

# Besonderheiten bei der Projektierung von Photovoltaik-Fassadenanlagen

von Burchard Decker,  
Bodo Grimmig, Detlef Mencke  
und Dirk Stellbogen

Dipl.-Phys. Burchard Decker ist Gruppenleiter, Dipl.-Ing. Bodo Grimmig ist wissenschaftlicher Mitarbeiter und Dipl.-Ing. Detlef Mencke ist freier Mitarbeiter der Gruppe Photovoltaik-Systeme am Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln/Emmerthal (ISFH), Emmerthal.

Dipl.-Phys. Dirk Stellbogen ist wissenschaftlicher Mitarbeiter des Fachgebiets Photovoltaische Anlagentechnik am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart.

## Überblick

Photovoltaik (PV) Fassaden ermöglichen neben der Stromerzeugung zusätzliche Funktionen wie Wetterschutz bzw. Wärmedämmung des Gebäudes oder Tageslichtnutzung bzw. Sonnenschutz der Innenräume. Allerdings müssen fassadenspezifische Betriebsbedingungen, bei der Komponentenauswahl und Systemauslegung berücksichtigt werden.

Unterschiedliche Hinterlüftungsbedingungen führen zu einer großen Bandbreite der maximalen Modultemperatur. PV-Südfassaden empfangen etwa 30 % weniger Jahreseinstrahlung als ein optimal geneigter PV-Generator. Die Hälfte der jährlichen Einstrahlung trifft mit Einfallswinkeln größer 50° auf die vertikal angeordneten Module wodurch die Reflexionsverluste um ca. 4 % höher sind. Das Maximum der Jahreseinstrahlung liegt nur um 400-600 W/m<sup>2</sup> und erreicht selten Werte über 800 W/m<sup>2</sup>. Umliegende Gebäude oder Vegetation können zu Teilabschattungen des Generators führen.

Für eine vertikale PV-Südfassade wird ein Jahresenergieertrag in Höhe von 470-560 kWh/kW<sub>p</sub>-a prognostiziert, der anhand der Betriebsergebnisse von acht PV-Fassadenanlagen verifiziert werden konnte.

PV façades can provide several additional functions such as weather protection, thermal insulation, daylighting or sun protection. On the other hand, specific operating conditions for PV façades must be taken into account when selecting components and designing the system.

Depending on ventilation conditions, there is a large range of maximum module temperatures. South-oriented PV façades receives about 30 % less yearly irradiation than an optimally inclined PV generator, hence reflection losses are approximately 4 % higher. The maximum of yearly irradiation lies only in the 400-600 W/m<sup>2</sup> range. Surrounding buildings and/or vegetation can impair performance of the PV-façades.

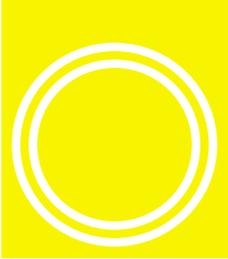
For a south-oriented PV façade an annual yield in the range of 470-560 kWh/kW<sub>p</sub>-a has been predicted which was verified by operating results of eight PV façades.

## 1. Einleitung

Fassaden von Büro- und Geschäftshäusern besitzen ein großes Flächenpotential für die Integration von PV-Modulen. Neben einem Prestigegewinn für den Betreiber bzw. Bauherrn und der Erfüllung von architektonischen Gestaltungsprinzipien zeichnen sich die die Gebäudehülle integrierten PV-Anlagen durch ihre Multifunktionalität aus. Außer der umweltfreundlichen elektrischen und ggf. thermischen Energiegewinnung übernehmen PV-Fassadenelemente zusätzliche Aufgaben wie den Wetterschutz des Baukörpers (Kaltfassaden mit einschaligen Elementen) oder den Wärmeschutz der Innenräume (Warmfassaden mit Isolierglaselementen). Weitere Funktionen können z. B. Tageslichtnutzung sowie Sonnenschutz und Schallschutz sein. Der Ersatz von herkömmlichen Fassadenelementen führt zu Einsparungen bei den entsprechenden Gebäudeinvestitionskosten. Diese sind von den Investitionskosten für die PV-Anlage abzuziehen, wodurch sich vergleichsweise niedrige Stromgestehungskosten ergeben können.

Im Vergleich zu den in der Regel auf Schrägdächern installierten Anlagen des Bund-Länder-1.000-Dächer-Photovoltaik-Programms, die meßtechnisch intensiv untersucht wurden, ergeben sich für PV-Fassadenanlagen andere bzw. erweiterte Anforderungen bezüglich der Modul- und Wechselrichtererauswahl und der Systemauslegung, der eingesetzten Betriebsmittel, der Installation, der Sicherheit, der Anlagenüberwachung, etc., und weiterhin mehr oder weniger stark abweichende Betriebsbedingungen. Diese und andere Aspekte werden im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) geförderten Verbundprojekts „Qualifikation von Photovoltaik-Fassaden“ von verschiedenen Institutionen untersucht. ZSW befaßt sich mit der Problematik der Teilabschattung von PV-Generatoren, mit der damit verbundenen Beeinträchtigung<sup>1</sup> der Anlagenleistung und Gefährdung der PV-Module durch thermische

<sup>1</sup> Am Verbundvorhaben sind GEOSOLAR, Fraunhofer ISE, Institut für Licht- und Bautechnik an der FH Köln, ISFH, Institut für solare Energieversorgungstechnik (ISET), TÜV Rheinland und das ZSW beteiligt



Überlastung, sowie mit möglichen Schutzmaßnahmen (geeignete Verschaltung von Zell- oder Modulsträngen, Bypass-Dioden). Das ISFH untersucht die Grundlagen für die Projektierung von PV-Fassadenanlagen; hierzu gehören u. a. die Prognose der Einstrahlung, das fassadenspezifische Ertragsverhalten des PV-Generators und die energie- und kostenoptimierte Systemauslegung bzw. Strangverschaltung bei inhomogener Beleuchtung.

## 2. Datenbank „PV-Fassadenanlagen“

Voraussetzung für eine umfassende Untersuchung und Beurteilung von PV-Fassadenanlagen sind verlässliche Daten von bereits existierenden Anlagen und eine Systematisierung dieser Informationen. Mit einer entsprechenden Datenbasis können unterschiedliche Konzepte z. B. bezüglich der Einbauweise der PV-Module und der Art der Energieaufbereitung eingeschätzt werden. Aus diesem Grund wurde am ISFH eine Datenbank mit den Daten realisierter PV-Fassadenanlagen angelegt, die fortlaufend aktualisiert wird. Die Datenbank enthält im wesentlichen die folgenden Informationen:

- Allgemeine Angaben: Standort, Betreiber, Planer bzw. Installateur, Inbetriebnahmedatum.
- Technische Daten: Nennleistung, Modul- und ggf. Zelltyp, Modulaufbau und -abmaße, Wechselrichter-typ, Systemkonzept, Strangverschaltung, Einbauart, Montagetechnik, Ausrichtung, ggf. abschattende Objekte.
- Betriebsergebnisse: Energieertrag, ggf. Einstrahlung.

Neben einigen europäischen Anlagen ist in der Datenbank die Mehrzahl deutscher PV-Fassadenanlagen dokumentiert, wobei sich die Generatorspezifika momentan für 41 Anlagen zuordnen lassen. Bei Fassaden- bzw. allgemein gebäudeintegrierten PV-Anlagen sind die Module Teil der Gebäudehülle. Neben senkrechten Kalt- oder Warmfassaden gibt es viele weitere Einbauarten wie z. B. Sonnenschutzelemente, Schrägdachintegrationen usw. Einige der 41 PV-Anlagen

weisen mehrere Gebäudeintegrationsformen auf, so daß sich bezüglich der Einbauarten insgesamt 51 Teilanlagen ergeben. **Abbildung 1** gibt einen Überblick über die Häufigkeit der verschiedenen Einbauarten und die zugehörigen kumulierten Nennleistungen dieser Anlagen. Bei dem überwiegenden Teil der Anlagen werden PV-Module als einschalige Elemente eingesetzt. Dabei machen Kaltfassaden, starre Sonnenschutzmarkisen und Schrägdachintegrationen den größten Anteil aus. PV-Module im Isolierglasverbund werden vorwiegend in Warmfassaden, aber auch in Schrägverglasungen und Sheddachintegrationen verwendet.

