



**Photovoltaik in der Gebäudegestaltung.** Zukunftsenergien.  
Unterstützt von Land und Wirtschaft. [www.energieland.nrw.de](http://www.energieland.nrw.de)



**Landesinitiative  
Zukunftsenergien NRW.**



Die Landesregierung  
Nordrhein-Westfalen

**NRW.**

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>03</b>
<b>2</b>	<b>Integration von Photovoltaik (PV)-Anlagen in Gebäuden</b> .....	<b>04</b>
2.1	Anlagenbeispiele und Konzepte .....	04
2.2	Multifunktionalität .....	09
2.3	Gestaltung von PV-Fassaden .....	10
2.3.1	PV-Zellen .....	10
2.3.2	PV-Module .....	11
<b>3</b>	<b>Energieertrag von PV-Anlagen</b> .....	<b>12</b>
3.1	Einstrahlungsangebot .....	12
3.2	Einflussfaktoren für den Energieertrag .....	14
3.2.1	Sonneneinstrahlung .....	14
3.2.2	Modultemperatur .....	15
3.2.3	Fertigungstoleranzen von PV-Modulen .....	16
3.2.4	Verschmutzung .....	17
3.2.5	Verschaltungsverluste .....	18
3.2.6	Abschattungsverluste .....	19
3.3	Energieerträge von verschieden orientierten PV-Anlagen .....	20
<b>4</b>	<b>Planung</b> .....	<b>21</b>
4.1	Darstellung möglicher Anlagenkonzepte .....	21
4.2	Verfügbarkeit von Wechselrichtern .....	23
4.3	Auswahl eines geeigneten Wechselrichterkonzeptes .....	24
4.4	Anpassung von PV-Generator und Wechselrichter .....	25
4.5	Netzeinspeisung von Solarstrom .....	26
4.6	Simulationsprogramme .....	28
<b>5</b>	<b>Kosten</b> .....	<b>29</b>
<b>6</b>	<b>Relevante Normen, Richtlinien / Quellennachweis / Literatur</b> .....	<b>30</b>

# 1 Einleitung

Diese Broschüre wurde im Rahmen des vom Ministerium für Innovation, Wissenschaft, Forschung und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen geförderten AG Solar-Projektes „Systemanalyse von Photovoltaik-Fassadenanlagen“ erstellt. An diesem Projekt beteiligt waren die TÜV Immissionsschutz und Energiesysteme GmbH Köln und die Universität Duisburg-Essen. Die AG Solar NRW als Forschungs- und Technologieverbund arbeitet unter dem Dach der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW.

## Ziele des Projektes:

1. Untersuchung zur Darstellung der betriebs- und auslegungsrelevanten Einflussgrößen von PV-Fassadenanlagen und deren energietechnische Auswirkungen auf der Basis bautechnischer Gegebenheiten.
2. Vergleich und Bewertung unterschiedlicher Wechselrichter-Konzepte hinsichtlich Installationsaufwand, Energieausbeute, Langzeitverfügbarkeit und Kosten.
3. Theoretische und experimentelle Untersuchung an PV-Anlagen mit verschiedenen Schaltungskonzepten und unterschiedlich orientierten PV-Modulen.
4. Theoretische und experimentelle Quantifizierung der Mismatch-Verluste bei verschiedenen Systemspannungen und Wechselrichterkonzepten unter Einbeziehung der realen Temperaturverteilung auf einer PV-Fassade und Darstellung von Schutzbeschaltungsmaßnahmen mit Bypass- und Strangdioden.
5. Erarbeitung von Hilfestellungen zur Gestaltung von PV-Fassaden (Broschüre).

Bereits 1839 entdeckte der Franzose Becquerel die unmittelbare Energiewandlung von Licht in Strom. Heute ist die Energieerzeugung mit Hilfe der Photovoltaik bis zur Serienreife entwickelt. Nicht zuletzt durch zweistellige jährliche Zuwachsraten in den letzten Jahren, konnten bisher ca. 65.000 PV-Anlagen in Deutschland realisiert werden.

Natürlich wird auch weiterhin daran gearbeitet, Effizienz- und Leistungssteigerungen bei photovoltaischen Modulen und Anlagenkomponenten zu erzielen. Die Qualität der Produkte konnte in den letzten Jahren wesentlich gesteigert werden, so dass heute ein hohes qualitatives Niveau vorliegt.

Dem Ziel der breiten Markteinführung der Photovoltaik ist man insbesondere in den letzten Jahren nicht zuletzt durch die positiven Förderbedingungen des Bundes, aber auch des Landes NRW wesentlich näher gekommen. Dabei hat die photovoltaische Energieerzeugung, insbesondere an oder auf Gebäuden, einen großen Stellenwert erlangt.

