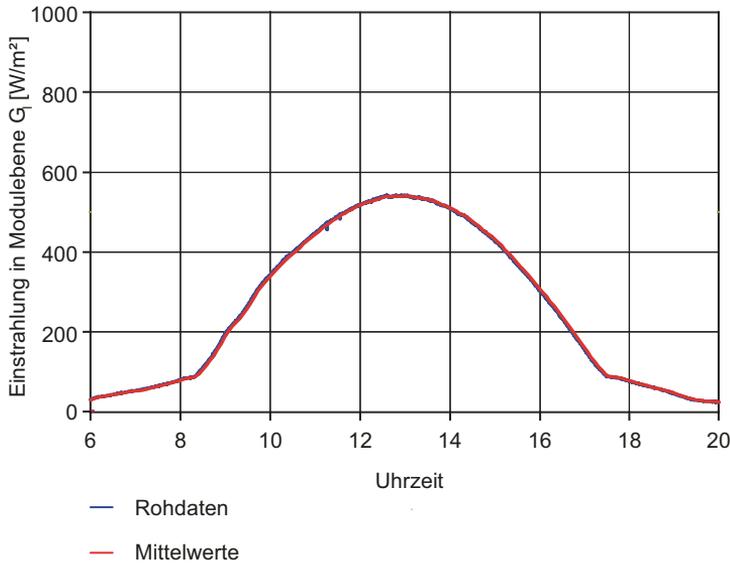


Bild A.3

Vergleich von Rohdaten und Mittelwerten der Einstrahlung in Modulebene G_i , gemessen mit einem Pyranometer, am 23.06.2016.

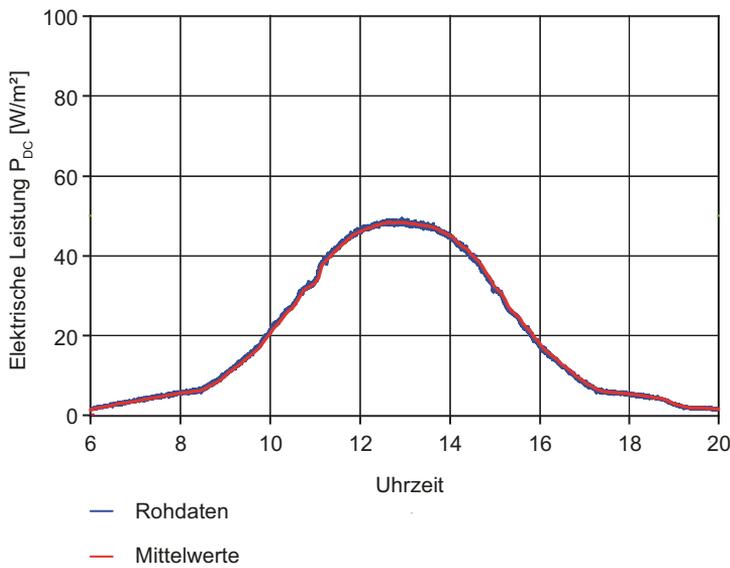


Bild A.4

Vergleich von Rohdaten und Mittelwerten der elektrischen Leistung P_{DC} am 23.06.2016.

	Rohdaten	Mittelwerte	Unterschied Mittelwerte zu Rohdaten
Einstrahlung in Modulebene, G_i	3744,8 Wh/m ²	3745,0 Wh/m ²	0 %
Elektrische Leistung im Gleichstromkreis, P_{DC}	284,2 Wh/m ²	284,2 Wh/m ²	0 %

Tafel A.2

Vergleich des Energieertrages, berechnet aus Rohdaten und Mittelwerten, von Einstrahlung in Modulebene G_i und elektrischer Leistung im Gleichstromkreis P_{DC} am 23.06.2016.

Stark bewölker Tag

Bild A.5

Vergleich von Rohdaten und Mittelwerten der Einstrahlung in Modulebene G_i , gemessen mit einem Pyranometer, am 10.10.2016.

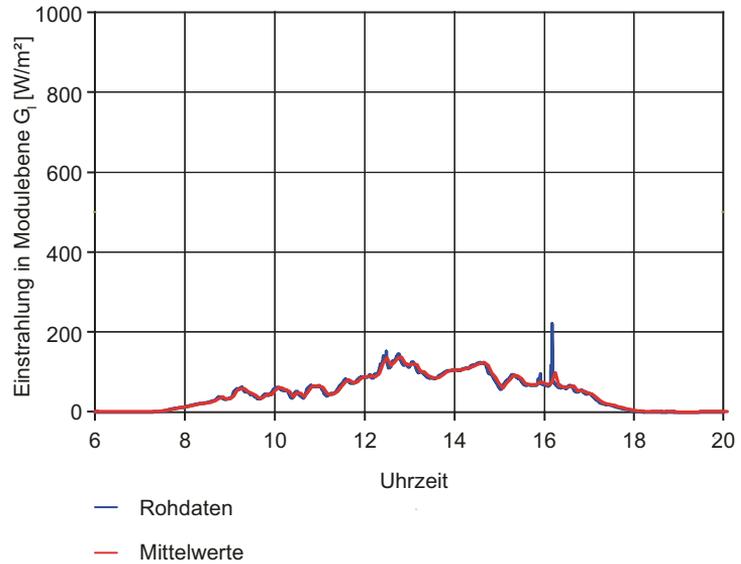
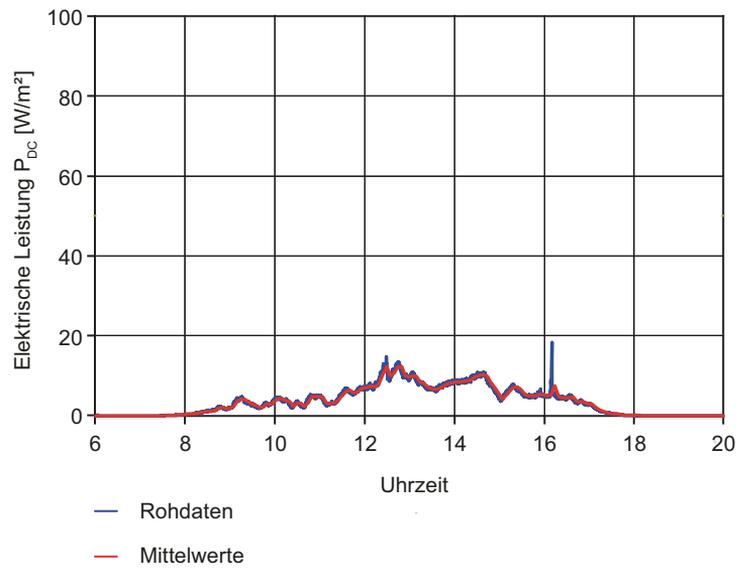


Bild A.6

Vergleich von Rohdaten und Mittelwerten der elektrischen Leistung P_{DC} am 10.10.2016.



Tafel A.3

Vergleich des Energieertrages, berechnet aus Rohdaten und Mittelwerten, von Einstrahlung in Modulebene G_i und elektrischer Leistung im Gleichstromkreis P_{DC} am 10.10.2016.

	Rohdaten	Mittelwerte	Unterschied Mittelwerte zu Rohdaten
Einstrahlung in Modulebene, G_i	668,8 Wh/m ²	668,8 Wh/m ²	0 %
Elektrische Leistung im Gleichstromkreis, P_{DC}	50,5 Wh/m ²	50,5 Wh/m ²	0 %

Tag mit Wechsel aus Sonne und Bewölkung

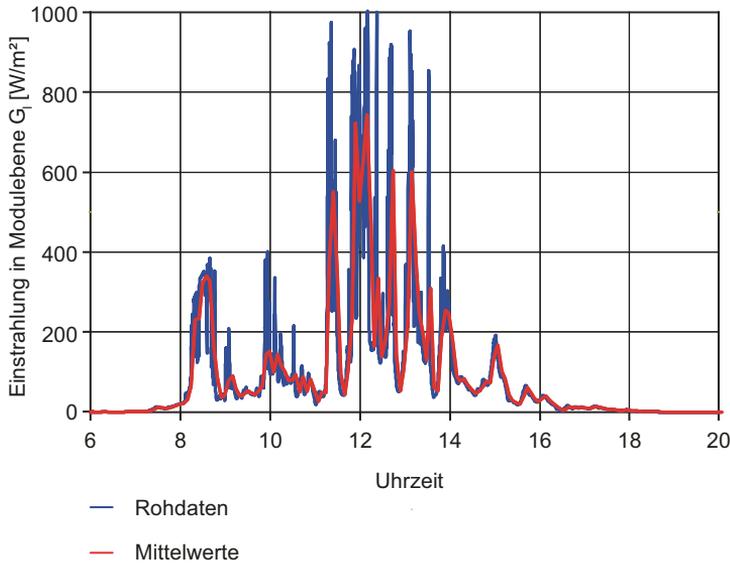


Bild A.7

Vergleich von Rohdaten und Mittelwerten der Einstrahlung in Modulebene G_1 , gemessen mit einem Pyranometer, am 05.10.2016.

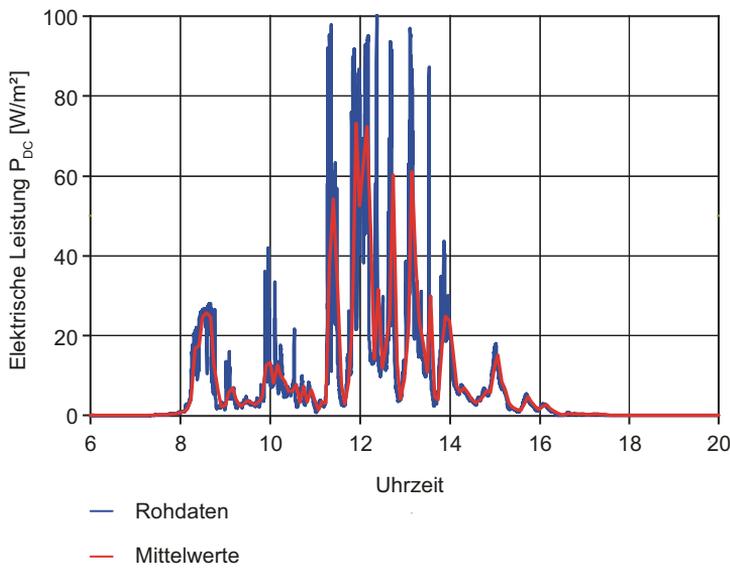


Bild A.8

Vergleich von Rohdaten und Mittelwerten der elektrischen Leistung P_{DC} am 05.10.2016.

	Rohdaten	Mittelwerte	Unterschied Mittelwerte zu Rohdaten
Einstrahlung in Modulebene, G_1	1371,7 Wh/m^2	1371,7 Wh/m^2	0 %
Elektrische Leistung im Gleichstromkreis, P_{DC}	123,0 Wh/m^2	123,0 Wh/m^2	0 %

Tafel A.4

Vergleich des Energieertrages, berechnet aus Rohdaten und Mittelwerten, von Einstrahlung in Modulebene G_1 und elektrischer Leistung im Gleichstromkreis P_{DC} am 05.10.2016.

Anhang B – Alterung der PV-Module

PV-Modul in Kaltfassade	294
PV-Modul in Warmfassade ohne PCM	296
PV-Modul in Warmfassade mit PCM	298

PV-Modul in Kaltfassade

Tafel B.1

Modulkennwerte für ein CIS-Dünnschicht-PV-Modul M-GCS112E090 bei Leistungsmessung am 26.04.2013 (vor Monitoring).

	Modul 1	Modul 2	Modul 3	Modul 4
Modul-ID	01-130416-00023-001	01-130416-00014-001	01-130416-00020-001	01-130416-00018-001
Nennleistung (P_{MPP})	89,09 W _p	89,74 W _p	89,60 W _p	90,75 W _p
Leerlaufspannung (U_{oc})	91,61 V	92,07 V	92,16 V	92,97 V
Spannung bei maximaler Leistung (U_{MPP})	73,20 V	72,98 V	73,05 V	75,64 V
Kurzschlussstrom (I_{sc})	1,32 A	1,32 A	1,32 A	1,32 A
Strom bei maximaler Leistung (I_{MPP})	1,22 A	1,23 A	1,23 A	1,20 A

Tafel B.2

Modulkennwerte für ein CIS-Dünnschicht-PV-Modul M-GCS112E090 bei Leistungsmessung am 14.03.2017 (nach Monitoring). Modul Nummer 4 wird aufgrund eines Modulschadens seit 24.07.2014 nicht mehr betrachtet und entfällt demnach auch bei der Betrachtung der Alterung.

	Modul 1	Modul 2	Modul 3	Modul 4
Modul-ID	01-130416-00023-001	01-130416-00014-001	01-130416-00020-001	
Nennleistung (P_{MPP})	86,90 W _p	88,60 W _p	89,70 W _p	
Leerlaufspannung (U_{oc})	67,90 V	67,40 V	67,74 V	
Spannung bei maximaler Leistung (U_{MPP})	67,90 V	67,40 V	67,74 V	
Kurzschlussstrom (I_{sc})	2,12 A	2,17 A	2,21 A	
Strom bei maximaler Leistung (I_{MPP})	1,28 A	1,32 A	1,33 A	

Datum	Nennleistung P_{Flash}
01.09.2013	359 W_p
24.07.2014	267 W_p
01.07.2015	266 W_p
01.09.2016	265 W_p
01.03.2017	265 W_p

Tafel B.3

Gemessene und linear interpolierte Nennleistung P_{Flash} für die CIS-Dünnschicht-PV-Module M-GCS112E090 für die Berücksichtigung der Modulalterung bei der Auswertung. Die Strangnennleistung P_{Flash} ergibt sich durch Addition der Nennleistung der Einzelmodule $P_{\text{MPP},i}$. Durch die Änderung des Modulstranges am 24.07.2014 von 4 PV-Modulen auf 3 PV-Module ergibt sich eine größere Änderung in der Nennleistung.

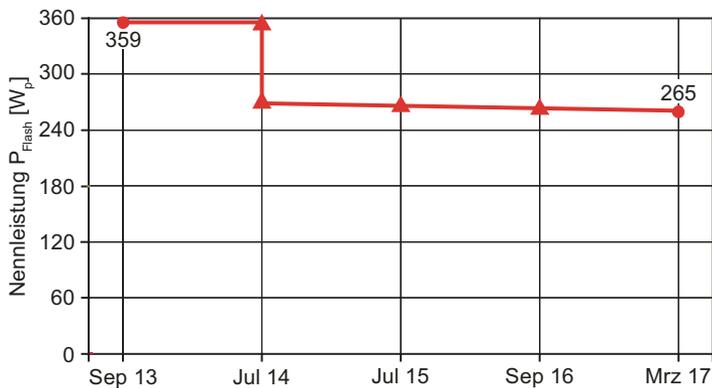


Bild B.1

Verlauf der gemessenen Nennleistung P_{Flash} des Modulstranges. Der Versatz am 24.07.2014 liegt an dem Umbau des Modulstranges von 4 auf 3 PV-Module.

- gemessene Nennleistung des Modulstranges P_{Flash} [W_p]
- ▲ Nennleistung P_{Flash} [W_p] aus linearer Interpolation

PV-Modul in Warmfassade ohne PCM

Tafel B.4

Modulkennwerte für ein CdTe-Dünnschicht-PV-Modul Calyxo CX3-80 bei Leistungsmessung am 04.03.2015 (vor Monitoring).

	Modul 1	Modul 2	Modul 3	Modul 4
Modul-ID	A15210166 4900019	A15210166 4900026	A15210166 4900059	A15210166 4900015
Nennleistung (P_{MPP})	80,46 W _p	80,40 W _p	80,24 W _p	80,05 W _p
Leerlaufspannung (U_{oc})	60,87 V	60,51 V	60,94 V	60,82 V
Spannung bei maximaler Leistung (U_{MPP})	43,79 V	43,51 V	43,83 V	43,46 V
Kurzschlussstrom (I_{sc})	2,12 A	2,13 A	2,12 A	2,13 A
Strom bei maximaler Leistung (I_{MPP})	1,84 A	1,85 A	1,83 A	1,84 A

Tafel B.5

Modulkennwerte für ein CdTe-Dünnschicht-PV-Modul Calyxo CX3-80 bei Leistungsmessung am 02.11.2016 (während Monitoring).