## 3. Betriebsbedingungen von PV-Fassadenanlagen

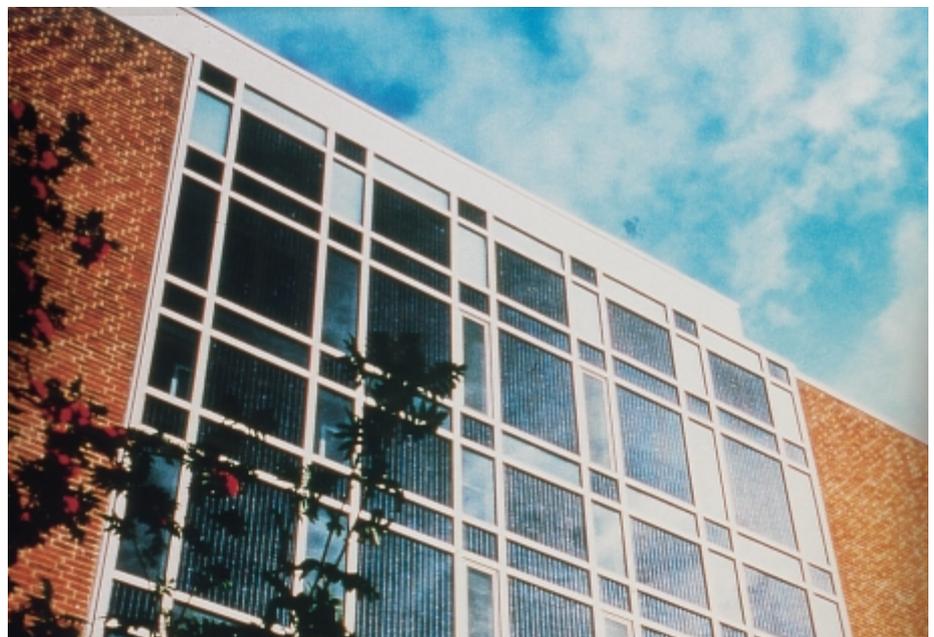
Im Vergleich zu den typischen 1.000-Dächer-PV-Anlagen können sich für Fassadenanlagen aufgrund der jeweiligen Orientierung und Einbausituation mehr oder weniger stark abweichende Betriebsbedingungen ergeben, die zu geringeren spezifischen Energieerträgen führen. Das ISFH untersucht das fassadenspezifische Modulverhalten in Abhängigkeit von den Einflußparametern wie z. B. Modultemperatur und

Einfallswinkel der Solarstrahlung, insbesondere aber auch den Jahreswirkungsgrad der Module im Vergleich zum nominalen Wirkungsgrad unter Standardtestbedingungen. Gegebenenfalls sollen auch modifizierte „Standardtestbedingungen“ für Fassadenmodule abgeleitet werden. Mit Hilfe der Ergebnisse können Aussagen zur Auswahl und Dimensionierung der Systemtechnik (u. a. Wechselrichter) gemacht und der potentielle Anlagenenergieertrag prognostiziert werden.

### 3.1 Einstrahlungsverhältnisse

In Abhängigkeit von der Neigung und der azimutalen Ausrichtung ergeben sich für gebäudeintegrierte PV-Anlagen unterschiedliche Einstrahlungsbedingungen. **Abbildung 2** zeigt beispielhaft für den Standort Hannover die monatlichen Einstrahlungssummen für eine 30° und eine 90° geneigte, jeweils nach Süden ausgerichtete Empfangsfläche. Die Einstrahlungen wurden mit dem am ISFH entwickelten Simulationsprogramm STASOL (Simulation teilabgeschatteter Solaranlagen) aus Meßwerten der Global- und Diffusstrahlung auf die Horizontale berechnet. Für die Umrechnung der Strahlungsdaten auf beliebig orientier-

*Die Warmfassade am Verwaltungsgebäude der Stadtwerke Aachen AG wurde im Mai 1991 in Betrieb genommen. Die Photovoltaikmodule im Isolierglasverbund sind in vier verschiedenen Größen gefertigt worden und haben eine Gesamtnennleistung von 4,02 kWp. Die Photovoltaikmodule übernehmen auch die Funktionen des Wärme- und Schallschutzes und erlauben gleichzeitig eine Tageslichtnutzung.*



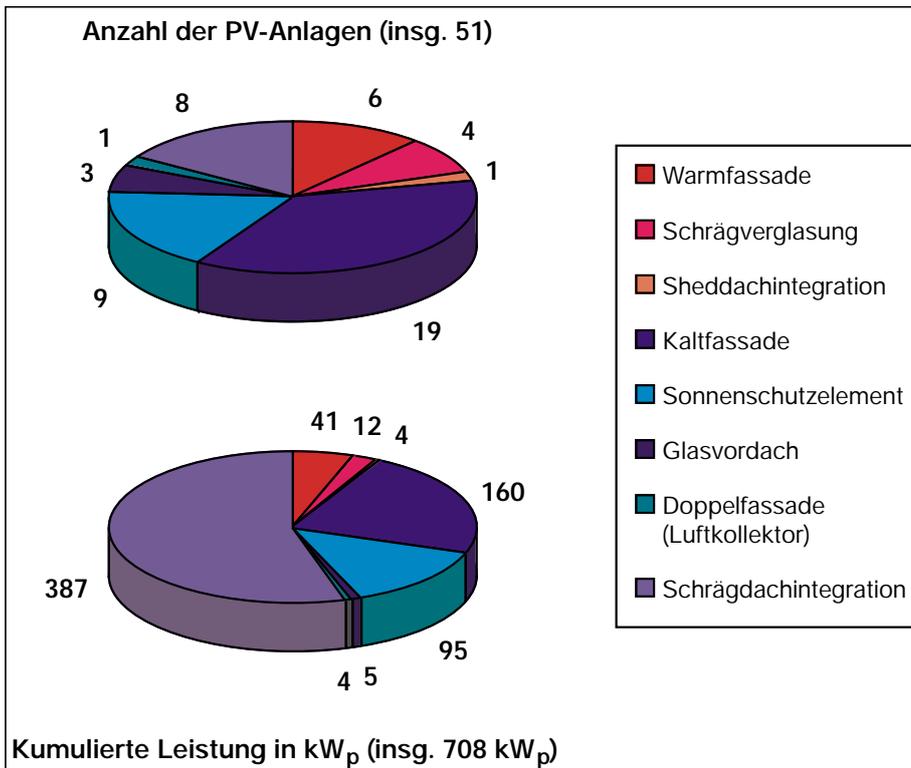
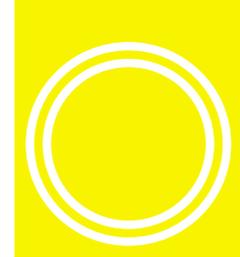
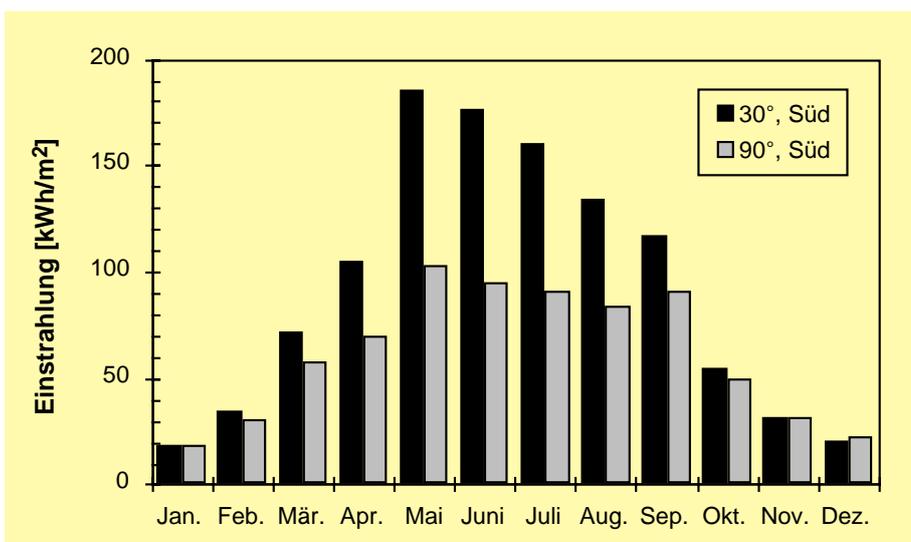


Abbildung 1: Häufigkeit der Einbauarten und zugehörige kumulierte Nennleistungen von 41 in Deutschland realisierten gebäudeintegrierten PV-Anlagen mit insgesamt 51 Teilanlagen bezüglich der Einbauart.

Abbildung 2: Berechnete monatliche Einstrahlung für eine 30° und eine 90° geneigte, südausgerichtete Empfangsfläche. Datenbasis sind die von der Meteorologiestation des ISFH in Hannover (52,4° nördl. Breite, 9,75° östl. Länge) im Jahr 1992 aufgezeichneten 10-Minuten-Mittelwerte der Global- und Diffusstrahlung auf die Horizontale.



te Empfangsflächen kommt dabei das Strahlungsmodell von Hay/Davies zur Anwendung.

Wie man Abbildung 2 entnehmen kann, empfängt die 30° geneigte Ebene im Zeitraum Mai bis August

deutlich mehr Einstrahlung als eine senkrechte Fassade, wohingegen die Einstrahlungssummen von Oktober bis Februar quasi identisch sind. Im Gegensatz zur optimal geneigten Ebene ändern sich die Strahlungssummen für eine Fassade in den Sommer-

monaten nur geringfügig. Die Jahressumme der Einstrahlung beträgt für die 30° geneigte Fläche 1.110 kWh/m<sup>2</sup>, die vertikale Ebene liegt mit 745 kWh/m<sup>2</sup> um 33 % darunter.

In Abbildung 3 ist die für die Dimensionierung des Wechselrichters wichtige Verteilung der Jahreseinstrahlung über der Bestrahlungsstärke dargestellt. Bei der 30° geneigten Ebene liegt das Maximum der jährlichen Einstrahlung, bedingt durch den Direktstrahlungsanteil im Sommer, im Bestrahlungsstärkebereich von 600 W/m<sup>2</sup> bis 900 W/m<sup>2</sup>. Demgegenüber dominieren bei der 90° geneigten Fassade aufgrund der vergleichsweise ungünstigen Einfallswinkel der Direktstrahlung in den Sommermonaten Bestrahlungsstärken von 400 W/m<sup>2</sup> bis 600 W/m<sup>2</sup>. Um zusätzliche Verluste durch häufigen Teillastbetrieb zu vermeiden, ist demzufolge bei einer PV-Fassadenanlage die Nennleistung des Wechselrichters geringer zu wählen als bei optimaler Orientierung des Generators. Eine andere, bei einigen Fassadenanlagen praktizierte Möglichkeit besteht darin, mehrere Wechselrichter in Master-Slave-Kombination zu betreiben.

Abbildung 4 zeigt die Verteilung der Jahreseinstrahlung als Funktion des Einfallswinkels der Solarstrahlung für eine nach Süden ausgerichtete, 90° geneigte Empfangsfläche. Ausgehend von Meßwerten der Global- und Diffusstrahlung auf die Horizontale kann der Direktstrahlungsanteil für jeden Zeitpunkt ermittelt und nach Berechnung der zugehörigen Sonnenstandskoordinaten den entsprechenden, beim ISFH-Simulationsprogramm STASOL 5° x 5° großen, Raumwinkelsegmenten zugewiesen werden. Die Diffusstrahlung wird nach dem Modell von Hay/Davies in einen isotropen und einen zirkumsolaren Anteil zerlegt und ebenfalls auf die diskreten Raumwinkelbereiche verteilt, denen sich Einfallswinkel bezüglich der jeweiligen Empfangsebene zuordnen lassen. Anhand von Abbildung 4 ist zu erkennen, daß für eine Südfassade in Hannover das Maximum der Einstrahlung unter Winkeln von 60° bis 65° einfällt; diese Werte entsprechen näherungsweise dem Sonnenhöhenwinkel zum Zeitpunkt des täglichen Sonnen-

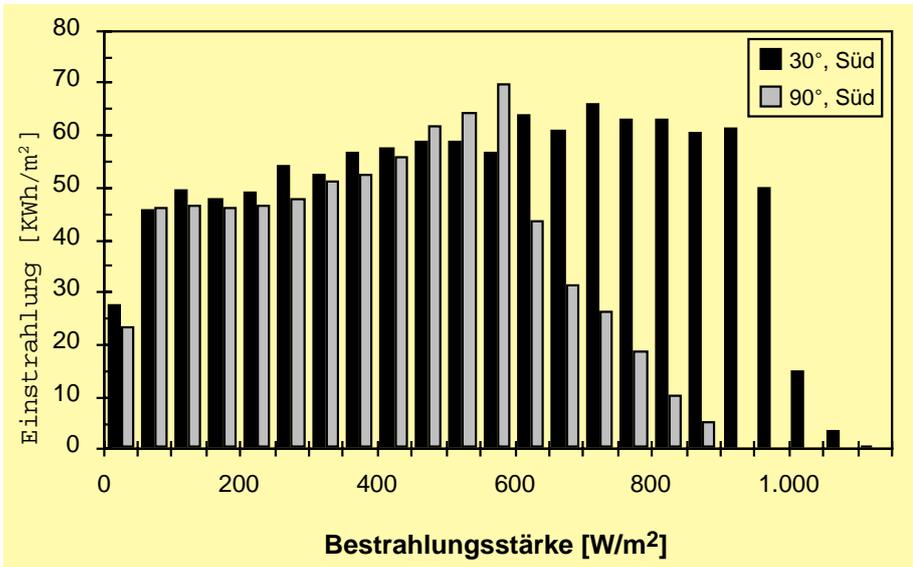
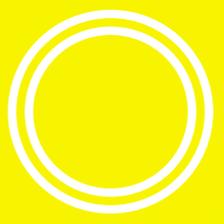
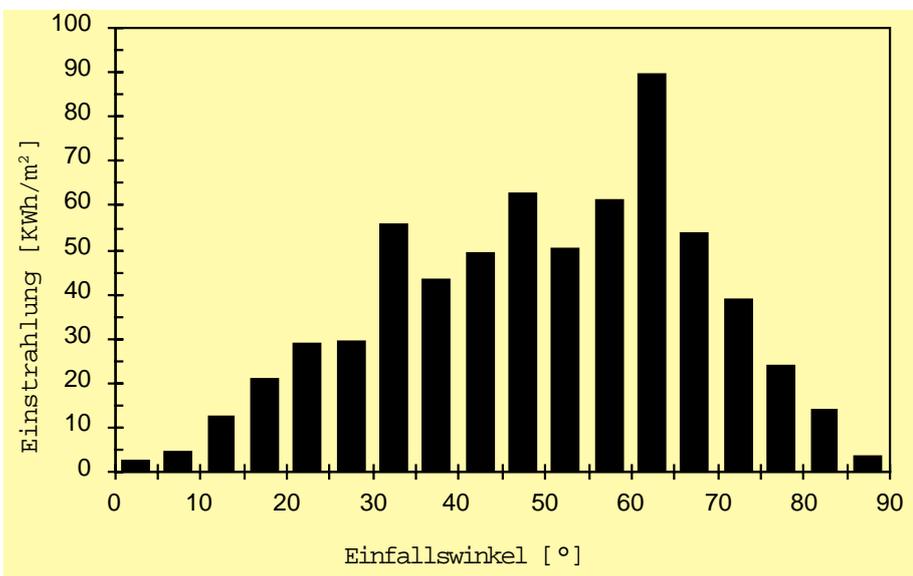


Abbildung 3: Verteilung der Jahreseinstrahlung über der Bestrahlungsstärke für zwei unterschiedlich geneigte Empfangsflächen in Hannover. Die Klassenbreite der Bestrahlungsstärke beträgt 50 W/m<sup>2</sup> (Datenbasis siehe Bildunterschrift zu Abbildung 2).