	Modul 1	Modul 2	Modul 3	Modul 4
Modul-ID	A15210166 4900019	A15210166 4900026	A15210166 4900059	A15210166 4900015
Nennleistung (P_{MPP})	79,30 W _p	78,40 W _p	78,50 W _p	79,60 W _p
Leerlaufspannung (U_{oc})	58,04 V	57,55 V	58,05 V	58,00 V
Spannung bei maximaler Leistung (U_{MPP})	43,36 V	42,75 V	43,08 V	43,11 V
Kurzschlussstrom (I_{sc})	2,08 A	2,08 A	2,07 A	2,09 A
Strom bei maximaler Leistung (I_{MPP})	1,83 A	1,84 A	1,82 A	1,85 A

	Modul 1	Modul 2	Modul 3	Modul 4
Modul-ID	A15210166 4900019	A15210166 4900026	A15210166 4900059	A15210166 4900015
Nennleistung (P_{MPP})	79,10 W _p	77,90 W _p	78,30 W _p	79,20 W _p
Leerlaufspannung (U_{oc})	58,91 V	58,26 V	58,86 V	58,65 V
Spannung bei maximaler Leistung (U_{MPP})	44,11 V	43,68 V	43,79 V	43,90 V
Kurzschlussstrom (I_{sc})	2,06 A	2,05 A	2,04 A	2,06 A
Strom bei maximaler Leistung (I_{MPP})	1,79 A	1,78 A	1,79 A	1,80 A

Tafel B.6

Modulkennwerte für ein CdTe-Dünnschicht-PV-Modul Calyxo CX3-80 bei Leistungsmessung am 14.03.2017 (nach Monitoring).

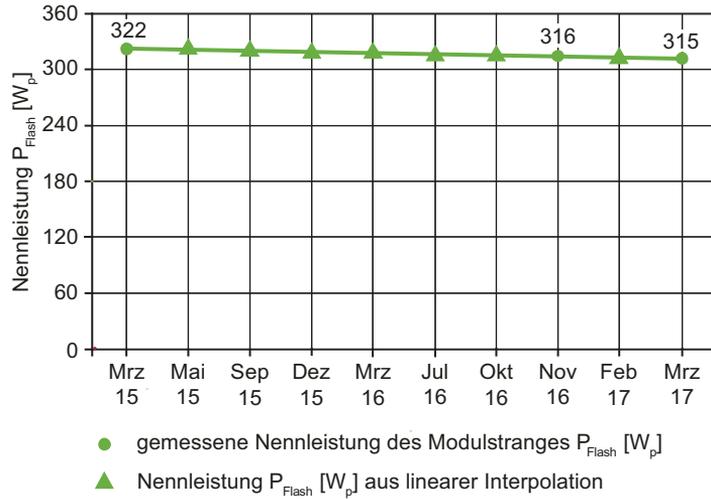
Datum	Nennleistung P_{Flash}
01.03.2015	322 W _p
01.05.2015	321 W _p
01.09.2015	320 W _p
01.12.2015	319 W _p
01.03.2016	318 W _p
01.07.2015	317 W _p
01.10.2016	316 W _p
01.02.2017	315 W _p
01.03.2017	315 W _p

Tafel B.7

Gemessene und linear interpolierte Nennleistung P_{Flash} für die CdTe-Dünnschicht-PV-Module Calyxo CX3-80 für die Berücksichtigung der Modulalterung bei der Auswertung. Die Strangnennleistung P_{Flash} ergibt sich durch Addition der Nennleistung der Einzelmodule $P_{MPP,i}$.

Bild B.2

Verlauf der gemessenen Nennleistung P_{Flash} des Modulstranges für die CdTe-Dünnschicht-PV-Module Calyxo CX3-80.



PV-Modul in Warmfassade mit PCM

Tafel B.8

Modulkennwerte für ein CdTe-Dünnschicht-PV-Modul Calyxo CX3-75 bei Leistungsmessung am 25.01.2016 (vor Monitoring).

	Modul 1	Modul 2	Modul 3	Modul 4
Modul-ID	A16603487 4900569	A16603487 4900571	A16603487 4900578	A16603487 4900535
Nennleistung (P_{MPP})	75,76 W_p	75,12 W_p	76,33 W_p	76,69 W_p
Leerlaufspannung (U_{oc})	58,46 V	57,92 V	58,95 V	59,37 V
Spannung bei maximaler Leistung (U_{MPP})	42,09 V	41,80 V	42,90 V	43,12 V
Kurzschlussstrom (I_{sc})	2,14 A	2,13 A	2,12 A	2,12 A
Strom bei maximaler Leistung (I_{MPP})	1,80 A	1,80 A	1,78 A	1,78 A

	Modul 1	Modul 2	Modul 3	Modul 4
Modul-ID	A16603487 4900569	A16603487 4900571	A16603487 4900546	A16603487 4900535
Nennleistung (P_{MPP})	70,95 W_p	67,48 W_p	71,30 W_p	69,82 W_p
Leerlaufspannung (U_{oc})	54,11 V	53,77 V	54,65 V	56,53 V
Spannung bei maximaler Leistung (U_{MPP})	38,75 V	36,86 V	39,18 V	39,45 V
Kurzschlussstrom (I_{sc})	2,16 A	2,16 A	2,15 A	2,16 A
Strom bei maximaler Leistung (I_{MPP})	1,83 A	1,83 A	1,82 A	1,77 A

Tafel B.9

Modulkennwerte für ein CdTe-Dünnschicht-PV-Modul Calyxo CX3-75 bei Leistungsmessung am 02.11.2016 (während Monitoring). Modul 3 wurde durch ein Reservemodul ersetzt. Zu erkennen ist das an der Modul-ID.

	Modul 1	Modul 2	Modul 3	Modul 4
Modul-ID	A16603487 4900569	A16603487 4900571	A16603487 4900546	A16603487 4900535
Nennleistung (P_{MPP})	69,90 W_p	69,31 W_p	67,30 W_p	70,92 W_p
Leerlaufspannung (U_{oc})	54,31 V	53,70 V	55,08 V	54,72 V
Spannung bei maximaler Leistung (U_{MPP})	39,18 V	38,77 V	39,15 V	39,46 V
Kurzschlussstrom (I_{sc})	2,14 A	2,13 A	2,13 A	2,12 A
Strom bei maximaler Leistung (I_{MPP})	1,78 A	1,79 A	1,72 A	1,80 A

Tafel B.10

Modulkennwerte für ein CdTe-Dünnschicht-PV-Modul Calyxo CX3-75 bei Leistungsmessung am 14.03.2017 (nach Monitoring).

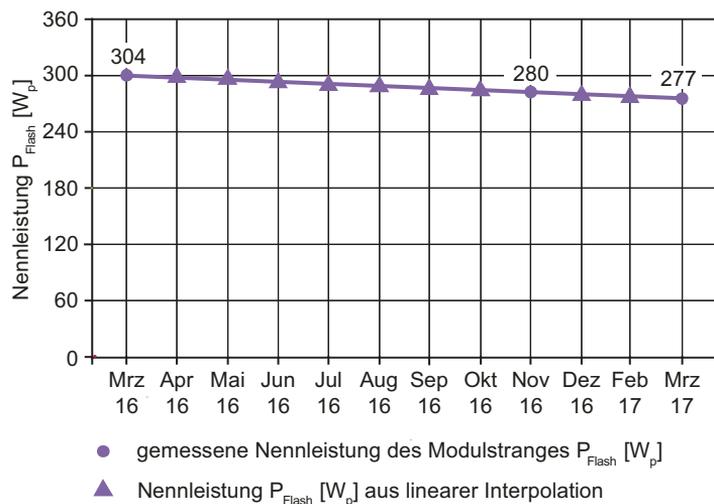
Tafel B.11

Gemessene und linear interpolierte Nennleistung P_{Flash} für die CdTe-Dünnschicht-PV-Module Calyxo CX3-75 für die Berücksichtigung der Modulalterung bei der Auswertung. Die Strangnennleistung P_{Flash} ergibt sich durch Addition der Nennleistung der Einzelmodule $P_{\text{MPP},i}$.

Datum	Nennleistung P_{Flash}
01.03.2016	304 W_p
01.04.2016	301 W_p
01.05.2016	298 W_p
01.06.2016	295 W_p
01.07.2016	292 W_p
01.08.2016	289 W_p
01.09.2016	286 W_p
01.10.2016	283 W_p
01.11.2016	280 W_p
01.12.2016	279 W_p
01.02.2017	278 W_p
01.03.2017	277 W_p

Bild B.3

Verlauf der gemessenen Nennleistung P_{Flash} des Modulstranges für die CdTe-Dünnschicht-PV-Module Calyxo CX3-75.



Anhang C – Übersicht zu Messausfällen

Messausfälle in der Kaltfassade	302
Messausfälle in der Warmfassade ohne PCM	303
Messausfälle in der Warmfassade mit PCM	305

Messausfälle in der Kaltfassade

Tafel C.1

Übersicht über die Messausfälle in der Kaltfassade während des gesamten Betrachtungszeitraums vom 10. September 2013 bis 28. Februar 2017.

Beginn	Ende	Ausgefallene Sensoren
16.09.2013 14:30 Uhr	17.09.2013 10:50 Uhr	Messrechner defekt, keine Datenaufzeichnung
30.09.2013 08:10 Uhr	30.09.2013 15:10 Uhr	Wartungsarbeiten, keine Datenaufzeichnung
14.10.2013 15:15 Uhr	14.10.2013 17:05 Uhr	Wartungsarbeiten, keine Datenaufzeichnung
25.11.2013 12:50 Uhr	25.11.2013 13:45 Uhr	Wartungsarbeiten, keine Datenaufzeichnung
19.02.2014 11:20 Uhr	13.03.2014 16:30 Uhr	Messrechner defekt, keine Datenaufzeichnung
16.04.2014 12:40 Uhr	26.04.2014 13:25 Uhr	Messrechner defekt, keine Datenaufzeichnung
28.04.2014 09:20 Uhr	09.05.2014 11:35 Uhr	Messrechner defekt, keine Datenaufzeichnung
05.06.2014 11:40 Uhr	05.06.2014 14:00 Uhr	Wartungsarbeiten, keine Datenaufzeichnung
21.10.2014 14:05 Uhr	24.10.2014 09:40 Uhr	Messrechner defekt, keine Datenaufzeichnung
02.11.2014 08:35 Uhr	06.11.2014 06:00 Uhr	Messrechner defekt, keine Datenaufzeichnung
07.04.2015 11:10 Uhr	08.04.2015 15:20 Uhr	Messrechner defekt, keine Datenaufzeichnung
19.05.2015 11:15 Uhr	20.05.2015 15:20 Uhr	Messrechner defekt, keine Datenaufzeichnung
05.07.2015 06:40 Uhr	14.07.2015 15:10 Uhr	Messrechner defekt, keine Datenaufzeichnung
30.07.2015 12:05 Uhr	30.07.2015 15:50 Uhr	Einstrahlung in Modulebene, Pyranometer
30.07.2015 12:55 Uhr	04.03.2016 10:55 Uhr	Einstrahlung in Modulebene, Si-Sensor
31.08.2015 15:15 Uhr	04.09.2015 10:50 Uhr	Messrechner defekt, keine Datenaufzeichnung
06.01.2016 05:15 Uhr	08.01.2016 11:35 Uhr	Einstrahlung in Modulebene (Pyranometer und Si-Sensor), Außenlufttemperatur
26.02.2016 14:30 Uhr	29.02.2016 17:40 Uhr	Einstrahlung in Modulebene (Pyranometer und Si-Sensor), Außenlufttemperatur

30.05.2016 09:40 Uhr	09.06.2016 06:40 Uhr	Messrechner defekt, keine Datenaufzeichnung
15.08.2016 15:15 Uhr	18.08.2016 15:20 Uhr	Messrechner defekt, keine Datenaufzeichnung
01.09.2016 08:00 Uhr	01.09.2016 12:00 Uhr	Einstrahlung in Modulebene (Pyranometer und Si-Sensor), Außenlufttemperatur
23.10.2016 18:30 Uhr	03.11.2016 16:00 Uhr	Wartung Fassadenteststand, keine Datenaufzeichnung
09.02.2017 14:40 Uhr	10.02.2017 07:20 Uhr	Elektrische Leistung im Wechselstromkreis

Messausfälle in der Warmfassade ohne PCM

Beginn	Ende	Ausgefallene Sensoren
07.04.2015 11:10 Uhr	08.04.2015 15:20 Uhr	Einstrahlung in Modulebene (Pyranometer und Si-Sensor), Außenlufttemperatur, Innenraumtemperatur
24.04.2015 17:40 Uhr	24.04.2015 19:50 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
25.04.2015 15:35 Uhr	25.04.2015 16:35 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
27.04.2015 15:00 Uhr	27.04.2015 19:10 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
29.04.2015 16:50 Uhr	29.04.2015 19:45 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
03.05.2015 15:10 Uhr	03.05.2015 18:35 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
04.05.2015 14:35 Uhr	04.05.2015 22:00 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
06.05.2015 16:25 Uhr	06.05.2015 20:50 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
08.05.2015 15:35 Uhr	08.05.2015 21:15 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
11.05.2015 15:35 Uhr	11.05.2015 21:35 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
12.05.2015 13:45 Uhr	12.05.2015 23:20 Uhr	Stromspannung und Stromstärke im Gleichstromkreis
13.05.2015 15:30 Uhr	13.05.2015 20:55 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
15.05.2015 14:50 Uhr	15.05.2015 21:45 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis

Tafel C.2

Übersicht über die Messausfälle in der Warmfassade (ohne PCM) während des gesamten Betrachtungszeitraums vom 23. März 2013 bis 28. Februar 2017.

16.05.2015 15:45 Uhr	16.05.2015 18:35 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
18.05.2015 14:00 Uhr	18.05.2015 22:40 Uhr	Stromspannung und Stromstärke im Gleichstromkreis
19.05.2015 11:15 Uhr	20.05.2015 15:20 Uhr	Einstrahlung in Modulebene (Pyranometer und Si-Sensor), Außenlufttemperatur, Innenraumtemperatur
19.05.2015 16:20 Uhr	19.05.2015 19:55 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
31.05.2015 17:25 Uhr	31.05.2015 21:20 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
02.06.2015 16:25 Uhr	02.06.2015 22:50 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
03.06.2015 13:20 Uhr	03.06.2015 22:00 Uhr	Stromspannung und Stromstärke im Gleichstromkreis
04.06.2015 15:50 Uhr	04.06.2015 22:10 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
05.06.2015 14:15 Uhr	06.06.2015 00:20 Uhr	Stromspannung und Stromstärke im Gleichstromkreis
06.06.2015 12:30 Uhr	06.06.2015 23:50 Uhr	Stromspannung und Stromstärke im Gleichstromkreis
12.06.2015 14:40 Uhr	12.06.2015 23:55 Uhr	Stromspannung und Stromstärke im Gleichstromkreis
13.06.2015 12:10 Uhr	13.06.2015 18:25 Uhr	Stromspannung im Gleichstromkreis
14.06.2015 13:50 Uhr	14.06.2015 23:05 Uhr	Stromspannung und Stromstärke im Gleichstromkreis
30.06.2015 18:10 Uhr	30.06.2015 21:20 Uhr	Stromstärke im Gleichstromkreis
03.07.2015 16:30 Uhr	03.07.2015 22:05 Uhr	Stromstärke im Gleichstromkreis
04.07.2015 14:35 Uhr	04.07.2015 23:45 Uhr	Stromspannung und Stromstärke im Gleichstromkreis
05.07.2015 06:40 Uhr	14.07.2015 15:10 Uhr	Einstrahlung in Modulebene (Pyranometer und Si-Sensor), Außenlufttemperatur, Innenraumtemperatur
05.07.2015 14:10 Uhr	05.07.2015 23:45 Uhr	Stromspannung und Stromstärke im Gleichstromkreis
07.07.2015 16:35 Uhr	07.07.2015 21:30 Uhr	Stromstärke im Gleichstromkreis
30.07.2015 12:05 Uhr	30.07.2015 15:50 Uhr	Einstrahlung in Modulebene, Pyranometer

30.07.2015 12:55 Uhr	04.03.2016 10:55 Uhr	Einstrahlung in Modulebene, Si-Sensor
06.08.2015 17:35 Uhr	06.08.2015 23:00 Uhr	Stromspannung und Stromstärke im Gleichstromkreis
07.08.2015 14:50 Uhr	08.08.2015 01:05 Uhr	Stromspannung und Stromstärke im Gleichstromkreis
06.01.2016 05:15 Uhr	08.01.2016 11:35 Uhr	Datenlogger defekt, keine Datenaufzeichnung
26.02.2016 14:30 Uhr	29.02.2016 17:40 Uhr	Datenlogger defekt, keine Datenaufzeichnung
01.09.2016 08:00 Uhr	01.09.2016 12:00 Uhr	Wartungsarbeiten, keine Datenaufzeichnung
23.10.2016 18:30 Uhr	03.11.2016 16:00 Uhr	Wartung Fassadenteststand, keine Datenaufzeichnung

Messausfälle in der Warmfassade mit PCM

Beginn	Ende	Ausgefallene Sensoren
01.09.2016 08:00 Uhr	01.09.2016 12:00 Uhr	Wartungsarbeiten, keine Datenaufzeichnung
23.10.2016 18:30 Uhr	02.12.2016 16:10 Uhr	Wartung Fassadenteststand, keine Datenaufzeichnung

Tafel C.3

Übersicht über die Messausfälle im optimierten BIPV-System (Warmfassade mit PCM) während des gesamten Betrachtungszeitraums vom 05. März 2016 bis 28. Februar 2017.

Anhang D – Meteorologische Messdaten

Tägliche Meteorologische Messwerte an der DWD-Wetterstation Dresden Klotzsche	308
Mittlere monatliche Außenlufttemperaturen an der DWD-Wetterstation Dresden Klotzsche	331
Monatssummen der Globalstrahlung am Standort des des Freibewitterungsteststandes	332

Tägliche Meteorologische Messwerte an der DWD-Wetterstation Dresden Klotzsche

Tafel D.1

Täglicher Bedeckungsgrad, maximale und minimale Außenlufttemperatur $T_{am,max}$, $T_{am,min}$ sowie Sonnenscheindauer, gemessen an der DWD-Wetterstation Dresden-Klotzsche im Zeitraum 01.03.2015 bis 28.02.2017.

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T_{am} [°C]	Min T_{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
01.03.2015	5,9	8,4	0,1	5,9
02.03.2015	4,9	7,6	0,3	4,9
03.03.2015	5,3	7,3	1,1	5,3
04.03.2015	5,1	6,3	1,5	5,1
05.03.2015	7,2	5,7	1,1	7,2
06.03.2015	7,5	6,1	1,4	7,5
07.03.2015	5,8	12,1	3,2	5,8
08.03.2015	6	14,6	4,2	6
09.03.2015	2,4	12,5	3,3	2,4
10.03.2015	4,9	12,9	0,1	4,9
11.03.2015	7,8	6	1,5	7,8
12.03.2015	7,5	3	1,5	7,5
13.03.2015	7,8	4,2	0,1	7,8
14.03.2015	8	3,3	1,8	8
15.03.2015	7,6	7,7	2,6	7,6
16.03.2015	5	12,2	4,2	5
17.03.2015	4,2	16,9	5,5	4,2
18.03.2015	0	13,6	2,7	0
19.03.2015	0,3	11,9	0,8	0,3
20.03.2015	0,8	10,9	-2,3	0,8
21.03.2015	3,8	9	-1,1	3,8
22.03.2015	5,6	4,1	-2,5	5,6
23.03.2015	3,5	11,6	-3,5	3,5
24.03.2015	3,2	13,1	0,5	3,2
25.03.2015	3,5	18,7	0,8	3,5
26.03.2015	8	12,7	6	8
27.03.2015	7,3	10,9	5	7,3
28.03.2015	6,4	9,2	4,5	6,4
29.03.2015	8	12,7	6	8
30.03.2015	5,5	8,2	2,5	5,5

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
31.03.2015	6,7	12,7	0,6	6,7
01.04.2015	7,6	6,2	0,6	0,817
02.04.2015	7	5,8	0	1,733
03.04.2015	6,4	6,5	1,3	3,05
04.04.2015	4,7	7,6	-0,6	7,767
05.04.2015	2,8	7,4	-2,3	6,6
06.04.2015	5,8	8,1	0	3,35
07.04.2015	5,1	11,1	-2,2	11,133
08.04.2015	8	7,4	5,8	0
09.04.2015	4,5	15,6	5,5	9,333
10.04.2015	0,5	19,5	3,7	11,533
11.04.2015	5,1	20,5	7,1	8,967
12.04.2015	6,1	14,3	4,8	10,467
13.04.2015	5,1	12,4	3,9	6,15
14.04.2015	5	15	1,4	8,833
15.04.2015	2,3	21,8	8,9	11,55
16.04.2015	7	15,5	7,7	2,183
17.04.2015	5,9	10,5	3,4	4,567
18.04.2015	5,3	9,4	2	3,55
19.04.2015	2,3	13,9	0,1	13,083
20.04.2015	2,5	17,6	3,6	12,533
21.04.2015	0,9	19,8	3,2	13,65
22.04.2015	4,2	11,3	3,2	2,767
23.04.2015	0,6	16,2	1,4	12,717
24.04.2015	1,1	19,7	4,6	12,033
25.04.2015	6	21,7	9	6,733
26.04.2015	6,1	19,5	11,8	4,017
27.04.2015	5,6	22,5	7,1	6,633
28.04.2015	7,2	7,2	1,7	0,35
29.04.2015	4,1	13,7	1,6	11,667
30.04.2015	6,3	16,8	6,3	7,483
01.05.2015	5,9	13,4	4,7	6,717

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
02.05.2015	3	14,3	3,2	11,05
03.05.2015	5,6	18,9	4,5	8,583
04.05.2015	5,8	22,3	12,1	7,633
05.05.2015	7,5	22,4	14,2	1,283
06.05.2015	5,1	19,8	11,6	5,8
07.05.2015	2,6	16,8	8,1	11,283
08.05.2015	5,8	20,3	6,9	9,183
09.05.2015	7	20	11,5	5,217
10.05.2015	4,1	15,7	6,9	9,8
11.05.2015	5,1	20,8	4,3	13,367
12.05.2015	6,6	24,8	11,1	10,317
13.05.2015	3	17,9	7,8	12,783
14.05.2015	5,1	13	5,4	4,65
15.05.2015	2,2	18	2,7	14,967
16.05.2015	5,5	18,5	5,5	10,133
17.05.2015	5,9	14,9	7,5	4,217
18.05.2015	4,9	21,6	6,2	10,967
19.05.2015	6,5	21	12,5	7,85
20.05.2015	7,7	15,2	9,5	0,167
21.05.2015	5,3	16,6	7,4	6,117
22.05.2015	3,4	18,6	5,8	13
23.05.2015	6	19,9	6,6	3,217
24.05.2015	5,5	18,8	10,3	6,2
25.05.2015	6,1	18,9	9,4	2,983
26.05.2015	7,2	14,9	9,5	2
27.05.2015	7,1	12,1	7,4	0,35
28.05.2015	5,3	20,3	6,5	11,183
29.05.2015	6,3	20,4	9,7	7,95
30.05.2015	6,3	17,8	7,9	5,683
31.05.2015	4,9	22,4	5,9	11,617
01.06.2015	6,7	19,3	9,6	0,5
02.06.2015	4,5	25,5	9,3	11,7

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T_{am} [°C]	Min T_{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
03.06.2015	3,5	27,7	12,6	10,85
04.06.2015	1,6	21,8	10,1	13,833
05.06.2015	0,2	27,9	11,4	15,65
06.06.2015	2,5	32,1	18,3	14,667
07.06.2015	6,5	19,7	12,5	0,483
08.06.2015	6,5	20	9,4	5,183
09.06.2015	8	11,3	8,8	0
10.06.2015	4,8	20,3	10,4	11,55
11.06.2015	4,8	21,5	10,1	7,833
12.06.2015	2,8	26,1	12,4	12,05
13.06.2015	5,7	29,6	16,3	6,6
14.06.2015	4	24,3	15,2	13,683
15.06.2015	5,9	19,4	9,9	4,117
16.06.2015	4,4	17,2	7,2	7,933
17.06.2015	4,3	19	7,3	12,35
18.06.2015	8	17,6	11,9	0,033
19.06.2015	7,3	16	9,4	2,05
20.06.2015	7,2	14,6	9,7	2,283
21.06.2015	7,1	17,1	10,5	1,717
22.06.2015	7,3	19,1	11	1,533
23.06.2015	6	15,4	9,5	5,067
24.06.2015	5,9	15	9,5	1,15
25.06.2015	4,1	21,7	8,5	12,217
26.06.2015	7	23,9	11,4	4,2
27.06.2015	7,4	21,9	15,4	1,4
28.06.2015	5,2	21,2	12	7,833
29.06.2015	5,3	25,1	13	6,267
30.06.2015	4,8	26,4	15,2	10,517
01.07.2015	0,9	27,7	13,6	15,617
02.07.2015	0,5	30,2	17,4	15,667
03.07.2015	0,7	33,3	20	14,983
04.07.2015	2,4	35,6	20,6	14,033

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
05.07.2015	4,9	36,4	22,1	11,667
06.07.2015	4,5	25,2	16,3	6,95
07.07.2015	2,4	33,5	14,1	14,217
08.07.2015	6,5	23,1	17,1	5,1
09.07.2015	5,5	19,7	11,5	5,267
10.07.2015	4,1	18,9	9,1	8,283
11.07.2015	2,7	23,9	8,5	11,283
12.07.2015	6	27,7	11,9	6,15
13.07.2015	7,8	21	14	0,767
14.07.2015	7,3	23,1	15,7	1,7
15.07.2015	5,5	23,5	15,9	8,167
16.07.2015	3,4	28	15	11,2
17.07.2015	3,3	34,2	15,8	12,483
18.07.2015	5,2	30,7	18,7	7,1
19.07.2015	6	30,7	16,5	5,733
20.07.2015	3,9	26,1	14,6	8,933
21.07.2015	4	31	18,7	9,517
22.07.2015	4,5	33,9	17,7	12,4
23.07.2015	6,7	24,7	17,3	5,617
24.07.2015	5,1	27,5	15,5	9,533
25.07.2015	4,6	27,6	15,5	5,9
26.07.2015	4,5	21,4	13,8	9,25
27.07.2015	6,8	21,8	13,7	2,333
28.07.2015	6,7	22,3	14,1	5,733
29.07.2015	5,3	21	11,1	4,267
30.07.2015	2,4	20,9	11,2	10,583
31.07.2015	3	20	10,2	9,3
01.08.2015	6,2	26	9,7	7,45
02.08.2015	5,3	28,8	17,3	6,217
03.08.2015	1,4	30,6	14,6	13,967
04.08.2015	2,5	33,2	17,5	12,35
05.08.2015	4,4	26,3	16,6	8,283

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
06.08.2015	3,5	35,4	15,8	13,967
07.08.2015	2,4	37,4	19,6	13,783
08.08.2015	1,7	34,2	21,1	12,933
09.08.2015	2,5	29,8	17,6	10,317
10.08.2015	2,3	35	18,4	12,7
11.08.2015	1,5	33,9	19,9	12,867
12.08.2015	3,5	30,7	18,1	9,1
13.08.2015	2,8	31,5	17,7	9,117
14.08.2015	4,2	35,3	20,4	11,667
15.08.2015	4,3	28,1	18,7	8,8
16.08.2015	7,1	23,3	16,8	0,267
17.08.2015	7,7	22,2	15,5	0,017
18.08.2015	8	15,6	13,8	0
19.08.2015	8	15,8	14,4	0
20.08.2015	6,8	22,8	13,2	6,733
21.08.2015	2,3	24,5	11,2	12,633
22.08.2015	1,1	24,6	10,7	10,433
23.08.2015	2,7	24,6	10,3	11,433
24.08.2015	5,8	26,3	16	7,7
25.08.2015	6	20,2	13	4,9
26.08.2015	3,5	25,7	12	13,15
27.08.2015	6	29,1	16,5	10,583
28.08.2015	7,6	20,5	14,6	0
29.08.2015	4,1	25,2	14	8,867
30.08.2015	1,9	33,2	16,4	11,95
31.08.2015	2,5	34,1	18,8	12,05
01.09.2015	3,8	31	14,4	9,217
02.09.2015	4,9	19,5	12,9	7,15
03.09.2015	6,5	19,6	11,2	2,183
04.09.2015	4	18,5	9,9	5,633
05.09.2015	5,2	17,6	9,1	5,45
06.09.2015	6,8	15,2	9,8	0,683

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
07.09.2015	6	16	9,3	2,283
08.09.2015	5,1	17,3	8,1	7,367
09.09.2015	3,6	17,4	7,7	9,65
10.09.2015	5,2	17,5	8,2	4,65
11.09.2015	3,8	17,7	6,2	3,2
12.09.2015	2,8	21,2	11,6	11,9
13.09.2015	5	24	15	10,8
14.09.2015	5,2	19,5	14,2	3,45
15.09.2015	6,7	18,7	13	1,567
16.09.2015	4,9	23,2	11,8	2,867
17.09.2015	3,8	28,3	12,4	8,833
18.09.2015	5	20	11,7	7,95
19.09.2015	4	21,2	11,1	8,683
20.09.2015	6,4	15,2	10,5	3,117
21.09.2015	6,3	15,1	9,9	0,5
22.09.2015	6,3	18,2	9,4	4,733
23.09.2015	6,7	15,6	9,3	0,3
24.09.2015	3,4	17,9	7,6	8,483
25.09.2015	5,5	17,4	8,3	7,667
26.09.2015	6,5	16,1	9	2,017
27.09.2015	4,5	15,1	6,4	5,367
28.09.2015	2,3	16,1	5,7	9,117
29.09.2015	3,8	15	4,5	4,717
30.09.2015	3,4	14,1	3,5	5,133
01.10.2015	1,3	15,5	1,8	11,033
02.10.2015	1,1	18	1,6	11,15
03.10.2015	3,5	19,3	9,5	8,95
04.10.2015	5,9	19,5	10,5	7,3
05.10.2015	3,2	20	10,1	9,25
06.10.2015	6,3	18,7	11,8	0,95
07.10.2015	8	16	13,7	0
08.10.2015	8	14,1	7,2	0

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T_{am} [°C]	Min T_{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
09.10.2015	7,3	11	3,4	0,35
10.10.2015	3,7	10,7	1,6	7,567
11.10.2015	0,4	8,9	-1,4	10,383
12.10.2015	1,6	8,3	-3,1	10,033
13.10.2015	8	4,2	2	0
14.10.2015	8	4,3	1	0
15.10.2015	8	7,9	2,5	0
16.10.2015	8	8,1	6,3	0
17.10.2015	7,7	8,6	5,8	0,1
18.10.2015	7,8	9,6	5,6	0
19.10.2015	5,9	9,7	2,2	1,05
20.10.2015	7,5	8,4	2,3	0
21.10.2015	8	9	7,2	0
22.10.2015	7,3	12,1	5,4	1,05
23.10.2015	4,9	12,6	4,8	2,85
24.10.2015	3	14,1	0,4	7,833
25.10.2015	7,5	12,7	7,4	0,6
26.10.2015	4,9	13,7	5,9	6,483
27.10.2015	3,7	13,7	6,3	5,433
28.10.2015	1,9	12	6	8,5
29.10.2015	5,4	11,1	4	5,367
30.10.2015	7,2	10,3	7,2	0,65
31.10.2015	1	16,3	7,2	8,967
01.11.2015	2,5	14,8	7,5	9,283
02.11.2015	2	13,4	3,2	9,1
03.11.2015	0,3	12,4	2,4	8,833
04.11.2015	4,3	11,9	1,4	4,483
05.11.2015	4,7	16	6,7	3,433
06.11.2015	6	15,6	6,7	1,4
07.11.2015	7,5	16,9	11,3	0,15
08.11.2015	4,8	17,2	6,7	6,367
09.11.2015	7,5	17,1	9,4	0,75

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
10.11.2015	7,8	16	13,6	0,183
11.11.2015	7,4	15,2	10,2	0,45
12.11.2015	7,3	13	8,8	0
13.11.2015	7,4	14,8	8,4	4,783
14.11.2015	5,5	8,7	5,2	2,65
15.11.2015	8	12,2	6,4	0
16.11.2015	7,5	12,7	8,8	0,65
17.11.2015	7,6	14,5	9,5	0,633
18.11.2015	6	15,6	9	1,117
19.11.2015	7,4	13,4	7,5	1,5
20.11.2015	7,5	8,8	3,6	0
21.11.2015	5,9	5,8	1,8	2,417
22.11.2015	6	2,7	-1,7	1,517
23.11.2015	6,9	0,7	-1,9	0,117
24.11.2015	2,2	3,9	-2,9	7,683
25.11.2015	7,5	3,8	0,3	0,35
26.11.2015	7,3	4,3	1,7	0
27.11.2015	4,3	5,3	-1,9	2,783
28.11.2015	3,5	3,2	-3,4	1,65
29.11.2015	7,3	10,6	2,3	0
30.11.2015	7,5	10,2	3,3	1,017
01.12.2015	7,1	10,1	4,5	0,25
02.12.2015	7,4	10,4	4,7	0
03.12.2015	4,2	9,8	2,2	5,15
04.12.2015	5,2	10	3,3	0,7
05.12.2015	4,7	11,1	0,5	4,65
06.12.2015	3,5	12	5,8	6,917
07.12.2015	7,5	11,6	7,1	0
08.12.2015	1,9	11	2,6	7,45
09.12.2015	6,6	6,8	1,4	0
10.12.2015	2,2	7,5	0,5	7,55
11.12.2015	5,8	6,9	-0,4	1,1