Abbildung 4: Verteilung der Jahreseinstrahlung als Funktion von 5°-Intervallen des Einfallswinkels der Solarstrahlung für eine südausgerichtete, 90° geneigte Empfangsfläche in Hannover (Datenbasis siehe Bildunterschrift zu Abbildung 2).



höchststandes im Juni/Juli. Etwa 52 % der Jahreseinstrahlung entfallen auf den Einfallswinkelbereich zwischen 50° und 90°. Dies führt bei PV-Fassadenanlagen insbesondere im einstrahlungsreichen Sommerhalbjahr zu weiteren Verlusten, da der Reflexionsgrad für Einfallswinkel größer 45° deutlich zunimmt.

### 3.2 Fassadenspezifische Verluste an PV-Modulen

#### 3.2.1 Reflexionsverluste

Im Gegensatz zur Leistungsvermessung von PV-Modulen unter Standardtestbedingungen treten allgemein im realen Betrieb erhöhte Reflexionsverluste auf, da die Solarstrahlung bei großen Einfallswinkeln zunehmend stärker an der Moduloberfläche reflektiert wird. Zur quantitativen Erfassung der reflexionsbedingten Einstrahlungsverluste sind verschiedene Untersuchungen und Simulationsrechnungen durchgeführt worden.

Am ISFH wurden zur Ermittlung des winkelabhängigen Transmissionsverhaltens von Moduleinkapselungen mehrere Messungen unter natürlichem Sonnenlicht vorgenommen. Dabei wurden jeweils ein Pyranometer Kipp & Zonen CM 11 und zwei Standardmodule (ASE MQ 36 D und Siemens M 55) auf einem zweiachsig der Sonne nachführbaren Teststand montiert. Nach Ausrichtung der Meßobjekte senkrecht zur Direktstrahlung (Einfallswinkel 0°) wurde in diskreten Schritten ein azimuthaler Schwenk des Teststandes durchgeführt, um den Einfallswinkel der Direktstrahlung zu variieren. Die Meßreihen wurden an Tagen mit völlig wolkenlosem Himmel und geringer Trübung der Atmosphäre aufgenommen, um konstante Bestrahlungsverhältnisse und einen hohen Direktanteil an der Globalstrahlung zu gewährleisten. Die temperaturkorrigierten Kurzschlußströme der Module sind mit Hilfe von Kalibrierfaktoren in äquivalente Bestrahlungsstärken umgerechnet worden, um sie mit den Meßsignalen des Pyranometers, auf dessen Glaskuppeln die Strahlung stets senkrecht auftrifft, vergleichen zu können.

Abbildung 5 zeigt die relativen Abweichungen zwischen dem jeweiligen Modulmeßwert und der vom Pyranometer gemessenen Bestrahlungsstärke als Funktion des Einfallswinkels der Direktstrahlung. Die Kurvenverläufe zeigen eine gute Übereinstimmung mit dem einfallswinkelabhängigen Transmissionsgrad für den Strahlungsübergang an der Grenzfläche Luft/Glas, der mit Hilfe der Fresnelschen Gleichungen berechnet werden kann. Das Transmissionsverhalten beider Module zeigt, daß bedeutende Reflexionsverluste an den planen Modulabdeckungen erst bei Einfallswinkeln größer 45° auftreten. Bei kleineren Einfallswinkeln sind die Reflexionsverluste quasi konstant und von gleicher Größe wie bei senkrechtem Strahlungseinfall (Grenzfläche Luft/Glas: ca. 4 %).

Um die Reflexionsverluste an PV-Modulen zu quantifizieren, wurde mit dem Simulationsprogramm STASOL wiederum für eine 30° und eine 90° geneigte, nach Süden ausgerichtete Empfangsfläche die raumwinkel aufgelöste Einstrahlung für den Standort

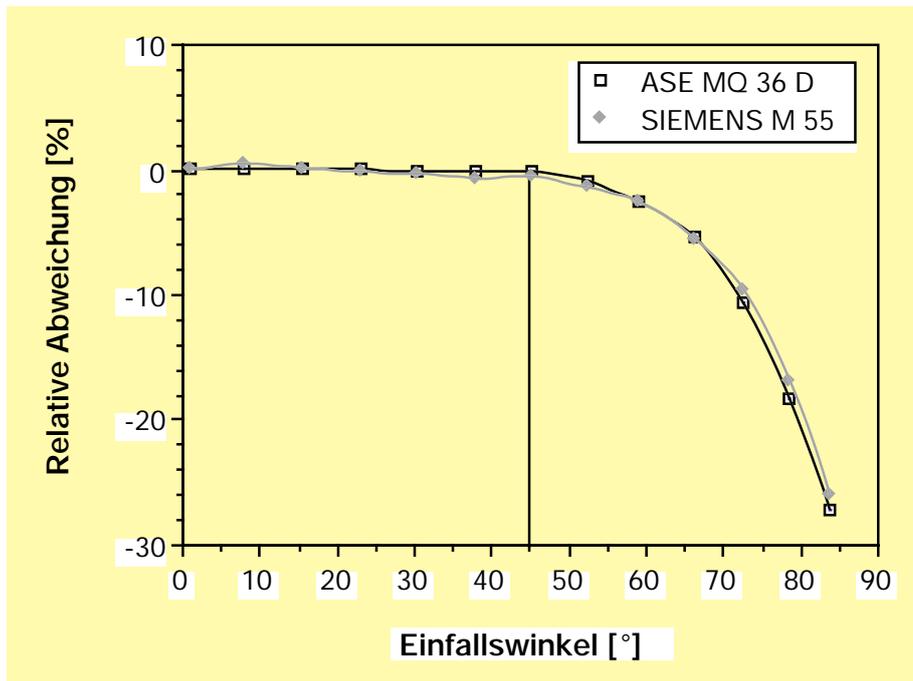
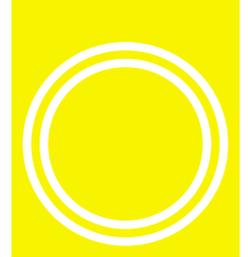
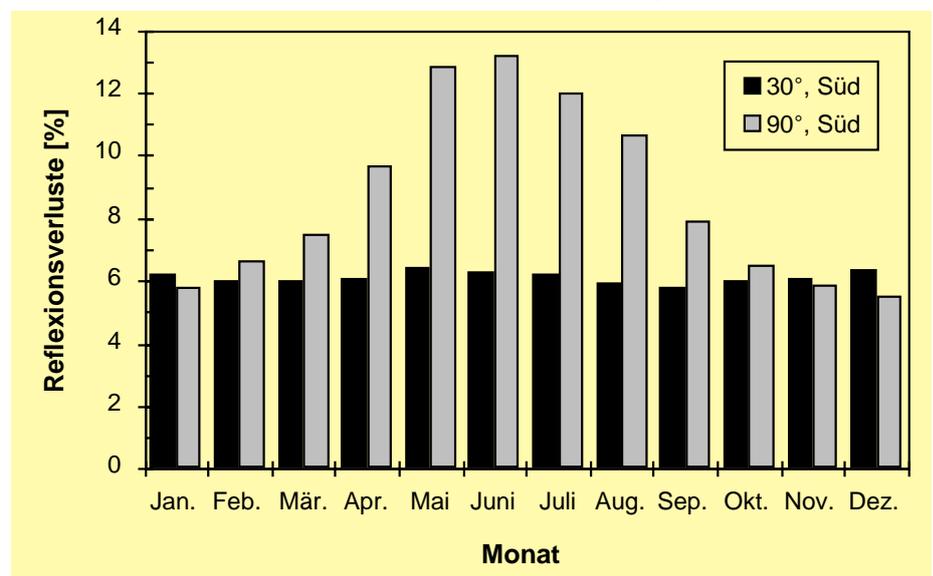


Abbildung 5: Relative Abweichung in den Meßwerten der Bestrahlungsstärke zwischen Modul und Pyranometer als Funktion des Einfallswinkels der Direktstrahlung. Bei der Messung betrug der Diffusanteil an der Globalstrahlung 19 %; die Direktbestrahlungsstärke änderte sich während der Meßreihe nur um 0,03 % und war damit quasi konstant.