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
12.12.2015	6	7,4	1,8	5,567
13.12.2015	7,2	10,2	0,7	0,033
14.12.2015	5,1	5,4	-2,1	2,783
15.12.2015	7,3	7,6	2,6	0,017
16.12.2015	5,2	8,4	3,5	5,483
17.12.2015	7,4	12,4	6,5	0,017
18.12.2015	6,7	10,9	6,4	0,05
19.12.2015	4,8	12,3	6,5	2,5
20.12.2015	3,4	9,6	5,8	7,267
21.12.2015	6,5	10,2	6	0,55
22.12.2015	6,5	12,6	9,3	0
23.12.2015	3,6	12,5	6,4	2,333
24.12.2015	4,8	11,6	1,5	6,417
25.12.2015	7,1	12	7,7	0
26.12.2015	5,1	14,9	9,9	3,233
27.12.2015	6,3	13,4	8,4	3,45
28.12.2015	7,8	11,1	4,6	0
29.12.2015	4,5	6,7	2,8	3,85
30.12.2015	2,5	4,3	-0,2	6,35
31.12.2015	4,1	1,1	-2,2	6,017
01.01.2016	6,7	1,7	-2,3	0
02.01.2016	7,8	0,7	-6	0,033
03.01.2016	7,8	-3,1	-6,4	0
04.01.2016	7,4	-3,5	-5,3	0,25
05.01.2016	8	-1,7	-5	0
06.01.2016	8	-2,5	-4,9	0
07.01.2016	6,8	1,9	-4,9	3,5
08.01.2016	2,4	5,9	0,1	6,7
09.01.2016	3,9	4	-3,6	2,017
10.01.2016	5,8	6	-1,2	1,25
11.01.2016	7,8	5,1	2,7	0
12.01.2016	7,3	5,7	3	0,117

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
13.01.2016	6,6	4,4	-1,7	0
14.01.2016	6,3	4,5	-1,6	4,25
15.01.2016	7,4	2,8	-1,6	3,017
16.01.2016	7,8	-0,1	-1,9	0,6
17.01.2016	7,9	-1,1	-3,6	0
18.01.2016	4,4	-0,9	-10,5	3,033
19.01.2016	2,8	-3,7	-11,9	8,017
20.01.2016	7,9	-1,7	-6,3	0
21.01.2016	5,5	-3,1	-10,5	2,483
22.01.2016	0,2	-3,2	-13,1	8,333
23.01.2016	7,7	3,4	-5,7	0
24.01.2016	7,3	5,1	2	0,867
25.01.2016	7,4	9,5	2,9	0
26.01.2016	6,2	11,5	3,2	0
27.01.2016	7,5	13	9,1	0
28.01.2016	6,5	13	1,4	2,533
29.01.2016	5,3	9,2	-0,1	2,65
30.01.2016	7,4	9,1	4,4	0
31.01.2016	6,6	5,6	0,7	3,4
01.02.2016	7,5	12,1	5	0
02.02.2016	7,5	13,1	6,1	0,2
03.02.2016	4,9	6,7	2	1,65
04.02.2016	7,7	4	1,6	0,05
05.02.2016	7,5	7,2	1,1	0,6
06.02.2016	4,2	11	2,5	6,383
07.02.2016	5,3	7,9	3,9	4,417
08.02.2016	6,4	11,6	4,7	1,1
09.02.2016	5,7	10,4	5,9	2,483
10.02.2016	7,5	7,7	2,4	2,267
11.02.2016	5,3	5,3	1,3	2,7
12.02.2016	4	5,9	-0,6	4,533
13.02.2016	4,6	5,7	-2	3,7

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
14.02.2016	7,5	9,6	3,3	0
15.02.2016	7,2	6,9	1	2,267
16.02.2016	7,3	1,3	-2,1	0
17.02.2016	5,8	1	-3,9	1,05
18.02.2016	5,5	7,2	-1	6,217
19.02.2016	7	4,3	-1,7	2,133
20.02.2016	6,7	6,7	-0,5	0,567
21.02.2016	7,8	12,3	6,6	0
22.02.2016	7,5	11,7	0,7	0,183
23.02.2016	7,3	4,4	0,3	0,3
24.02.2016	4,3	5,1	-2,1	5,467
25.02.2016	4,4	3,8	-2,9	4,95
26.02.2016	4,3	3,3	-3	1,833
27.02.2016	5,1	5,8	-3,9	8,4
28.02.2016	6	5,7	-4,6	3,617
29.02.2016	8	2,6	-1	0
01.03.2016	6,3	-0,8	-2,9	0
02.03.2016	7,8	6,9	-1,3	1,2
03.03.2016	6,8	6,4	0	0,867
04.03.2016	4,5	8,4	-2,5	8,917
05.03.2016	7,6	9,5	2,4	6,067
06.03.2016	6,3	6,2	0,6	0,2
07.03.2016	5	6,3	-0,4	2,95
08.03.2016	7,1	5,7	-1,6	2,217
09.03.2016	4,1	6,9	-3,4	7,75
10.03.2016	7,8	6,8	2,2	0
11.03.2016	7,8	6,1	2,4	0,383
12.03.2016	8	3,5	1,6	0
13.03.2016	8	2,4	-0,3	0
14.03.2016	5,9	5,8	-2,9	6,7
15.03.2016	7,9	4,2	0,1	0,233
16.03.2016	3,3	8,5	0,6	7,583

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
17.03.2016	0,2	12,4	-0,8	11,317
18.03.2016	4,3	7,8	-0,5	5,967
19.03.2016	6,8	7,6	3,4	0,683
20.03.2016	8	6,1	3	0
21.03.2016	7,5	7,9	2,1	0,1
22.03.2016	7,5	8,1	3,4	1,583
23.03.2016	7,8	7,3	3,6	0,783
24.03.2016	6,5	7,7	1,8	3,167
25.03.2016	8	8,5	2,1	0
26.03.2016	5,3	11,3	1,8	4,3
27.03.2016	6,1	16,5	0,6	8,583
28.03.2016	5,4	15,4	4,5	7,283
29.03.2016	5	10,8	4,6	6,55
30.03.2016	7,4	13	5,3	0,45
31.03.2016	7,7	9,8	3	0
01.04.2016	5,4	10,2	0,2	4,067
02.04.2016	1,9	15,2	0,6	11,183
03.04.2016	4,5	19,7	8,4	9,333
04.04.2016	4,6	19	6,9	4,067
05.04.2016	5	23,3	8,2	8,983
06.04.2016	4	15,4	7,2	6,933
07.04.2016	5,5	13,2	7,5	3,6
08.04.2016	6,8	12,8	6,4	5,117
09.04.2016	6,3	12,3	2,3	2,15
10.04.2016	8	8	5,1	0,017
11.04.2016	7,9	10,9	5,2	0
12.04.2016	5,7	16,9	8,6	7,167
13.04.2016	6,2	17,4	7,8	6,833
14.04.2016	6,1	11,9	5,3	1,883
15.04.2016	5,8	14	3,6	0,9
16.04.2016	6,5	14,2	7,5	2,083
17.04.2016	7,8	9,2	5,6	0

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
18.04.2016	3,8	12,4	4	9,083
19.04.2016	5,6	11,7	4,3	1,617
20.04.2016	4	11,3	3	6,217
21.04.2016	0	15,2	1,2	13,483
22.04.2016	3,2	12,4	2,9	12,567
23.04.2016	6,8	8,6	0,8	0,967
24.04.2016	5,1	6,9	0,1	5,05
25.04.2016	4,6	8,9	0,2	7,117
26.04.2016	5,7	7,8	1,8	4,867
27.04.2016	5,3	8,1	2,1	3,85
28.04.2016	4,1	10,3	1,8	8,617
29.04.2016	1,7	14	-0,5	11,483
30.04.2016	4,3	18,1	3,2	13,667
01.05.2016	5,6	16,9	5,5	6,25
02.05.2016	3,5	16,4	4,9	7,133
03.05.2016	4,6	18,1	4,1	8,733
04.05.2016	7,7	8,6	6,3	0
05.05.2016	3	17,5	4,4	7,833
06.05.2016	1,1	22,7	7,3	13,733
07.05.2016	0,8	22,7	10,6	13,133
08.05.2016	1,7	21,8	9,7	13,033
09.05.2016	1,3	22,1	9,8	13,733
10.05.2016	1,3	23,7	10	13,517
11.05.2016	2,4	22,5	11,7	9,9
12.05.2016	4,3	23,2	9,1	9,183
13.05.2016	5,4	21,6	9,3	6,95
14.05.2016	4,8	12,9	5,6	7,7
15.05.2016	5,1	10,9	3,9	4,867
16.05.2016	6,3	11,5	4,8	6,317
17.05.2016	7,6	11,3	6,4	0,3
18.05.2016	6,8	18,2	7,7	3,1
19.05.2016	6,5	20,6	9,3	7,567

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
20.05.2016	5	21	10,5	9,067
21.05.2016	6,3	22,9	12,4	5,5
22.05.2016	5	28,2	14,1	13,283
23.05.2016	6,7	22,3	13,3	4,85
24.05.2016	7,8	18,4	11,1	0,317
25.05.2016	8	15	10,7	0,067
26.05.2016	5,3	20,4	11,4	7,233
27.05.2016	6,9	22,5	11,3	5,033
28.05.2016	6,2	24,3	12,3	7
29.05.2016	4,9	26,5	15,8	10,1
30.05.2016	3,8	25,4	15,1	9,717
31.05.2016	5,1	24,2	14,1	7,55
01.06.2016	6,9	22,1	13,5	2,433
02.06.2016	6,5	23,3	13,4	6,967
03.06.2016	6,8	21,5	14,5	2,867
04.06.2016	4,3	24,8	12,6	9,633
05.06.2016	3,7	26,3	13,3	11,4
06.06.2016	1,4	23,6	12,8	13,983
07.06.2016	3,6	24,4	10,9	14,75
08.06.2016	2,7	25,6	11,9	12,817
09.06.2016	5,5	20	12,5	4,017
10.06.2016	4,6	20,6	11,9	8,417
11.06.2016	7,2	19,9	12,7	2,8
12.06.2016	6,8	21,8	11,6	4,8
13.06.2016	7,4	20,5	12,6	2,033
14.06.2016	6,1	22,3	12,4	6,333
15.06.2016	5,8	20,6	12,6	2,35
16.06.2016	5,3	21,4	11,4	7,05
17.06.2016	6,9	18,9	13,4	2,017
18.06.2016	3,8	21,2	12,4	10,983
19.06.2016	5,4	22,1	11,3	9,067
20.06.2016	4,9	21,8	11,7	8,167

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
21.06.2016	5,8	23,4	15,7	4,6
22.06.2016	4,7	26,4	15,2	7,167
23.06.2016	0,3	30,9	15,8	16,017
24.06.2016	0,3	33	17,9	15,867
25.06.2016	4,6	28,4	18,4	5,733
26.06.2016	5,7	22,3	14,3	8,733
27.06.2016	5,1	22,6	14,3	6,933
28.06.2016	5,5	22,2	13,8	4,567
29.06.2016	5,9	25,8	14,9	9,733
30.06.2016	5,2	24,3	14,9	4,433
01.07.2016	3,4	27,7	16,1	13,833
02.07.2016	6,1	26	12,2	2,933
03.07.2016	3,7	20	11	8,5
04.07.2016	2,5	22,4	9,5	12,383
05.07.2016	5,3	26,2	13,5	7,05
06.07.2016	5	20,4	11,3	5,75
07.07.2016	4,2	21,5	10,7	11,283
08.07.2016	7,2	26,8	12,6	3,967
09.07.2016	5	23,7	14,2	7,6
10.07.2016	5,6	29,5	14,5	13,667
11.07.2016	5,7	31,5	18,6	8,933
12.07.2016	7,3	24,7	17,5	3,15
13.07.2016	6,5	23,5	14,1	6,117
14.07.2016	7,8	14,9	12,5	0
15.07.2016	7,5	17,3	11,9	0,583
16.07.2016	4,2	23,9	10,3	10,05
17.07.2016	6,8	24,3	16,7	2,233
18.07.2016	5,7	22,7	15,4	3,55
19.07.2016	4,2	26,1	15,5	7,183
20.07.2016	1,4	27,1	14,1	14,167
21.07.2016	6,3	24,8	17,1	1,55
22.07.2016	3	28,2	16	12,55

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
23.07.2016	6,5	27,9	15,6	10,183
24.07.2016	5,5	24,9	17,3	4,05
25.07.2016	3,9	28,4	16,8	8,617
26.07.2016	6,3	24,6	18,2	5,067
27.07.2016	6,4	26,6	16,8	1,317
28.07.2016	5,5	25,7	16	6,683
29.07.2016	6,3	25,6	18	5,783
30.07.2016	4,9	26,3	17	8,25
31.07.2016	7	24,8	14,9	1,717
01.08.2016	5	22	12,9	6,333
02.08.2016	6,2	21	11,2	1,467
03.08.2016	7,3	21,9	14,6	0
04.08.2016	6,6	27,7	16,7	4,8
05.08.2016	7,7	18,9	13,8	0,233
06.08.2016	6	21,9	14,5	5,967
07.08.2016	3,6	25	12,4	11,55
08.08.2016	3,5	28,1	16,6	10,517
09.08.2016	6,9	19,9	13,6	1,933
10.08.2016	6,2	14,9	9,1	3,15
11.08.2016	4,4	18,3	7,2	7,183
12.08.2016	7,9	18,1	11,1	0
13.08.2016	5,3	26,2	16,6	8,633
14.08.2016	4,8	22,2	13,6	5,017
15.08.2016	4,3	21,1	11,8	7,2
16.08.2016	4,8	20,5	9,4	7,25
17.08.2016	4,9	19	10,1	7,317
18.08.2016	1,1	23,1	7,5	13,417
19.08.2016	2	27,1	10,6	12,267
20.08.2016	6,5	27,3	14,9	4,6
21.08.2016	5	22,8	14,6	5,55
22.08.2016	4,8	22,5	12,1	5,733
23.08.2016	5,5	24,9	15	5,367

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
24.08.2016	0,5	26,8	14,3	13,517
25.08.2016	0	27,8	16,1	13,6
26.08.2016	0	29,7	18,8	13,45
27.08.2016	0	31,1	17,3	13,417
28.08.2016	3,1	32,3	15,7	11,6
29.08.2016	5,8	25,8	16,6	5,133
30.08.2016	2,3	21,5	11,8	12,767
31.08.2016	0	25	9,4	13,133
01.09.2016	2,6	26	11,4	8,667
02.09.2016	3,8	25,6	13,5	10,683
03.09.2016	5,3	26,6	15,4	9,833
04.09.2016	6,1	24,3	15,2	3,233
05.09.2016	7,1	19	13,8	1,333
06.09.2016	4,8	19,7	12,5	6,067
07.09.2016	1,7	25,6	10,4	12,333
08.09.2016	0,8	27,9	16,2	12,333
09.09.2016	1,2	26,6	15,6	10,817
10.09.2016	1,6	27,6	14,8	10,383
11.09.2016	3,4	29,1	17,8	8,7
12.09.2016	1	30,5	15,7	11,833
13.09.2016	0,5	29,8	16,4	10,733
14.09.2016	0,5	27,6	17,1	11,217
15.09.2016	0,5	26,1	14,3	12,05
16.09.2016	4,6	26,4	15,2	10,067
17.09.2016	8	19,6	15,2	0
18.09.2016	7,9	15,5	11,1	0
19.09.2016	6,5	17,8	11	3,75
20.09.2016	6,5	16	8,6	3,617
21.09.2016	5,8	17,4	9,2	1,467
22.09.2016	2,8	18,3	5,9	9,3
23.09.2016	3,7	20,6	8,6	4,683
24.09.2016	2,8	20,5	9,5	7,533

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
25.09.2016	4,3	21,5	8,7	9,85
26.09.2016	3,2	20,4	7,9	8,15
27.09.2016	2,1	20	9,3	6,6
28.09.2016	5,2	21,5	10,5	5,017
29.09.2016	3,9	26,2	15,3	8,4
30.09.2016	6,4	21,2	12,8	1,2
01.10.2016	7,1	22,1	11,1	1,933
02.10.2016	4,2	19,2	9,3	4,733
03.10.2016	6,1	12,6	7,8	0
04.10.2016	5,2	13,9	6,5	4,267
05.10.2016	6	10,1	3,4	1,217
06.10.2016	8	8,9	7,1	0
07.10.2016	7,3	11,5	7	1,067
08.10.2016	7,6	9,9	6,3	0,35
09.10.2016	7,8	8,2	6,8	0
10.10.2016	7,7	9,5	6,1	0
11.10.2016	6,9	8,7	1,2	0,017
12.10.2016	8	7,5	5,4	0
13.10.2016	7,8	7,9	5,5	0
14.10.2016	7,3	10,4	3,3	0
15.10.2016	7,7	14,5	9,2	0,433
16.10.2016	5,1	16,9	8,4	2,6
17.10.2016	6,1	14	7,8	7,433
18.10.2016	7,3	13,4	9,1	0,517
19.10.2016	6,9	11,6	7,6	1,417
20.10.2016	7,3	10,4	6,4	1,217
21.10.2016	7,3	8,9	4,7	0,133
22.10.2016	7,1	8,1	3,3	1,3
23.10.2016	5,2	11,5	1,5	3,633
24.10.2016	7,8	11,4	7,3	0,217
25.10.2016	8	10,3	7,5	0
26.10.2016	7,7	8,9	6	0