Hannover monatsweise berechnet. Durch Multiplikation der für jedes Raumwinkelement vorliegenden Einstrahlungssumme mit dem zugehörigen Reflexionsgrad können die Reflexionsverluste der Direkt- und Diffusstrahlung an PV-Modulen bestimmt werden. [Abbildung 6](#) zeigt die monatlichen Reflexionsverluste für zwei unterschiedlich geneigte PV-Generatoren, wobei hier die Verluste der bodenreflektierten Globalstrahlung nicht berücksichtigt wurden. Die Einstrahlungsverhältnisse eines 30° geneigten PV-Generators führen zu Reflexionsverlusten in Höhe von ca. 6 %, wobei diese im Jahresverlauf näherungsweise konstant sind. Demgegenüber ergeben sich für eine 90° geneigte PV-Fassade in den Sommermonaten Verluste bis hin zu 13,2 %, die auf die großen Einfallswinkel zurückzuführen sind, mit denen die Direktstrahlung auf die Moduloberfläche trifft. Nach den hier durchgeführten Berechnungen betragen die Reflexionsverluste an einer 90° geneigten, südausgerichteten PV-Fassadenanlage im Jahresmittel 9,9 % der Einstrahlungssumme. Andere Autoren beziffern die jährlichen Reflexionsverluste für einen derartig orientierten PV-Generator mit 7,9 % bis 9,0 % [1] bzw.

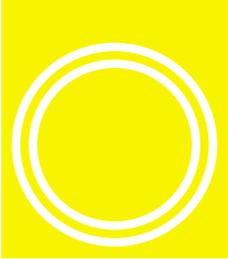
12,8 % [2]. Die Ergebnisse fallen je nach den zur Ermittlung der Diffusstrahlungsverteilung herangezogenen Strahlungsmodellen verschieden aus. Weiterhin lassen sich die Abweichungen durch unterschiedliche Ansätze zur Modellierung des optischen Mehrschichtsystems der Moduleinkapselungen erklären.

Abbildung 6: Monatliche Reflexionsverluste der direkten und diffusen Einstrahlung für einen 30° und einen 90° geneigten, südausgerichteten PV-Generator in Hannover (Datenbasis siehe Bildunterschrift zu Abbildung 2)



### 3.2.2 Maximale Modultemperaturen von PV-Fassadenanlagen

Bei PV-Fassadenanlagen können die verschiedenen Einbauarten mit ihren unterschiedlichen Hinterlüftungsbedingungen zu einer größeren Bandbreite von Modultemperaturen führen. Insbesondere für nicht hinterlüftete Kaltfassaden und für PV-Module im Isolierglasverbund stellt sich die Frage, welche Betriebstemperaturen auftreten und ob diese deutlich höher sind als die Modultemperaturen von z. B. gut hinterlüfteten Kaltfassaden oder Sonnenschutzelementen. In [Tabelle 1](#) werden erste Ergebnisse bezüglich der an sechs PV-Fassadenanlagen gemessenen maximalen Betriebstemperaturen zusammengestellt [3-8]. Mit diesem vorläufigen Datenmaterial ergibt sich für die unterschiedlichen Einbauarten eine Bandbreite der maximal aufgetretenen Modultemperaturen von 30 K. Dabei wird erwartungsgemäß in einer nicht hinterlüfteten und direkt rückseitig wärmegeprägten Structural-Glazing-Fassade (Anlage 4) der Spitzenwert von 80 °C erreicht. Demgegenüber weist eine gut hinterlüftete Kaltfassade, bei der der Kamineffekt ausgenutzt wird (Anlage 2, Höhe 22 m), mit 50 °C die geringste Maximaltemperatur auf. Bei größerer vertikaler Ausdehnung (Anlagen 1 und 2) stellen sich die höchsten Temperaturen aufgrund von Thermik in den oben ange-



ordneten Modulen ein. Die Modultemperaturdifferenz innerhalb dieser Fassaden beläuft sich auf 2 K bis 6 K.

Die in Abhängigkeit von der Einbauart auftretenden Betriebstemperaturen und der Zusammenhang zwischen Modultemperatur, Umgebungstemperatur und Bestrahlungsstärke werden im einzelnen noch detailliert untersucht, wobei insbesondere auch die Modultemperaturen von PV-Elementen im Isolierglasverbund von Interesse sind.

#### 4. Platzierung und Verschaltung der Module (ZSW)

##### 4.1 Inhomogene Einstrahlung und Beschattungen bei PV-Anlagen in Gebäuden

Gebäudeflächen, die nach architektonischen Kriterien für die Belegung mit PV-Generatoren in Frage kommen, weisen in der Regel nicht die optimale Ausrichtung auf. Häufig müssen die Photovoltaikflächen auch auf mehrere verschieden orientierte oder sogar gewölbte Fassaden- oder Dachsegmente verteilt werden. Die Folge ist eine ungleichmäßige Einstrahlung auf den verschiedenen Teilen der PV-Anlage, die dadurch unterschiedliche momentane Leistungscharakteristiken aufweisen.

Im Gebäudebereich treten zudem häufig Beschattungen auf. Schattenwurf entsteht durch andere Gebäude- teile wie Gauben, Erker, Treppenhäuser oder Gebäudeflügel und insbesondere Nachbargebäude. Auch Aufbauten auf dem Dach, wie Schornsteine, Antennen und teilweise noch Freileitungen, können ebenso empfindliche Schattenwürfe hervorrufen wie etwa Straßenlaternen. Häufig unterschätzt bei der Planung von PV-Generatoren an Gebäuden werden auch Bäume und andere Vegetation, deren Wachstum meist nicht in ausreichendem Maße bedacht wird.

##### 4.2 Auswirkungen von Teilabschattungen

Ungleichmäßige Einstrahlungen auf den PV-Elementen und Beschattungen führen zu Leistungseinbußen der Photovoltaikgeneratoren, die zum Teil erheblich über die Einstrahlungsein-

Tabelle 1: Maximale Modultemperaturen von sechs PV-Fassadenanlagen (Zählweise für azimutale Ausrichtung: S = 0°, O = - 90°, W = + 90°).

Anlage	Standort, Orientierung	Einbauart	Maximale Modultemperatur [°C], Erläuterungen
1	Gera Neigung: 90° Azimut: ca. S, W, O	hinterlüftete Kaltfassade (größtenteils Brüstungsbereich, z. T auch über 2 Etagen durchgehend)	41 (Dez.) .... 66 (Okt.)
2	Klagenfurt Neigung: 90° Azimut: ca. S	hinterlüftete Kaltfassade (22 m hohe, über mehrere Etagen durchgehende Fassade)	50 (August, $T_{Luft} = 27\text{ °C}$ ) 48 (November, $T_{Luft} = 7\text{ °C}$ )
3	Putzbrunn Neigung: 90° Azimut: ca. S	hinterlüftete Kaltfassade (Brüstungsbereich)	54 (Juni, $T_{Luft} = 28\text{ °C}$ )
4	Freiburg Neigung: 90° (F) Neigung: 45° (D) Azimut: + 28°	Structural Glazing, nicht hinterlüftet (rückseitige Wärmedämmung) und Schrägdachintegration, hinterlüftet	80 75
5	Newcastle Neigung: 65° Azimut: - 16°	Solarmarkise, hinterlüftet (auch Witterungsschutz)	58 (August)
6	Cottbus Neigung: 90° Azimut: + 16/39/62°	Doppelfassade als Luftkollektor	60 (Lufttemperatur)

bußen hinausgehen. Die serielle und parallele elektrische Verknüpfung der einzelnen Solarzellen führt bei unterschiedlicher Bestrahlung zu zusätzlichen Fehlanpassungsverlusten. In seriellen Schaltungsabschnitten, sog. Strings, bestimmt im wesentlichen das am geringsten bestrahlte PV-Element den Strom der ganzen Reihe. Besonders bei Teilbeschattungen können die Fehlanpassungsverluste große Ausmaße annehmen. Eine zehnpromtente Abschattung eines PV-Moduls kann dazu führen, daß das ganze Modul nur noch geringfügig zur Generatorleistung beiträgt.