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
27.10.2016	7,3	10,7	4,4	1,1
28.10.2016	7,3	11,7	8,9	0
29.10.2016	7,3	10,8	8	0,183
30.10.2016	4,1	9,9	2,6	3,183
31.10.2016	6,8	10,6	1,1	1,033
01.11.2016	7,3	13,2	6,2	2,933
02.11.2016	6,6	8,4	2,7	1,5
03.11.2016	6	5,9	1,3	2,6
04.11.2016	7,8	7,8	2,2	0
05.11.2016	8	7,7	5	0,117
06.11.2016	7,3	6,8	2,8	0,033
07.11.2016	8	4,4	2,3	0
08.11.2016	6,7	4,7	-0,8	1,183
09.11.2016	3,4	5,3	-1,1	5,95
10.11.2016	8	2,4	-0,2	0
11.11.2016	7,4	1,8	-1,3	0
12.11.2016	6,8	-0,1	-3,6	0
13.11.2016	1,1	3,4	-5,4	8,35
14.11.2016	1,4	5,2	-5,9	8,45
15.11.2016	7,6	5,2	-2	0
16.11.2016	7,6	10,1	5	0,15
17.11.2016	7,3	12,8	8,4	0,817
18.11.2016	7,2	16,4	6,9	2,467
19.11.2016	7,3	7,9	2,8	0
20.11.2016	6,8	9,2	2,5	6,617
21.11.2016	5,6	12,3	7,4	6,367
22.11.2016	5,9	11,8	8,6	1,067
23.11.2016	5,3	12,3	6,3	7,117
24.11.2016	7,9	6,9	4,1	0
25.11.2016	5,5	5,8	0,8	6,833
26.11.2016	7,9	2	-0,4	0
27.11.2016	5,8	5	-0,3	0,967

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
28.11.2016	2,2	1,4	-3,6	2,45
29.11.2016	0,3	0,3	-5,7	7,833
30.11.2016	7,2	2,4	-5,9	0
01.12.2016	8	5,9	1,5	0
02.12.2016	3,4	6	-1,1	5,283
03.12.2016	4	2	-3,4	5,633
04.12.2016	4,8	3	-5	6,55
05.12.2016	1,2	1,6	-6	7,5
06.12.2016	6,2	1,6	-6,5	0,017
07.12.2016	5,8	4,5	-2,6	3,55
08.12.2016	6,5	11,9	1,1	5,217
09.12.2016	7,1	9,1	5,5	0
10.12.2016	6,4	11,8	8,1	3,033
11.12.2016	7,9	8,6	5,1	0
12.12.2016	6,6	6,2	-1,9	0,333
13.12.2016	7,3	2,4	-2,6	0
14.12.2016	8	5,4	1,8	0
15.12.2016	6,1	2,2	-0,6	0
16.12.2016	2,6	2,5	-2,2	7,167
17.12.2016	4,4	3,2	-4,5	5,983
18.12.2016	8	3,4	1,7	0
19.12.2016	7,1	3,9	0,5	0,833
20.12.2016	4,1	1	-1,6	2,55
21.12.2016	2,9	2,3	-3,3	7,05
22.12.2016	5,5	2,4	-1,7	6,667
23.12.2016	4,5	4,8	-1,1	3,55
24.12.2016	6,3	6,4	0,1	0,65
25.12.2016	8	8,7	5,3	0
26.12.2016	6,3	10,8	3,3	0,267
27.12.2016	7,3	5,8	1,7	0,05
28.12.2016	8	5,8	3,3	0
29.12.2016	6,9	4,3	0,2	0,267

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
30.12.2016	1	4,5	-2,9	7,433
31.12.2016	0	3,1	-5,2	7,633
01.01.2017	0,5	2,1	-6,3	7,483
02.01.2017	7,5	0,5	-2,2	0
03.01.2017	8	2	-0,8	0
04.01.2017	7,6	2,9	-1,3	0
05.01.2017	5,7	-1,3	-9,7	0,8
06.01.2017	4,6	-7,4	-12,2	2,433
07.01.2017	7,5	-4,6	-10	0,133
08.01.2017	8	-2	-5,9	0
09.01.2017	8	-0,4	-2,4	0
10.01.2017	2,8	-0,8	-9,4	5,783
11.01.2017	4,4	3	-10,3	2,1
12.01.2017	7,3	3,7	2,1	0,067
13.01.2017	7,5	5,6	-0,1	0
14.01.2017	6,8	0,7	-1,6	0,3
15.01.2017	7,8	0,2	-2	0
16.01.2017	8	-2	-4,9	0
17.01.2017	7,9	-3	-4,4	0
18.01.2017	7,9	-4,1	-8,4	0
19.01.2017	4,7	-5,4	-11,5	4,95
20.01.2017	7,2	-0,6	-7,1	0
21.01.2017	2	0,6	-6,8	4,133
22.01.2017	0	1,5	-3,2	8,233
23.01.2017	3,3	-2,4	-8,1	6,283
24.01.2017	8	-3,5	-7,4	0
25.01.2017	8	-1,2	-3,5	0
26.01.2017	4,3	0,8	-1,9	3,917
27.01.2017	0,3	0,8	-3,2	8,433
28.01.2017	0	-2,2	-6,1	8,167
29.01.2017	1,2	1	-5,9	8,033
30.01.2017	6,9	-0,4	-6,1	2,85

Datum	Bedeckungsgrad [Achtel]	Max T _{am} [°C]	Min T _{am} [°C]	Sonnenscheindauer [h]
31.01.2017	7,8	-2,7	-4	0
01.02.2017	4,6	-0,7	-4,6	3,533
02.02.2017	4,5	0,9	-3,9	0,017
03.02.2017	7,2	3,8	0,2	0,15
04.02.2017	5,5	6,4	0,7	5,7
05.02.2017	7,7	5,3	1,2	0
06.02.2017	8	1,8	-2,3	0
07.02.2017	8	-0,9	-3	0
08.02.2017	7,8	-3	-5,2	0
09.02.2017	7,5	-3,6	-6,7	0,967
10.02.2017	6,6	1	-6,5	0,867
11.02.2017	8	2	-1,2	0
12.02.2017	5,3	2,2	-4,3	2,4
13.02.2017	0,2	4,7	-7,1	8,883
14.02.2017	0,3	8,5	-4,9	8,8
15.02.2017	0,3	12,1	-2	9
16.02.2017	1,7	11,6	-1,9	9,1
17.02.2017	7,3	8	4	2,5
18.02.2017	7,7	4,1	1,9	0
19.02.2017	6,1	6,9	0,5	5
20.02.2017	7,8	9,3	4,3	1,5
21.02.2017	6,5	9,9	4,2	0,1
22.02.2017	7,9	11,6	4,3	0
23.02.2017	7,2	11,6	5,7	0,017
24.02.2017	5,6	7,7	0,4	0,983
25.02.2017	6,1	7,5	0,1	6,267
26.02.2017	7,8	10,8	5,7	0,05
27.02.2017	4,6	14,1	7	6
28.02.2017	7,4	9,5	5,9	0,9

Mittlere monatliche Außenlufttemperaturen an der DWD-Wetterstation Dresden Klotzsche

Monat	Außenlufttemperatur T_{am}		
	Wert im Betrachtungszeitraum	Mittel Periode 1981-2010	Abweichung zum Mittelwert
Januar	-3,0 °C	0,1 °C	-3,1 K
Februar	2,7 °C	0,9 °C	1,8 K
März	4,4 °C	4,5 °C	-0,1 K
April	8,5 °C	9,0 °C	-0,5 K
Mai	14,7 °C	13,9 °C	0,8 K
Juni	18,2 °C	16,7 °C	1,5 K
Juli	19,5 °C	19,0 °C	0,5 K
August	18,4 °C	18,6 °C	-0,2 K
September	17,6 °C	14,3 °C	3,3 K
Oktober	8,8 °C	9,8 °C	-1,0 K
November	4,0 °C	4,5 °C	-0,5 K
Dezember	2,3 °C	3,5 °C	-1,2 K
Gesamtjahr	9,7 °C	9,4 °C	0,3 K

Tafel D.2

Mittlere monatliche Außenlufttemperaturen $T_{am,j}$ an der DWD-Wetterstation Dresden-Klotzsche für den Betrachtungszeitraum März 2016 bis Februar 2017 und die Periode 1981 bis 2010.

Monatssummen der Globalstrahlung am Standort des Freibewitterungsteststandes

Tafel D.3

Monatssumme der Globalstrahlung auf eine horizontale Ebene bezogen für den Standort des Freibewitterungsteststandes und unterschiedliche Betrachtungszeiträume (Datengrundlage: DWD/WESTE-SOLAR 2017).

Monat	Monatssumme Globalstrahlung [kWh/m ²]		
	Betrachtungszeitraum Mrz 16 bis Feb 17	1981-2010	2001-2016
Januar	27	25	24
Februar	35	41	40
März	67	75	81
April	118	115	123
Mai	158	152	155
Juni	163	155	163
Juli	158	158	164
August	146	136	139
September	109	90	195
Oktober	36	58	58
November	26	26	27
Dezember	21	19	19
Gesamt	1064	1051	1088

Monat	Monatssumme Globalstrahlung [kWh/m ²]			
	2013	2014	2015	2016
Januar	19	24	18	23
Februar	27	50	48	37
März	80	88	81	67
April	103	122	131	118
Mai	120	141	165	158
Juni	149	173	154	163
Juli	191	166	181	158
August	148	134	156	146
September	79	77	95	109
Oktober	61	62	56	36
November	22	28	29	26
Dezember	22	14	21	21
Gesamt	1020	1079	1135	1062

Tafel D.4

Monatssumme der Globalstrahlung auf eine horizontale Ebene bezogen für den Standort des Freibewitterungsteststandes für die Jahre 2013 bis 2016 (Datengrundlage: DWD/WESTESOLAR 2017).

Anhang E – Ergebnisse des Monitorings von Warm- und Kalfassade

Energieertrag	336
Integraler Modulwirkungsgrad	338
Performance Ratio	341
Maximaltemperaturen	343
Temperaturverteilung Kalfassade	346
Temperaturverteilung Warmfassade	348
Temperaturkoeffizient	349

Energieertrag

Tafel E.1

Gemittelter normierter monatlicher Energieertrag im Gleichstromkreis $Y_{A,Mittel}$ und Wechselstromkreis $Y_{f,Mittel}$ für die PV-Module in einer Kalt- und einer Warmfassade.

Monat	Mittlerer normierter Energieertrag [Wh/Wp]			
	Kaltfassade		Warmfassade	
	Gleichstrom (DC)	Wechselstrom (AC)	Gleichstrom (DC)	Wechselstrom (AC)
Sep 13	49,58	44,73	-	-
Okt 13	69,29	63,69	-	-
Nov 13	19,65	17,37	-	-
Dez 13	27,41	24,76	-	-
Jan 14	31,18	28,22	-	-
Feb 14	61,89	57,50	-	-
Mrz 14	72,60	66,43	-	-
Apr 14	79,34	72,96	-	-
Mai 14	60,56	54,62	-	-
Jun 14	69,74	63,14	-	-
Jul 14	66,96	60,50	-	-
Aug 14	69,94	63,02	-	-
Sep 14	57,17	51,48	-	-
Okt 14	78,81	72,22	-	-
Nov 14	33,05	30,00	-	-
Dez 14	12,44	10,55	-	-

Monat	Mittlerer normierter Energieertrag [Wh/Wp]			
	Kaltfassade		Warmfassade	
	Gleichstrom (DC)	Wechselstrom (AC)	Gleichstrom (DC)	Wechselstrom (AC)
Jan 15	22,68	20,13	-	-
Feb 15	69,42	63,69	-	-
Mrz 15	75,88	69,44	-	-
Apr 15	86,69	78,90	76,67	71,47
Mai 15	76,59	69,14	58,57	51,56
Jun 15	57,80	51,28	48,47	41,66
Jul 15	70,33	63,33	64,55	57,08
Aug 15	78,89	71,49	75,59	68,03
Sep 15	72,71	66,09	69,22	62,50
Okt 15	63,31	57,55	57,97	52,41
Nov 15	40,84	37,08	38,28	34,43
Dez 15	28,39	25,48	23,77	20,85
Jan 16	28,56	26,41	26,67	24,35
Feb 16	37,24	32,51	36,00	32,00
Mrz 16	54,72	49,24	51,21	45,61

Integraler Modulwirkungsgrad

Tafel E.2

Integraler Modulwirkungsgrad für die PV-Module in der Kaltfassade $\eta_{m,dt,VHF}$ sowie deren prozentuale Abweichung vom Modulwirkungsgrad nach Datenblatt unter STC und NOC.

Die Werte für die Monate Dezember und Januar sind aufgrund lokaler Teilverschattungen nur bedingt aussagkräftig. Um diese Unstetigkeit bereinigte Werte sind Anhang G zu entnehmen.

Monat	Integraler Modulwirkungsgrad [%]	Abweichung zu Modulwirkungsgrad [%]	
		Nach STC	Nach NOC
Sep 13	11,2	-10,7	-3,0
Okt 13	11,1	-11,2	-3,6
Nov 13	9,3	-25,9	-19,5
Dez 13	9,4	-24,9	-18,4
Jan 14	10,9	-12,9	-5,4
Feb 14	11,6	-7,4	0,5
Mrz 14	11,2	-10,8	-3,1
Apr 14	11,1	-11,3	-3,6
Mai 14	10,1	-19,0	-12,0
Jun 14	9,9	-20,8	-14,0
Jul 14	9,6	-23,1	-16,5
Aug 14	10,2	-18,6	-11,6
Sep 14	10,7	-14,6	-7,2
Okt 14	11,2	-10,3	-2,6
Nov 14	10,7	-14,2	-6,8
Dez 14	9,1	-26,9	-20,6
Jan 15	10,1	-19,1	-12,1

Monat	Integraler Modulwirkungsgrad [%]	Abweichung zu Modulwirkungsgrad [%]	
		Nach STC	Nach NOC
Feb 15	11,2	-10,6	-2,9
Mrz 15	11,0	-12,1	-4,5
Apr 15	10,5	-15,9	-8,7
Mai 15	9,8	-21,9	-15,1
Jun 15	9,3	-25,6	-19,2
Jul 15	9,4	-24,7	-18,2
Aug 15	9,9	-21,0	-14,2
Sep 15	10,8	-13,8	-6,4
Okt 15	10,7	-14,0	-6,6
Nov 15	10,5	-16,3	-9,1
Dez 15	9,0	-28,4	-22,2
Jan 16	10,2	-18,6	-11,6
Feb 16	10,6	-15,5	-8,2
Mrz 16	10,6	-14,8	-7,5

Tafel E.3

Integraler Modulwirkungsgrad für die PV-Module in der Warmfassade $\eta_{m,dt,PR}$ sowie deren prozentuale Abweichung vom Modulwirkungsgrad nach Datenblatt unter STC und NOC.

Die Werte für die Monate Dezember und Januar sind aufgrund lokaler Teilverschattungen nur bedingt aussagkräftig. Um diese Unstetigkeit bereinigte Werte sind Anhang G zu entnehmen.

Monat	Integraler Modulwirkungsgrad [%]	Abweichung zu Modulwirkungsgrad [%]	
		Nach STC	Nach NOC
Apr 15	8,64	-22,2	-17,7
Mai 15	8,24	-25,9	-21,5
Jun 15	8,15	-26,6	-22,3
Jul 15	8,31	-25,2	-20,8
Aug 15	8,45	-23,9	-19,4
Sep 15	8,89	-19,9	-15,2
Okt 15	8,76	-21,1	-16,5
Nov 15	8,88	-20,1	-15,4
Dez 15	6,66	-40,0	-36,5
Jan 16	8,44	-24,0	-19,5
Feb 16	9,05	-18,5	-13,7
Mrz 16	8,85	-20,3	-15,6

Performance Ratio

Monat	Kaltfassade		Warmfassade	
	Performance Ratio [%]	Abweichung zu $f_{\text{perf}} = 0,75$ [%]	Performance Ratio [%]	Abweichung zu $f_{\text{perf}} = 0,70$ [%]
Sep 13	80,6	7,4	-	-
Okt 13	81,6	8,8	-	-
Nov 13	65,5	-12,6	-	-
Dez 13	67,9	-9,5	-	-
Jan 14	78,8	5,1	-	-
Feb 14	86,0	14,7	-	-
Mrz 14	81,6	8,8	-	-
Apr 14	81,6	8,8	-	-
Mai 14	73,1	-2,6	-	-
Jun 14	71,7	-4,4	-	-
Jul 14	70,1	-6,5	-	-
Aug 14	73,3	-2,3	-	-
Sep 14	76,9	2,6	-	-
Okt 14	82,2	9,6	-	-
Nov 14	77,9	3,8	-	-
Dez 14	62,1	-17,3	-	-
Jan 15	71,8	-4,2	-	-

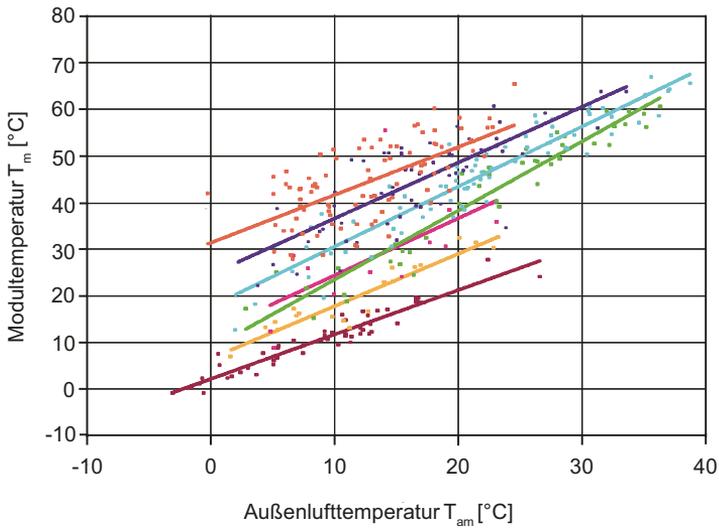
Tafel E.4

Monatliche Performance Ratio PR für die PV-Module in einer Kalt- und einer Warmfassade sowie deren prozentuale Abweichung von dem jeweiligen Systemleistungsfaktor f_{perf} nach DIN V 15599-9, Tabelle 5 beziehungsweise E DIN EN 15316-4-3, Tafel 4.