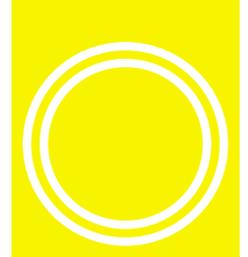
Einzelne abgeschattete Solarzellen innerhalb eines ansonsten beleuchteten Zellstrings können zu elektrischen Verbrauchern werden und sich dadurch aufheizen. Diese Aufheizung, meist als „Hot-Spot-Effekt“ bezeichnet, gefährdet die PV-Module, da sie bei ungünstigen Betriebsbedingungen soweit führen kann, daß der Modulverbund und/oder die Zelle irreversibel thermisch geschädigt wird. Durch geeignete Schaltungsmaßnahmen, nämlich die Setzung von sog. Bypass-Dioden, kann dieses Problem aber beherrscht werden.

##### 4.3 Platzierungswahl und Verschaltungsmaßnahmen

Photovoltaik-elemente an Gebäuden sollten möglichst so platziert werden, daß Abschattungen und ungleichmäßige Bestrahlung vermieden werden. Dabei sind wegen der überproportionalen Wirkung von partiellen Einstrahlungsminderungen auch kleinere Teilbeschattungen zu berücksichtigen sowie die Wachstumsentwicklung gegebenenfalls umgebender Vegetation abzuschätzen.

Sind temporäre und anteilige Abschattungen für einen PV-Generator nicht zu vermeiden, so müssen Schutzdioden in ausreichender Anzahl gesetzt werden, um eine Gefährdung der PV-Module durch übermäßige Aufheizung teilbeschatteter Zellen auszuschließen.

Der Ertrag einer PV-Anlage unter Teilabschattung kann durch die Strangführung, d. h. das Verschaltungsschema der Modulreihen, beeinflusst werden [9]. Die Bestrahlungsstärke wirkt sich auf den von einem Photovoltaik-element generierten Strom etwa proportional aus, dagegen hängt die generierte Spannung nur schwach



von der Einstrahlung ab. Die Verschaltung der Module sollte deshalb so gewählt werden, daß unverschattete und verschattete Anlagenteile jeweils möglichst nicht in Reihe, sondern parallel zueinander liegen.

Dies kann an einem Modellbeispiel illustriert werden. Ein PV-Generator sei an einer Fassade angebracht, die von einem Seitenflügel des Gebäudes am Morgen beschattet wird (Abbildung 7). Von den vorhandenen Alternativen horizontaler oder vertikaler Reihenverschaltung der Module zeigt die horizontale eine ungünstigere Leistungskurve (Abbildung 8), da bei dieser Variante in jeder Modulreihe teilbeschattete Module liegen. Zusätzlich zur geringeren Leistung ist auch die Spannung im besten Arbeitspunkt (MPP-Punkt) erheblich geringer und liegt möglicherweise außerhalb des Arbeitsbereichs des Wechselrichters. In diesem Fall ist die verfügbare Leistung noch deutlich weiter reduziert.

Bei der vorliegenden Anlagen- und Beschattungskonfiguration hätte eine weitere Verschaltungsalternative, die sich an der Diagonalen des Generators orientiert, eventuell noch bessere Leistungsergebnisse erbracht als die senkrechte Stranganordnung. In der Praxis ist jedoch zu berücksichtigen, daß die Verschaltung für den Installateur durchschaubar bleiben muß, um Fehler zu vermeiden. Deshalb wird sie beispielsweise in einer Pfosten-Riegel-Konstruktion in der Regel dem Schema von Spalten und Zeilen folgen. Bei der Ertragsoptimierung muß auch einbezogen werden, daß überlange Verkabelungsstrecken Kabelverluste sowie Fehlanpassungen durch Spannungsabfälle bis zu den Verknüpfungspunkten hervorrufen können [10].

Eine günstige Auslegung der Verschaltung von PV-Anlagen an Gebäuden kann bei kleineren, einfachen Generatoren meist schon nach den genannten Regeln erfolgen. Bei komplexeren Gebäude- und Beschattungsgeometrien und größeren Generatoren ist die Anwendung von Simulations- und Auslegungsprogrammen zum Vergleich von alternativen Plazierungen und Verschaltungsschemata zu empfehlen [11-12].

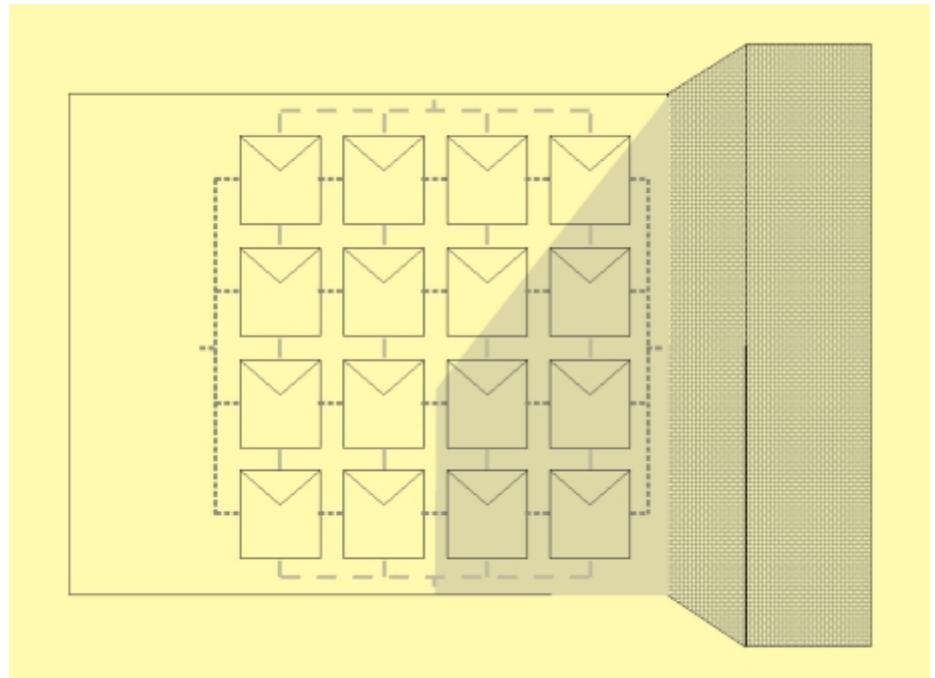
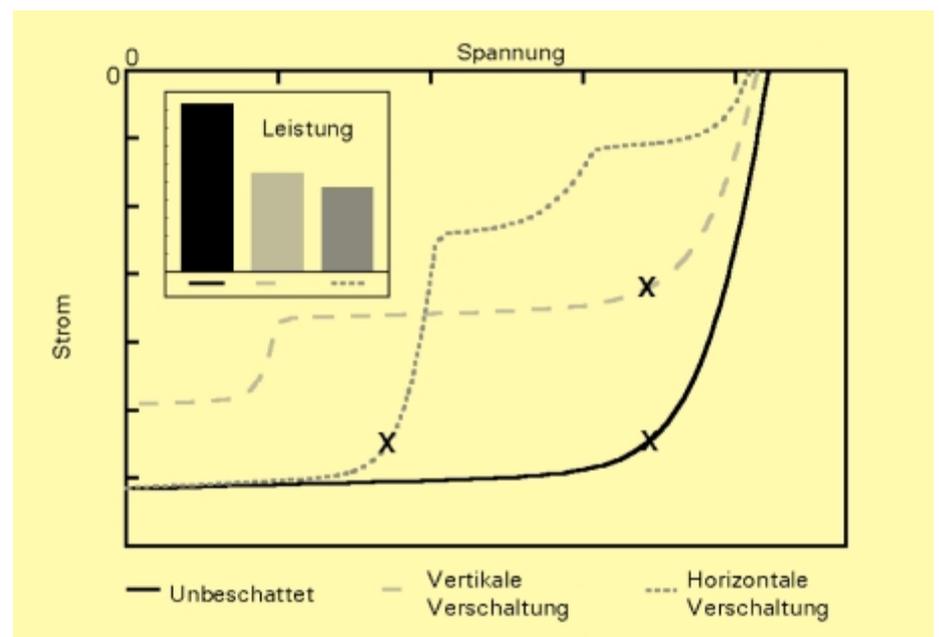


Abbildung 7: Modellfall zur Demonstration von Verschaltungsalternativen im Falle von Teilbeschattungen. Der Generator an der Fassade wird durch einen Gebäudeflügel beschattet. Die Reihenverschaltung der Module kann alternativ senkrecht oder waagrecht erfolgen.