Die Werte für die Monate Dezember und Januar sind aufgrund lokaler Teilver-schattungen tendenziell zu gering und deshalb nur bedingt aussagkräftig. Um diese Unstetigkeit bereinigte Werte sind Anhang G zu entnehmen.

Monat	Kaltfassade		Warmfassade	
	Performance Ratio [%]	Abweichung zu $f_{\text{perf}} = 0,75$ [%]	Performance Ratio [%]	Abweichung zu $f_{\text{perf}} = 0,70$ [%]
Feb 15	82,1	9,4	-	-
Mrz 15	80,4	7,2	-	-
Apr 15	76,5	2,0	70,1	0,1
Mai 15	70,5	-5,9	65,5	-6,5
Jun 15	66,0	-12,0	62,8	-10,2
Jul 15	67,7	-9,8	66,1	-5,6
Aug 15	71,6	-4,5	68,1	-2,7
Sep 15	78,4	4,6	72,5	3,5
Okt 15	78,1	4,2	71,3	1,9
Nov 15	76,0	1,3	71,9	2,7
Dez 15	64,3	-14,3	52,5	-25,0
Jan 16	75,3	0,4	67,1	-4,1
Feb 16	74,0	-1,3	72,3	3,4
Mrz 16	76,6	2,2	71,3	1,9

Maximaltemperaturen



- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $0 < G_i < 200 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $201 < G_i < 400 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $401 < G_i < 500 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $501 < G_i < 600 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $601 < G_i < 700 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $701 < G_i < 800 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $G_i > 800 \text{ W/m}^2$ [°C]

Bild E.1

Datenpunkte und Trendlinien der täglichen Maximaltemperaturen der PV-Module in der Kaltfassade $T_{m,max,VHF}$ in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_i und der Außenlufttemperatur T_{am} .

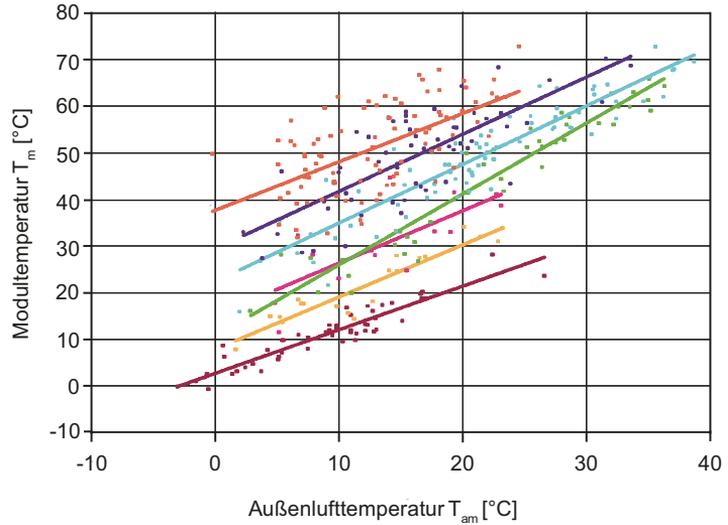
Gleichung	$y = a + b \cdot x$		
	Einstrahlung [W/m ²]	a [°C]	b [-]
0-200	2,06 ± 0,46	0,95 ± 0,04	0,91
201-400	6,46 ± 1,29	1,12 ± 0,09	0,89
401-500	12,02 ± 6,15	1,23 ± 0,41	0,43
501-600	8,58 ± 1,64	1,48 ± 0,07	0,92
601-700	17,62 ± 1,28	1,29 ± 0,06	0,88
701-800	24,54 ± 2,11	1,20 ± 0,12	0,64
über 800	31,31 ± 1,77	1,03 ± 0,13	0,43

Tafel E.5

Parameter der Trendlinien für die Messpunkte.

Bild E.2

Datenpunkte und Trendlinien der täglichen Maximaltemperaturen der PV-Module in der Warmfassade $T_{m,max,PR}$ in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_l und der Außenlufttemperatur T_{am} .

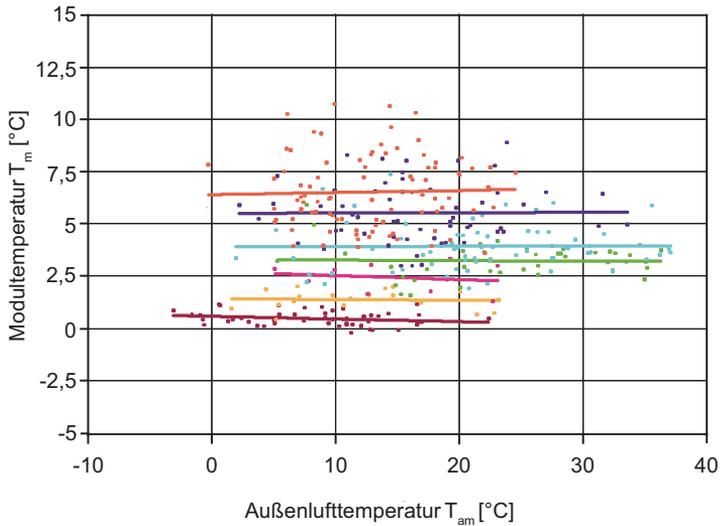


- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $0 < G_l < 200 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $201 < G_l < 400 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $401 < G_l < 500 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $501 < G_l < 600 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $601 < G_l < 700 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $701 < G_l < 800 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $G_l > 800 \text{ W/m}^2$ [°C]

Tafel E.6

Parameter der Trendlinien für die Messpunkte.

Einstrahlung [W/m²]	y = a + b·x		
	a [°C]	b [-]	R²
0-200	2,68 ± 0,53	0,94 ± 0,05	0,88
201-400	7,89 ± 1,34	1,12 ± 0,1	0,88
401-500	15,10 ± 4,34	1,13 ± 0,29	0,55
501-600	10,76 ± 1,73	1,52 ± 0,07	0,92
601-700	22,42 ± 1,56	1,26 ± 0,07	0,83
701-800	29,46 ± 2,34	1,23 ± 0,13	0,60
über 800	37,71 ± 2,11	1,04 ± 0,15	0,35



- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $0 < G_i < 200 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $201 < G_i < 400 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $401 < G_i < 500 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $501 < G_i < 600 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $601 < G_i < 700 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $701 < G_i < 800 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $G_i > 800 \text{ W/m}^2$ [°C]

Bild E.3

Datenpunkte und Trendlinien der Differenz der täglichen Maximaltemperaturen der PV-Module in der Warm- und Kaltfassade in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_i und der Außenlufttemperatur T_{am} .

Gleichung	$y = a + b \cdot x$			
	Einstrahlung [W/m ²]	a [°C]	b [-]	R ²
0-200	0,58 ± 0,08	-0,01 ± 0,01	0,05	
201-400	1,43 ± 0,22	-0,00 ± 0,02	0,00	
401-500	2,72 ± 0,61	-0,02 ± 0,04	0,03	
501-600	3,29 ± 0,41	-0,00 ± 0,02	0,00	
601-700	3,91 ± 0,38	0,00 ± 0,02	0,00	
701-800	5,51 ± 0,51	0,00 ± 0,03	0,00	
über 800	6,41 ± 0,49	0,01 ± 0,04	0,00	

Tafel E.7

Parameter der Trendlinie für die Messpunkte.

Temperaturverteilung Kaltfassade

Bild E.4

Differenz der täglichen Maximaltemperaturen des Hinterlüftungsraumes hinter dem oberen und dem unteren PV-Modul ($T_{H,oben} - T_{H,unten}$).

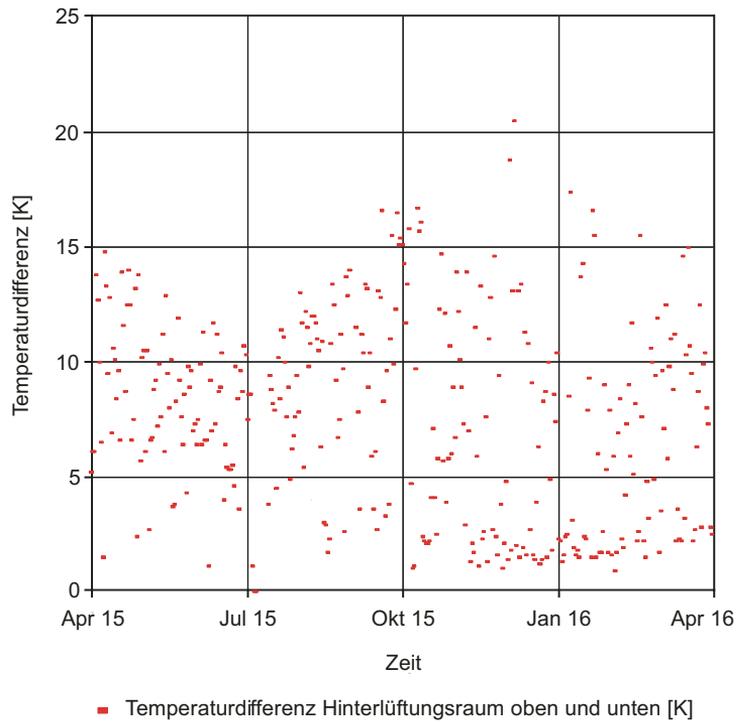
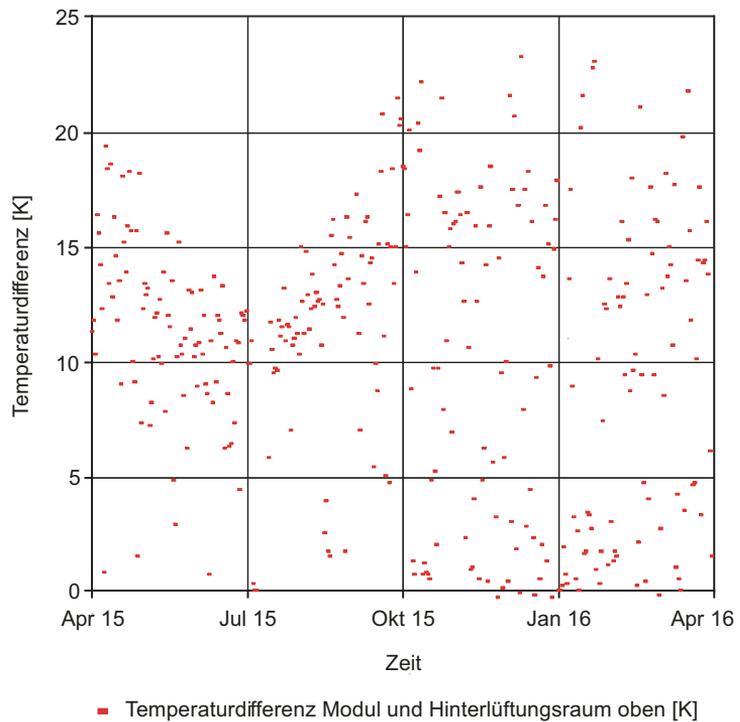


Bild E.5

Differenz der täglichen Maximaltemperaturen zwischen dem oberen PV-Modul und der Temperatur des Hinterlüftungsraumes hinter dem oberen PV-Modul ($T_{m,oben} - T_{H,oben}$).



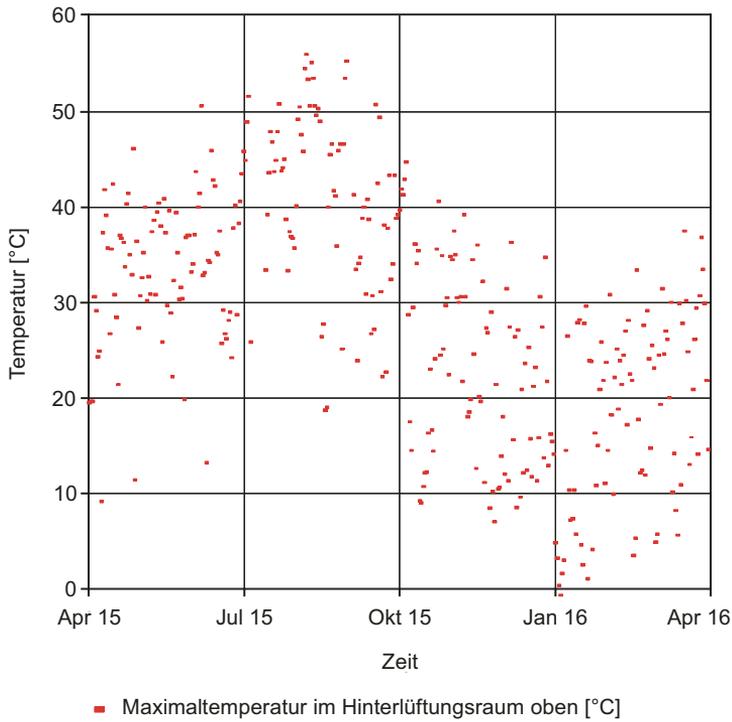


Bild E.6
Tägliche Maximaltemperaturen im Hinterlüftungsraum hinter dem oberen PV-Modul.

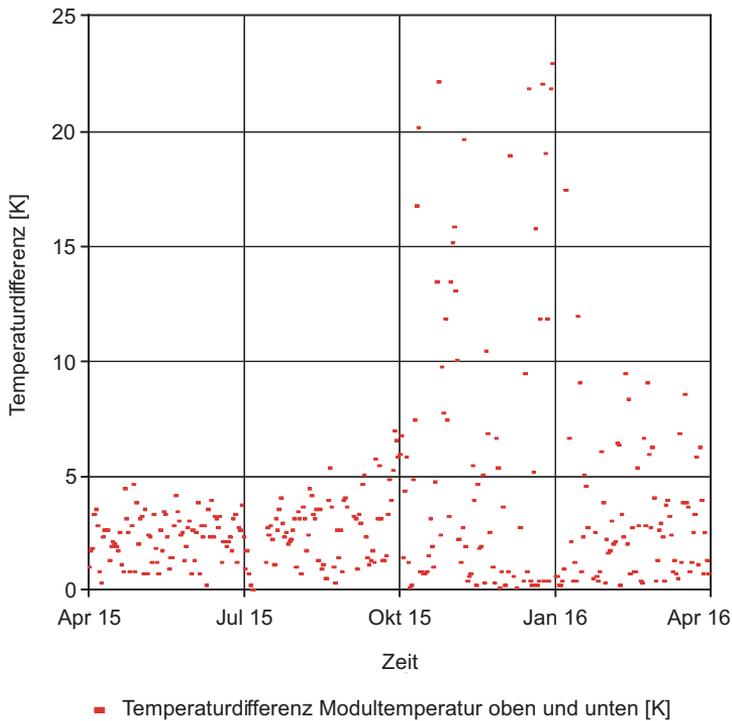


Bild E.7
Differenz der täglichen Maximaltemperaturen zwischen dem oberen PV-Modul und der unteren PV-Modul ($T_{m,oben} - T_{m,unten}$).

Temperaturverteilung Warmfassade

Bild E.8

Differenz der täglichen Maximaltemperaturen zwischen dem oberen PV-Modul und der unteren PV-Modul ($T_{m,oben} - T_{m,unten}$).