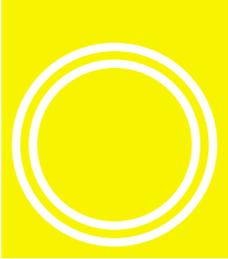
Abbildung 8: Auswirkung der Verschaltungsalternativen im Modellfall aus Abbildung 7. Die horizontale Verschaltung hat eine geringere Leistung als die vertikale Verschaltung, da in jedem Strang mindestens ein Modul teilbeschattet wird. Außerdem liegt die Spannung im besten Arbeitspunkt (MPP-Punkt) wesentlich niedriger.



### 5. Energieerträge von PV-Fassadenanlagen: Ertragsprognose und Betriebsergebnisse

Der spezifische Jahresenergieertrag einer PV-Anlage wird von vielen Fakto-

ren beeinflusst. Dazu zählen u. a. die Betriebsbedingungen wie Einstrahlung, Einfallswinkel und Modultemperatur, ggf. vorhandene Teilabschattungen, das Verschaltungskonzept bei unterschiedlich orientierten / beleuch-



teten Strängen, die Leistungsanpassung des Wechselrichters, die reale Leistung der PV-Module, Mismatching durch Streuung der Modulkennlinien, Betriebsausfälle der Komponenten, Installationsfehler, usw.

Die installierte Nennleistung eines PV-Generators erlaubt keinen unmittelbaren Rückschluß auf den zu erwartenden Jahresenergieertrag, da zum einen die dieser Leistungsangabe zugrundeliegenden Standardtestbedingungen (Bestrahlungsstärke  $1.000 \text{ W/m}^2$  bei senkrechtem Lichteinfall, Zelltemperatur  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , Sonnenspektrum entsprechend AM 1,5) insbesondere bei PV-Fassadenanlagen im realen Betrieb nicht erreicht werden und zum anderen die Verluste der zugehörigen Systemtechnik zu berücksichtigen sind. Eine realistische Energieertragsprognose für eine PV-Anlage erfordert zunächst die Ermittlung der vom Standort und von der Generatorausrichtung abhängigen Einstrahlung und weiterhin eine quantitative Abschätzung der auftretenden Verluste.

In **Abbildung 9** werden die einzelnen Verluste und die Erwartungswerte des Jahresenergieertrags einer  $90^\circ$  geneigten, nach Süden ausgerichteten PV-Fassadenanlage beispielhaft für den Standort Hannover veranschaulicht. Der nominale spezifische Jahresenergieertrag ist der Quotient aus Jahres-einstrahlung und Bestrahlungsstärke gemäß Standardtestbedingungen. Er ergibt sich unter der Annahme, daß der Modulwirkungsgrad bestrahlungsstärkeunabhängig ist und keine weiteren Verluste auftreten. In der Realität kommt es bei PV-Anlagen jedoch zu unvermeidbaren Verlustmechanismen, die sich im einzelnen den PV-Modulen (meteorologische Einflüsse, Leistungstoleranz) und der Systemtechnik (Modulmismatch, DC-Installation, Wechselrichter) zuordnen lassen. Für eine nach Süden ausgerichtete, vertikale PV-Fassadenanlage ergeben sich Gesamtverluste in der Größenordnung von 25-38 % und somit bei einer Jahres-einstrahlung von  $750 \text{ kWh/m}^2$  Erwartungswerte des spezifischen Energieertrags im Bereich von 470-560  $\text{kWh}/(\text{kW}_p \cdot \text{a})$ . Diese Prognose kann anhand von Betriebsergebnissen realisierter PV-Fassadenanlagen verifiziert werden.

Dem ISFH liegen momentan die Jahresenergieerträge von acht vertikalen PV-Fassadenanlagen vor, wobei in der Regel nur der Ertrag eines Jahres bekannt ist (Bezugsjahre: 1994 und 1995). **Abbildung 10** zeigt die spezifischen Jahresenergieerträge dieser PV-Fassadenanlagen, die in **Tabelle 2** bezüglich des Standortes, der installierten Nennleistung, der Einbauart und der Generatororientierung näher spezifiziert sind. Hierzu ist anzumerken, daß einige Anlagen aus mehreren separaten Teilgeneratoren bestehen, wobei die Energieerträge der einzelnen Teilsysteme nicht explizit angegeben wurden. Die Anlage 2a bzw. 2b ist eine Kombination aus einer vertikalen Structural-Glazing-Fassade und einer Schrägdachintegration.

Die spezifischen Jahresenergieerträge der acht PV-Fassadenanlagen variieren zwischen  $356 \text{ kWh}/\text{kW}_p$  und  $566 \text{ kWh}/\text{kW}_p$  und weisen damit eine vergleichsweise große Streuung auf. Die Energieerträge von fünf der acht PV-Anlagen liegen in dem prognostizierten Bereich von 470-560  $\text{kWh}/\text{kW}_p$ . Schlechtere Betriebsergebnisse können u. a. durch ungünstige azimutale Ausrichtungen und durch ggf. vorhandene Abschattungen verursacht sein. Der Mittelwert der Jahresenergieerträge liegt bei  $467 \text{ kWh}/\text{kW}_p$  und ist damit erwartungsgemäß von dem Durchschnittswert der in der Regel optimal orientierten PV-Anlagen

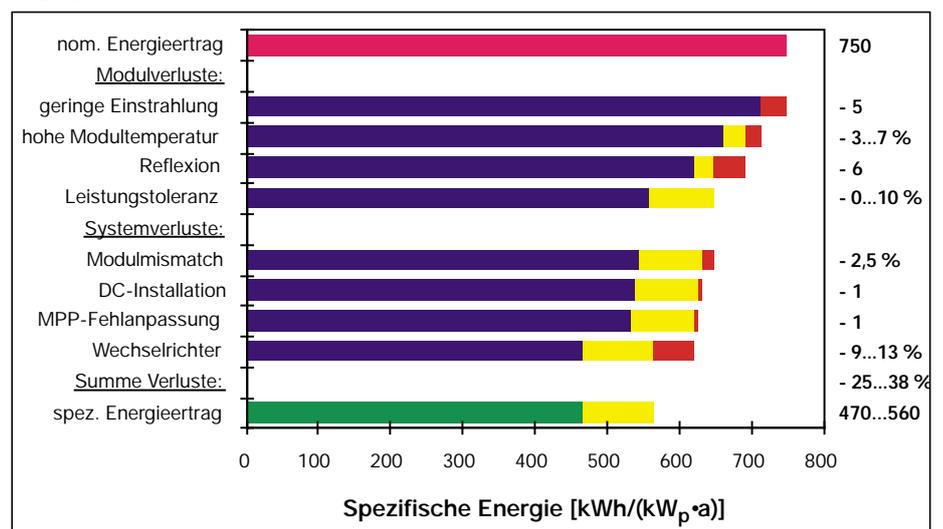
des 1.000-Dächer-Programms (ca.  $700 \text{ kWh}/\text{kW}_p$ ) recht weit entfernt.

## 6. Zusammenfassung

Die mit Hilfe der Datenbank „PV-Fassadenanlagen“ durchgeführte Systematisierung der Informationen und Daten hat u. a. gezeigt, daß die Erscheinungsformen von Fassaden- bzw. allgemein gebäudeintegrierten PV-Anlagen recht vielfältig sind. Am häufigsten sind die Einbauarten Kaltfassade, starr angeordnete Solarmarkise, Schrägdachintegration und Warmfassade. Daneben gibt es aber auch Schrägverglasungen z. B. für Eingangsbereiche oder Wintergärten, Vordachkonstruktionen und Sonderformen wie eine Doppelfassade als Luftkollektor oder nachgeführte Sonnenschutzelemente.