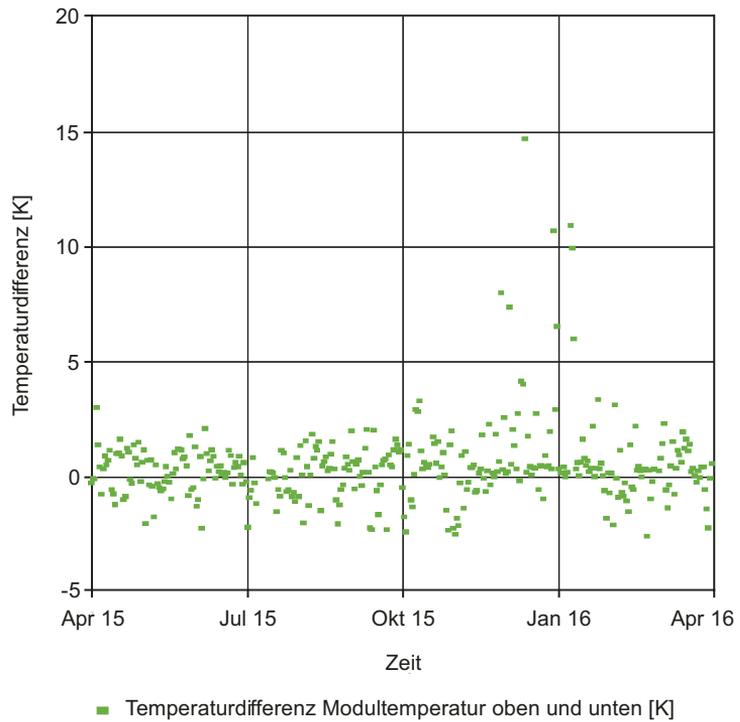
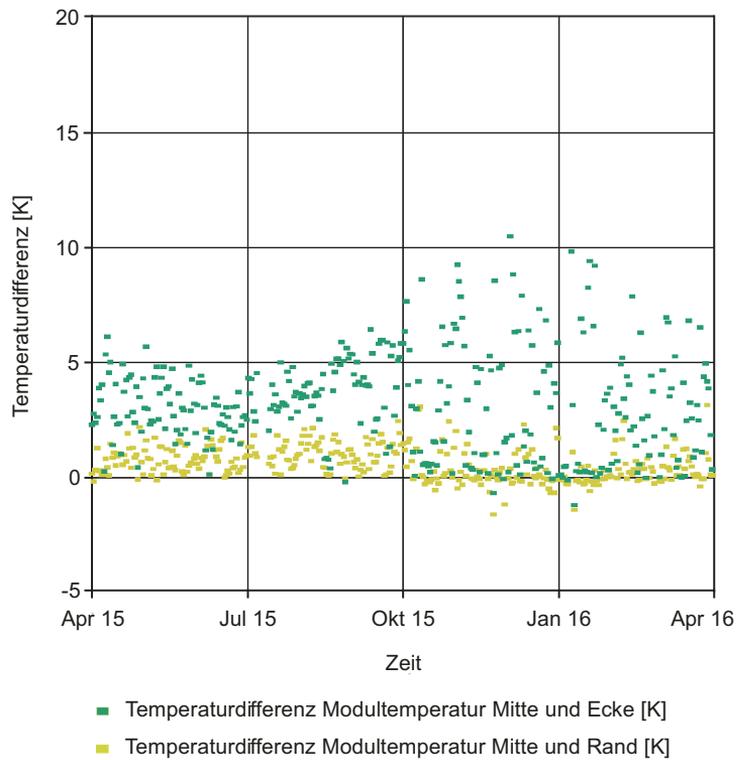


Bild E.9

Differenz der täglichen Maximaltemperaturen im PV-Modul zwischen Mitte und Ecke des Fassadenabschlusses sowie Mitte und Modulrand zu angrenzendem Paneel.



Temperaturkoeffizient

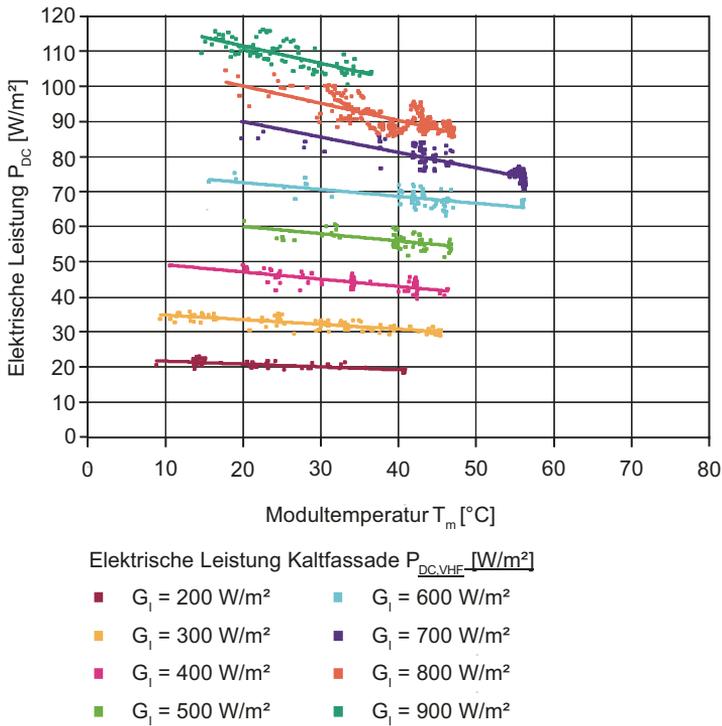


Bild E.10

Datenpunkte und Trendlinien der Modulleistung P_{DC} und Modultemperatur T_m für die PV-Module der Kaltfassade bei unterschiedlicher Einstrahlung in Modulebene G_i , gemessen mit einem Si-Sensor.

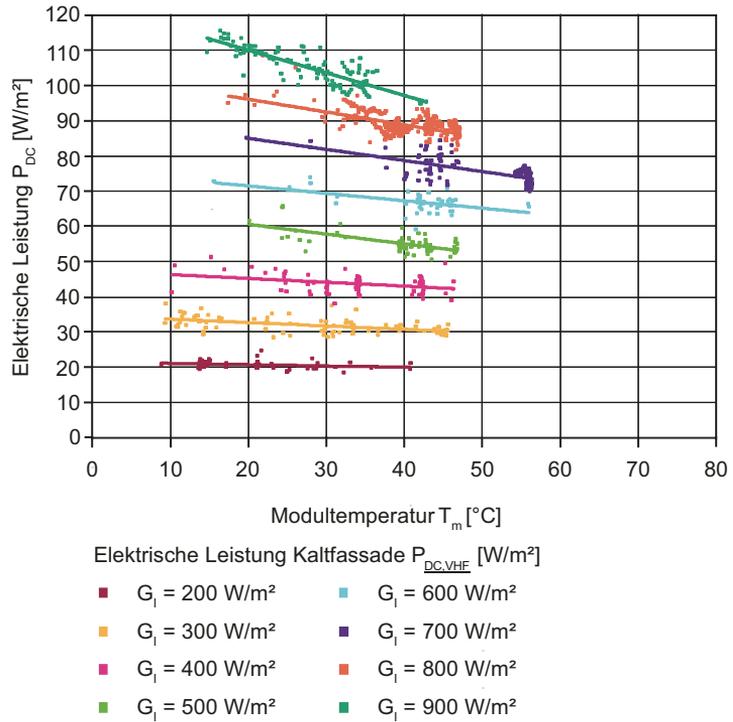
Gleichung	$y = a + b \cdot x$		
	Einstrahlung [W/m^2]	a [$^{\circ}C$]	b [-]
200	22,46 ± 0,31	-0,08 ± 0,01	0,39
300	36,16 ± 0,32	-0,13 ± 0,01	0,64
400	51,18 ± 0,85	-0,21 ± 0,02	0,49
500	64,19 ± 1,51	-0,21 ± 0,04	0,32
600	76,49 ± 1,28	-0,20 ± 0,03	0,39
700	98,66 ± 0,87	-0,44 ± 0,02	0,77
800	109,93 ± 0,95	-0,49 ± 0,02	0,55
900	121,36 ± 1,21	-0,49 ± 0,05	0,55

Tafel E.8

Parameter der Trendlinien für die Messpunkte. Parameter b entspricht dem Temperaturkoeffizient TK_p .

Bild E.11

Datenpunkte und Trendlinien der Modulleistung P_{DC} und Modultemperatur T_m für die PV-Module der Kaltfassade bei unterschiedlicher Einstrahlung in Modulebene G_i , gemessen mit einem Pyranometer.



Tafel E.9

Parameter der Trendlinien für die Messpunkte. Parameter b entspricht dem Temperaturkoeffizient TK_P .

Gleichung	$y = a + b \cdot x$			
	Einstrahlung [W/m ²]	a [°C]	b [-]	R^2
200	21,30 ± 0,45	-0,03 ± 0,02	0,05	
300	34,54 ± 0,52	-0,10 ± 0,02	0,28	
400	47,37 ± 1,18	-0,11 ± 0,03	0,12	
500	66,07 ± 1,86	-0,28 ± 0,05	0,40	
600	75,68 ± 2,08	-0,21 ± 0,05	0,29	
700	91,28 ± 1,27	-0,31 ± 0,02	0,45	
800	103,34 ± 0,94	-0,36 ± 0,02	0,36	
900	122,94 ± 1,18	-0,64 ± 0,04	0,69	

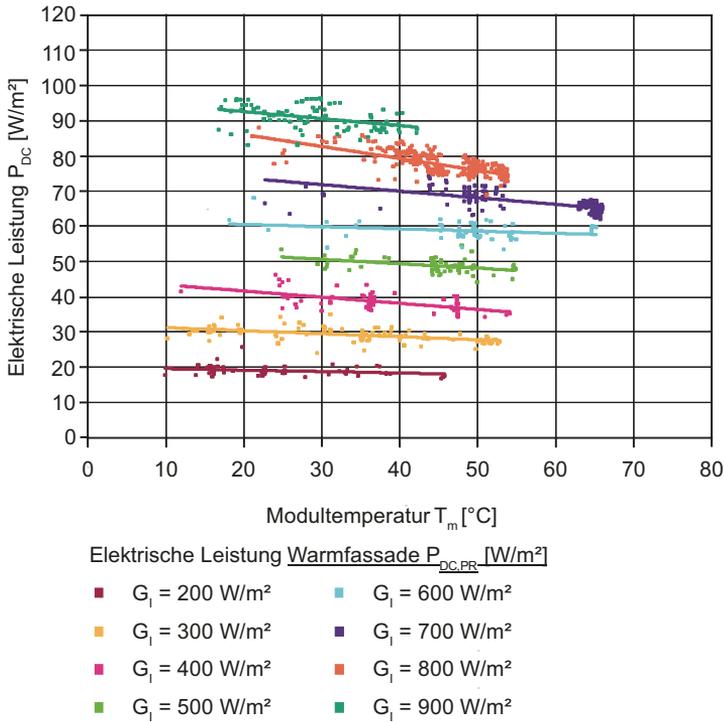


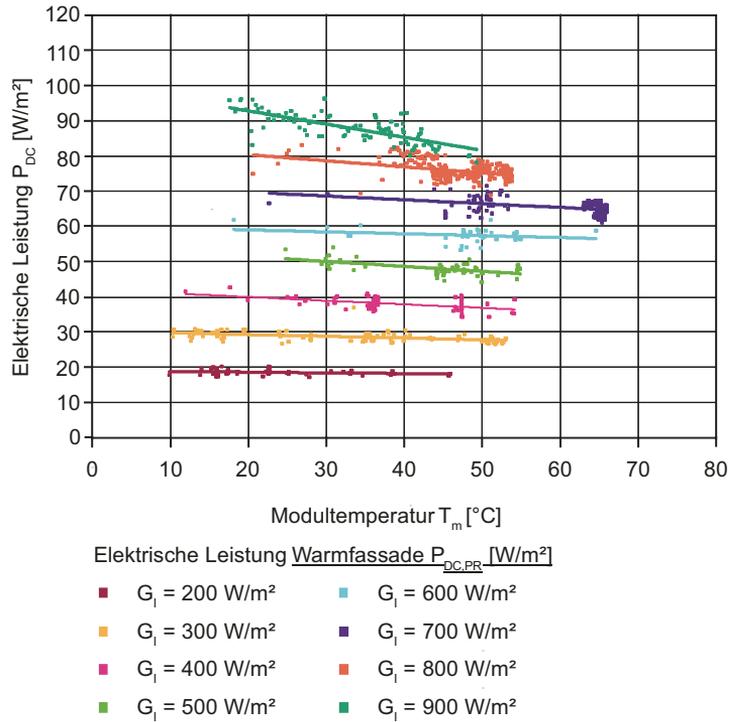
Bild E.12
 Datenpunkte und Trendlinien der Modulleistung P_{DC} und Modultemperatur T_m für die PV-Module der Warmfassade bei unterschiedlicher Einstrahlung in Modulebene G_i , gemessen mit einem Si-Sensor.

Gleichung	$y = a + b \cdot x$			
	Einstrahlung [W/m ²]	a [°C]	b [-]	R ²
200	19,88 ± 0,51	-0,04 ± 0,02	0,07	
300	31,98 ± 0,50	-0,09 ± 0,01	0,28	
400	45,02 ± 1,15	-0,17 ± 0,03	0,32	
500	54,34 ± 1,51	-0,13 ± 0,03	0,19	
600	61,72 ± 1,38	-0,06 ± 0,03	0,07	
700	77,42 ± 0,91	-0,19 ± 0,02	0,43	
800	92,84 ± 0,89	-0,34 ± 0,02	0,47	
900	96,54 ± 1,46	-0,20 ± 0,05	0,16	

Tafel E.10
 Parameter der Trendlinien für die Messpunkte. Parameter b entspricht dem Temperaturkoeffizient TK_p .

Bild E.13

Datenpunkte und Trendlinien der Modulleistung P_{DC} und Modultemperatur T_m für die PV-Module der Warmfassade bei unterschiedlicher Einstrahlung in Modulebene G_i , gemessen mit einem Pyranometer.



Tafel E.11

Parameter der Trendlinien für die Messpunkte. Parameter b entspricht dem Temperaturkoeffizient TK_p .

Gleichung	$y = a + b \cdot x$		
	Einstrahlung [W/m ²]	a [°C]	b [-]
200	18,87 ± 0,32	-0,02 ± 0,01	0,04
300	30,18 ± 0,38	-0,05 ± 0,01	0,20
400	41,93 ± 0,87	-0,10 ± 0,02	0,23
500	54,15 ± 1,25	-0,14 ± 0,03	0,33
600	60,04 ± 1,66	-0,05 ± 0,03	0,06
700	71,87 ± 0,96	-0,11 ± 0,02	0,19
800	83,78 ± 0,96	-0,17 ± 0,02	0,15
900	100,26 ± 1,16	-0,37 ± 0,03	0,56

Anhang F – Ergebnisse der Warmfassade mit PCM

Temperaturverteilung	354
Maximaltemperaturen	355

Temperaturverteilung

Bild F.1

Differenz der täglichen Maximaltemperaturen zwischen dem oberen PV-Modul und der unteren PV-Modul ($T_{m,oben} - T_{m,unten}$).

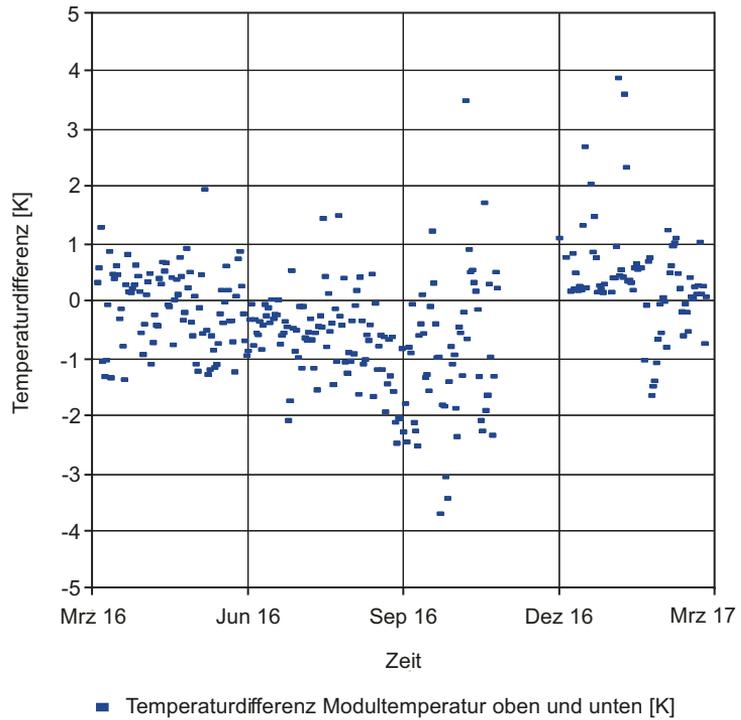
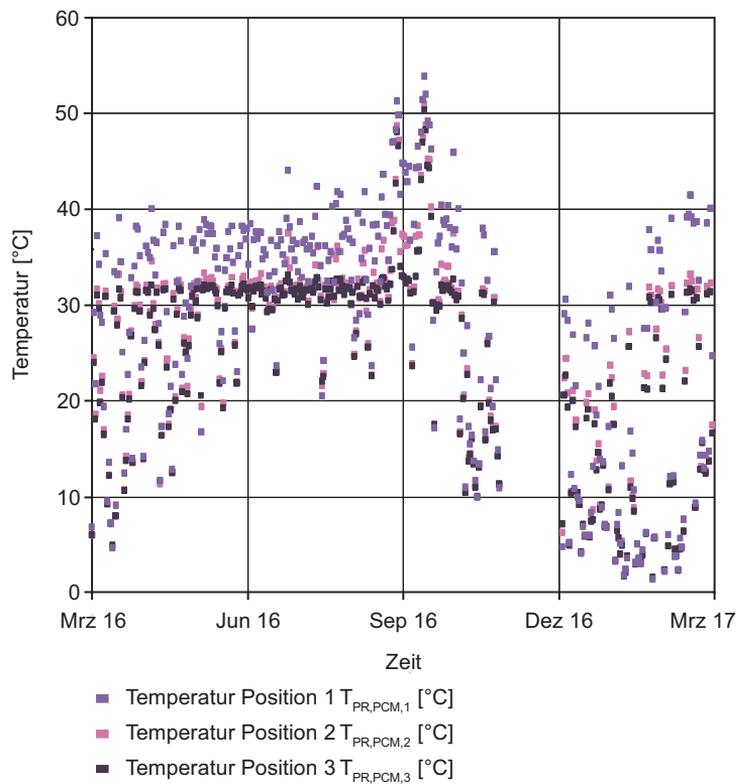
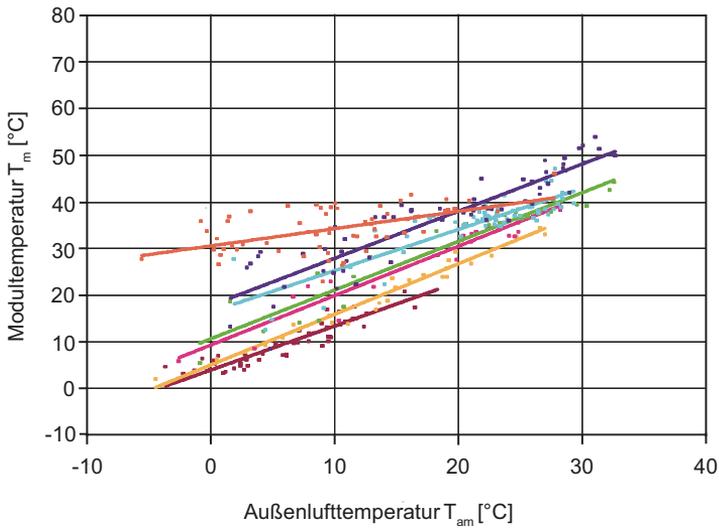


Bild F.2

Tägliche Maximaltemperaturen an den Positionen 1 bis 3.