In Abhängigkeit von der Einbauart ergeben sich unterschiedliche Betriebsbedingungen bezüglich der Einstrahlungsverhältnisse und Modultemperaturen. Eine senkrechte, nach Süden ausgerichtete PV-Fassade empfängt etwa 30 % weniger Einstrahlung als ein optimal geneigter Generator. Darüber hinaus liegen die jährlichen Reflexionsverluste der Solarstrahlung für eine PV-Fassade um ca. 4 % höher als für eine  $30^\circ$  geneigte Anlage. Die Fassadenspezifischen Einstrahlungsverhältnisse erfordern eine entsprechende Dimensionierung des Wechselrichters. Nach den bisherigen

*Abbildung 9: Nominaler Energieertrag, Verluste und daraus resultierender prognostizierter Jahresenergieertrag für eine vertikale, nach Süden ausgerichtete PV-Fassadenanlage in Hannover. Die Zahlenwerte für die Energieerträge [in  $\text{kWh}/(\text{kW}_p \cdot \text{a})$ ] und die prozentualen Verluste sind rechts neben dem Diagramm angegeben*



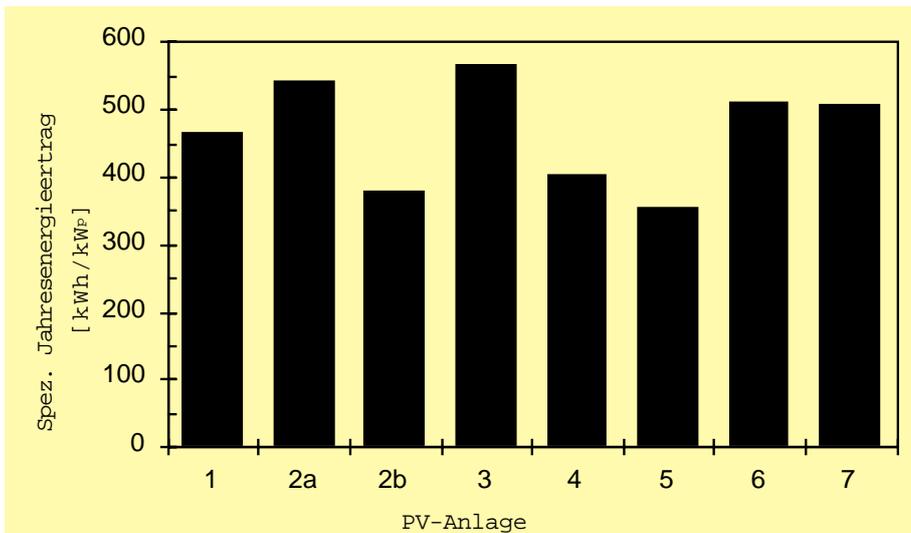
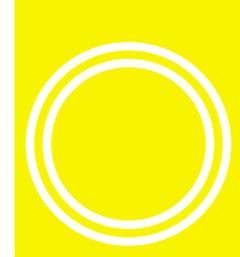


Abbildung 10: Spezifische Jahresenergieerträge von acht PV-Fassadenanlagen

Tabelle 2: Beschreibung der acht PV-Fassadenanlagen, deren spezifische Jahresenergieerträge in Abbildung 10 dargestellt sind (Zählweise für azimutale Ausrichtung: S = 0°, O = - 90°, W = + 90°).

Anlage	Standort	PPV [kWp]	Einbauart	Neigung	Azimut
1	Aachen	4,02	Warmfassade	90°	- 47
2 a	Freiburg	15,79	Structural Glazing und Schrägdachintegration	90° 45°	+ 28°
2 b	Freiburg	2,67	Structural Glazing und Schrägdachintegration	90° 45°	-62°
3	Hamburg	8,48	Kaltfassade	90°	ca. + 5°
4	Berlin	4,20	Structural Glazing	90°	0°, -20°, + 20°
5	Wernberg	12,77	Kaltfassade	90°	SW, SO
6	Gera	13,40	Kaltfassade	90°	ca. S, W, O
7	München	6,34	Kaltfassade	90°	S

Untersuchungen können sich je nach Einbauart, Umgebungstemperatur und Bestrahlungsstärke maximale Betriebstemperaturen zwischen 50 °C und 80 °C einstellen.

Die spezifischen Jahresenergieerträge von gebäudeintegrierten PV-Anlagen hängen von zahlreichen Einflussfaktoren ab. Die modul- und systembedingten Verluste einer PV-Fassadenanlage lassen sich mit ca. 25-38 % abschätzen und sind damit höher als bei Anlagen des 1.000-Dächer-Programms, wo die Verluste etwa 20-30 % betragen. Weiterhin kann es bei fassadenintegrierten PV-Anlagen z. B. durch umliegende Bebauung oder Vegetation häufiger zu Teilabschattungen kommen, deren Auswirkungen durch eine

geeignete Systemauslegung zu minimieren sind. Für 90° geneigte PV-Fassadengeneratoren ergibt sich mit dem vorliegenden Zahlenmaterial eine Bandbreite des Jahresenergieertrags von 356-566 kWh/kW<sub>p</sub>.

### 7. Dank

Das Vorhaben „Qualifikation von Photovoltaik-Fassaden“ wird vom Bundesministers für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie unter dem Förderkennzeichen 0329658 gefördert.

### Literatur

- [1] U. Eicker, J. Kaur „Reflection Losses from Glass/PV Facades and Roofs under Anisotropic Radiance Distributions“, Vorabdruck, ISES Solar World Congress, Harare (1995)
- [2] S. Lanzerstorfer, G. Bauer, H. Wilk „Losses by Reflection of Crystalline PV Modules“, Proc. 13th EU PV Solar Energy Conf., Nice (1995) 2294
- [3] S. Günther, R. Riedel, H.J. Walther „The 13,4 kWp Photovoltaic Facade at the TGZ Gera - Concept and First Results“, Proc. EUROSUN '96 (10. Intl. Sonnenforum), Vol. 2, Freiburg (1996) 670
- [4] O. Lippitsch, M. Friess „Fassaden: PV-Bauplätze der Zukunft?“, Tagungsband 11. Symp. Photovoltaische Solarenergie (OTTI), Staffelstein (1996) 185
- [5] W. Frammelsberger et al. „Entwicklung photovoltaischer Fassaden mit Dünnschichtsolarmodulen auf Basis von amorphem Silizium (a-Si)“, BMBF-Statusreport 1996 Photovoltaik, Bad Breisig (1996) 28.1
- [6] H. Laukamp „Eine 'Structural-Glazing' Photovoltaik-Fassade : Das 'Solarzentrum Freiburg'“, Tagungsband 10. Symp. Photovoltaische Solarenergie (OTTI), Staffelstein (1995) 151
- [7] A.R. Wilshaw, J.R. Bates, N.M. Pearsall „Photovoltaic Module Operating Temperature Effects – Results and Analysis of Three Different Building Integrated Systems Compared to Ideal System Conditions“, Proc. EUROSUN '96 (10. Intl. Sonnenforum), Vol. 2, Freiburg (1996) 940
- [8] K. Hänel, R. Ache „Betriebsergebnisse einer fassadenintegrierten PV-Anlage“, Sonnenenergie & Wärmetechnik 2/97, Bielefeld (1997) 20
- [9] D. Stellbogen, F. Pfisterer „Ausgangsleistung von PV-Generatoren mit unterschiedlicher Orientierung und bei Teilabschattungen“, Tagungsbericht 8. Intl. Sonnenforum, Berlin (1992) 707
- [10] A.R. Wilshaw, N.M. Pearsall, R. Hill „The Northumberland Building – an Assessment of Mismatch Losses in the Photovoltaic Façade“ Proc. 14th EU PV Solar Energy Conf., Barcelona (1997)
- [11] D. Stellbogen „Auslegung von gebäudeintegrierten PV-Generatoren mit Shade und PV Node“, Tagungsband 11. Symp. Photovoltaische Solarenergie (OTTI), Staffelstein (1996) 141
- [12] M. Viotto, H. Giese, D. Pukrop, M. Esser, D. Stellbogen „PV-CAD – Ein integriertes Werkzeug zur Auslegung von PV-Fassaden“, Tagungsband 12. Symp. Photovoltaische Solarenergie (OTTI), Staffelstein (1997) 111