Maximaltemperaturen



- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $0 < G_i < 200 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $201 < G_i < 400 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $401 < G_i < 500 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $501 < G_i < 600 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $601 < G_i < 700 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $701 < G_i < 800 \text{ W/m}^2$ [°C]
- Maximaltemperatur im PV-Modul bei $G_i > 800 \text{ W/m}^2$ [°C]

Bild F.3

Datenpunkte und Trendlinien der täglichen Maximaltemperaturen der PV-Module in der Warmfassade mit PCM $T_{m,max,PR,PCM}$ in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_i und der Außenlufttemperatur T_{am} .

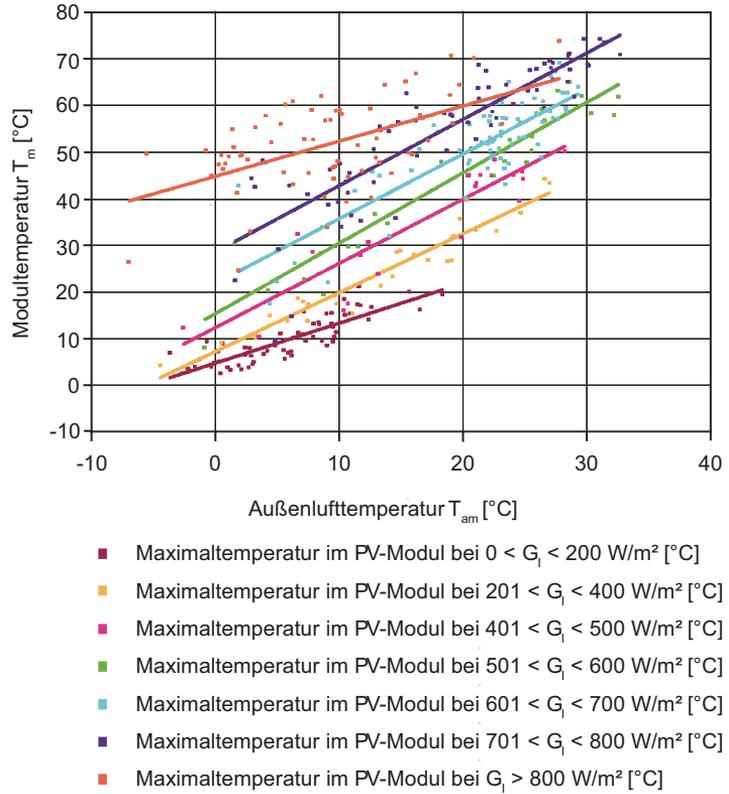
Gleichung	$y = a + b \cdot x$		
	Einstrahlung [W/m ²]	a [°C]	b [-]
0-200	3,80 ± 0,41	0,94 ± 0,05	0,86
201-400	4,89 ± 0,70	1,09 ± 0,04	0,96
401-500	9,18 ± 1,38	1,06 ± 0,07	0,91
501-600	10,49 ± 1,23	1,05 ± 0,06	0,93
601-700	16,28 ± 1,52	0,88 ± 0,07	0,73
701-800	17,65 ± 1,22	1,01 ± 0,06	0,82
über 800	30,43 ± 0,91	0,37 ± 0,08	0,29

Tafel F.1

Parameter der Trendlinien für die Messpunkte.

Bild F.4

Datenpunkte und Trendlinien der täglichen Maximaltemperaturen der PV-Module in der Warmfassade ohne PCM $T_{m,max,PR}$ in Abhängigkeit der Einstrahlung in Modulebene G_l und der Außenlufttemperatur T_{am} .



Tafel F.2

Parameter der Trendlinien für die Messpunkte.

Einstrahlung [W/m²]	y = a + b · x		
	a [°C]	b [-]	R²
0-200	4,69 ± 0,47	0,86 ± 0,06	0,75
201-400	7,17 ± 0,95	1,26 ± 0,06	0,93
401-500	12,32 ± 2,73	1,38 ± 0,15	0,80
501-600	15,32 ± 1,95	1,51 ± 0,09	0,91
601-700	21,78 ± 2,65	1,39 ± 0,12	0,68
701-800	28,53 ± 2,06	1,42 ± 0,10	0,75
über 800	44,78 ± 1,75	0,75 ± 0,14	0,30

Anhang G – Vergleichende Betrachtung der BIPV-Systeme

Energieertrag 358

Temperaturkoeffizient 362

Energieertrag

Tafel G.1

Mittlerer normierter monatlicher Energieertrag der PV-Module in der Kaltfassade im Gleichstromkreis Y_A und Wechselstromkreis Y_f . Die Werte in den grau hinterlegten Zellen sind durch eine Reihe an Messausfällen stark verfälscht.

Monat	Mittlerer normierter Energieertrag der Kaltfassade		
	Gleichstromkreis $Y_{A,Mittel}$ [Wh/Wp]	Wechselstromkreis $Y_{f,Mittel}$ [Wh/Wp]	Abweichung AC zu DC [%]
Januar 2017	42,60	37,19	-12,69
Februar 2017	49,27	43,10	-12,54
März 2016	54,47	48,68	-10,62
April 2016	68,37	61,44	-10,13
Mai 2016	69,66	63,15	-9,35
Juni 2016	54,36	47,55	-12,53
Juli 2016	59,22	52,23	-11,80
August 2016	75,63	67,81	-10,34
September 2016	86,38	78,53	-9,09
Oktober 2016	28,96	24,68	-14,76
November 2016	33,79	29,25	-13,42
Dezember 2016	25,15	21,40	-14,88
Gesamtzeitraum ohne Juni 16	593,49	527,47	-11,24

Monat	Mittlerer normierter Energieertrag der Warmfassade ohne PCM		
	Gleichstromkreis $Y_{A,Mittel}$ [Wh/Wp]	Wechselstromkreis $Y_{f,Mittel}$ [Wh/Wp]	Abweichung AC zu DC [%]
Januar 2017	40,88	35,84	-12,32
Februar 2017	46,27	40,90	-11,62
März 2016	50,72	45,00	-11,28
April 2016	63,74	56,90	-10,73
Mai 2016	66,78	59,07	-11,54
Juni 2016	56,16	48,81	-13,09
Juli 2016	59,23	51,79	-12,56
August 2016	73,73	66,01	-10,46
September 2016	82,70	75,08	-9,21
Oktober 2016	28,37	23,81	-16,08
November 2016	32,43	28,08	-13,42
Dezember 2016	24,20	20,61	-14,82
Gesamtzeitraum	625,21	551,91	-11,72

Tafel G.2

Mittlerer normierter monatlicher Energieertrag der PV-Module in der Warmfassade ohne PCM im Gleichstromkreis Y_A und Wechselstromkreis Y_f . Die Werte in den grau hinterlegten Zellen sind durch eine Reihe an Messausfällen stark verfälscht.

Tafel G.3

Mittlerer normierter monatlicher Energieertrag der PV-Module in der Warmfassade mit PCM im Gleichstromkreis Y_A und Wechselstromkreis Y_f . Aufgrund von Messausfällen sind für den Monat November keine Werte vorhanden.

Monat	Mittlerer normierter Energieertrag der Warmfassade mit PCM		
	Gleichstromkreis $Y_{A,Mittel}$ [Wh/Wp]	Wechselstromkreis $Y_{f,Mittel}$ [Wh/Wp]	Abweichung AC zu DC [%]
Januar 2017	42,91	37,42	-12,80
Februar 2017	48,99	43,30	-11,61
März 2016	51,61	45,71	-11,43
April 2016	64,62	57,57	-10,91
Mai 2016	67,86	59,98	-11,61
Juni 2016	57,07	49,53	-13,22
Juli 2016	60,44	52,74	-12,74
August 2016	77,93	69,77	-10,46
September 2016	89,61	81,27	-9,31
Oktober 2016	29,76	25,02	-15,93
November 2016	-	-	-
Dezember 2016	25,18	21,33	-15,30
Gesamtzeitraum ohne November 16	615,98	543,64	-11,74

Monat	Mittlerer normierter Energieertrag im Wechselstromkreis $Y_{f,Mittel}$ [Wh/Wp]		
	Warmfassade mit PCM, Neigung 90 °	Aufdachanlage, Neigung 30 °]	Abweichung Fassade zu Dach [%]
Januar 2017	37,41	11,43	+ 227,30
Februar 2017	43,30	46,02	-5,91
März 2016	45,98	73,21	-37,20
April 2016	57,53	117,09	-50,87
Mai 2016	58,04	145,63	-60,15
Juni 2016	49,53	142,86	-65,33
Juli 2016	52,74	139,47	-62,18
August 2016	69,77	136,29	-48,81
September 2016	78,56	113,93	-31,04
Oktober 2016	18,56	39,10	-52,53
November 2016	18,56	34,75	-46,59
Dezember 2016	29,24	27,31	+7,06
Gesamtzeitraum ohne November 16	549,93	1027,09	-45,55

Tafel G.4

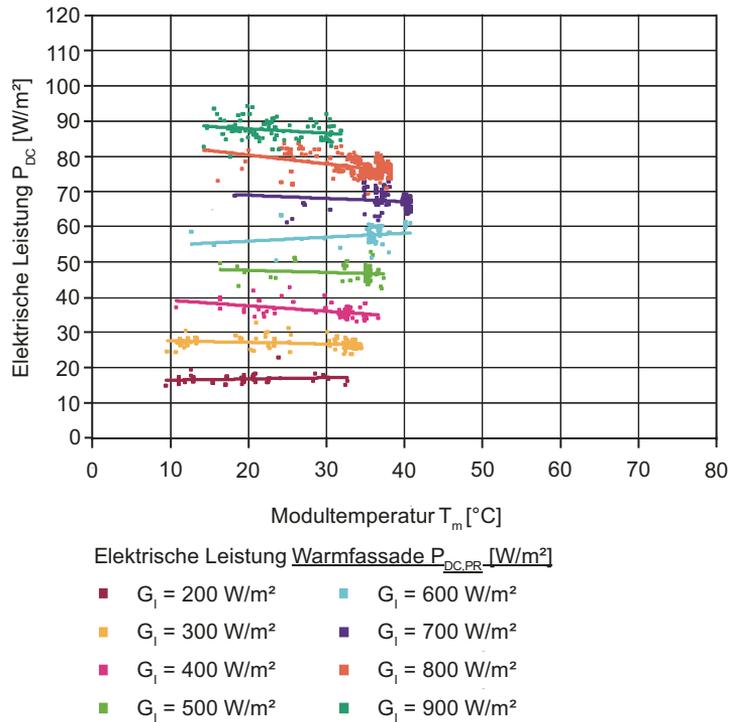
Mittlerer normierter monatlicher Energieertrag der PV-Module in der Warmfassade mit PCM und einer Aufdachanlage im Wechselstromkreis $Y_{f,Mittel}$. Der Wert für die Warmfassade im Dezember ist für eine bessere Vergleichbarkeit um lokale Verschattungen bereinigt.

Temperaturkoeffizient

Bild G.1

Datenpunkte und Trendlinien der Modulleistung P_{DC} und Modultemperatur T_m für die PV-Module der Kaltfassade bei unterschiedlicher Einstrahlung in Modulebene G_i , gemessen mit einem Si-Sensor.

Detaillierte Informationen zum Temperaturkoeffizienten der PV-Module in der Kaltfassade und in der Warmfassade ohne PCM sind bereits in Anhang E aufgelistet. An dieser Stelle werden demnach nur Informationen zum Temperaturkoeffizienten der PV-Module in der Warmfassade mit PCM aufgelistet.



Tafel G.5

Parameter der Trendlinien für die Messpunkte. Parameter b entspricht dem Temperaturkoeffizient TK_p .

Gleichung	$y = a + b \cdot x$		
	Einstrahlung [W/m ²]	a [°C]	b [-]
200	16,16 ± 0,59	0,03 ± 0,03	0,03
300	28,04 ± 0,50	-0,04 ± 0,02	0,06
400	40,65 ± 1,11	-0,15 ± 0,04	0,21
500	48,88 ± 1,87	-0,06 ± 0,06	0,02
600	53,68 ± 2,19	0,11 ± 0,06	0,05
700	70,81 ± 1,86	-0,09 ± 0,05	0,02
800	85,47 ± 1,08	-0,25 ± 0,03	0,18
900	90,34 ± 1,55	-0,13 ± 0,06	0,05

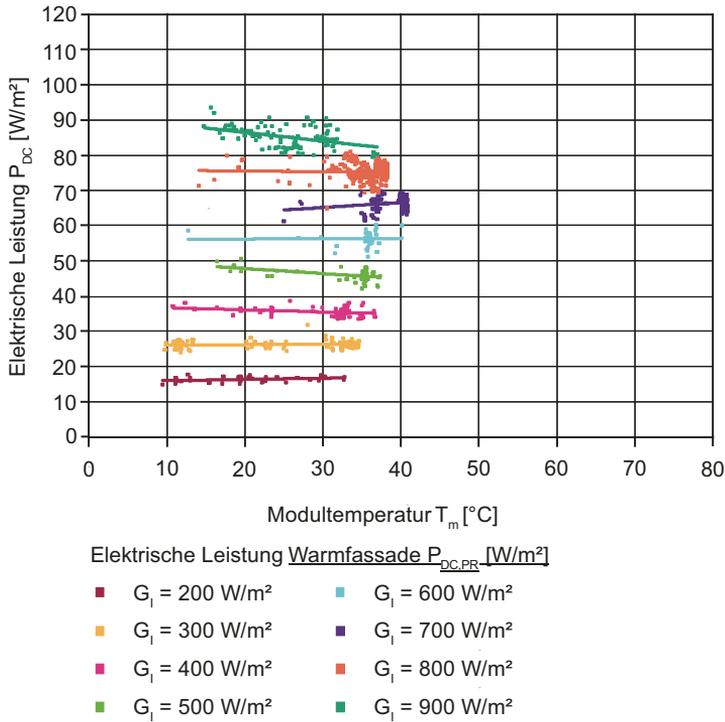


Bild G.2
 Datenpunkte und Trendlinien der Modulleistung P_{DC} und Modultemperatur T_m für die PV-Module der Kaltfassade bei unterschiedlicher Einstrahlung in Modulebene G_i , gemessen mit einem Pyranometer.

Gleichung	$y = a + b \cdot x$		
	Einstrahlung [W/m ²]	a [°C]	b [-]
200	15,66 ± 0,34	0,04 ± 0,02	0,10
300	26,16 ± 0,36	0,01 ± 0,01	0,00
400	37,31 ± 0,74	-0,06 ± 0,02	0,08
500	50,67 ± 1,25	-0,14 ± 0,04	0,22
600	55,93 ± 2,81	0,01 ± 0,08	0,00
700	60,95 ± 2,17	0,14 ± 0,06	0,03
800	75,97 ± 1,26	-0,02 ± 0,04	0,00
900	91,39 ± 1,43	-0,27 ± 0,05	0,18

Tafel G.6
 Parameter der Trendlinien für die Messpunkte. Parameter b entspricht dem Temperaturkoeffizient TK_p.