Der Architekt in seiner Aufgabe als Planer und Bauherrenberater folgt seiner Idee und dem Konzept seines Entwurfs. Anders als bei technischen Planern und Produktherstellern können technische Details in der Entwurfsphase eine untergeordnete Rolle spielen. Grundlage ist die konzeptionelle Idee eines Entwurfs zur Gebäudeintegration photovoltaischer Fassadenelemente, die den Architekten und den Bauherren fesseln und Interesse wecken könnte. Diese Broschüre soll zugleich Motivation und Ansporn für eine tiefergehende Einarbeitung in diesen Themenbereich am Bau sein.

Ein anderer Weg ist die Umsetzung von Bauherren-Wünschen in Architekturentwürfe. Schlagworte wie Imagegewinn, Innovation, Ökologie, Firmenphilosophie und umweltfreundliche Energiegewinnung sind die wohl markantesten, die im Zusammenhang mit Photovoltaik zu nennen sind. Die Photovoltaik in der Gebäudefassade bietet daher ein großes Potenzial zur Firmendarstellung des Betreibers.

Diese Broschüre wendet sich an Bauherren, Architekten und Planer und ist chronologisch dem planerischen Ablauf eines Gebäudes folgend zusammengestellt. Sie soll somit Interesse am gesamten Themenbereich der photovoltaischen Gebäudeintegration in Form von Beispielen wecken und den Leser über die Möglichkeiten und Grenzen dieser zukunftsorientierten Technologie informieren.

Neben der Darstellung vielfältiger, konkreter Integrations- und Gestaltungsmöglichkeiten wird die Technologie der Gebäudeintegration erläutert. Die Ausführungen sollen einfache, übersichtliche Ertragsabschätzungen möglich machen und tiefergehende Informationen zur Funktion und zu den Einflüssen des Gestaltungskonzeptes auf den Energieertrag geben.

Nicht zuletzt werden die Möglichkeiten der Anbindung an das elektrische Versorgungsnetz und weitergehende Werkzeuge wie z.B. Simulationsprogramme vorgestellt.



## 2 Integration von PV-Anlagen in Gebäuden

### 2.1 Anlagenbeispiele und Konzepte

Wie die folgenden Beispiele zeigen, lassen sich Photovoltaik-Flächen gestalterisch in die meisten Gebäudeentwürfe integrieren. Die Photovoltaik hat sich zu einer echten Alternative zu herkömmlichen Fassadenverkleidungen entwickelt. Zahlreiche Möglichkeiten, von der zusammenhängenden, großformatigen Fläche bis zu kleinteiligen Flächen in Einzelbauteilen, sind denkbar. Die Photovoltaik-Anlagen lassen sich durch frühzeitige Planung schon im Entwurf in ein abgestimmtes Gesamtkonzept integrieren.

Durch die Anwendung von Photovoltaik in der Gebäudehülle demonstriert der Gebäudeeigner:

- Innovation
- Umweltbewusstsein
- Favorisierung nachhaltiger Konzepte
- zukunftsorientierte Modernität

<b>Projekt:</b>	Staatsanwaltschaft Dortmund
<b>Standort:</b>	Dortmund
<b>Architekt:</b>	Gerber Architekten, Dortmund
<b>Inbetriebnahme:</b>	1999
<b>Zellenmaterial:</b>	monokristallines Silizium, SHELL
<b>Modulhersteller:</b>	Schüco International KG
<b>Einbauart:</b>	Isolierglas
<b>Größe der Zellen:</b>	103 x 103 mm
<b>Zellen je Modul:</b>	min. 12 Stück, max. 136 Stück
<b>Abmessungen Modul:</b>	min. 350 x 750 mm, max. 1057 x 2257 mm
<b>Anzahl der Module:</b>	308
<b>Orientierung:</b>	Süden
<b>Neigung:</b>	7° Dach und 90° Fassade
<b>Peakleistung der Anlage:</b>	40,2 kW <sub>p</sub>



<b>Projekt:</b>	STAWAG
<b>Standort:</b>	Aachen
<b>Architekt/Realisierung:</b>	Georg Feinhals
<b>Inbetriebnahme:</b>	1991
<b>Zellenmaterial:</b>	polykristallin
<b>Modulhersteller:</b>	Scheuten Solar Technology
<b>Einbauart:</b>	Warmfassade
<b>Größe der Zellen:</b>	100 x 100 mm
<b>Zellen je Modul:</b>	104 Stück
<b>Abmessungen Modul:</b>	1.440 x 919 mm
<b>Anzahl der Module:</b>	103 Stück
<b>Orientierung:</b>	Süd-Südost
<b>Neigung:</b>	90°
<b>Peakleistung der Anlage:</b>	4,2 kW <sub>p</sub>
<b>Jahresenergie (Mittelwert):</b>	1.680 kWh



<b>Projekt:</b>	Modehaus ZARA
<b>Standort:</b>	Köln
<b>Architekt:</b>	Feinhals, Aachen
<b>Inbetriebnahme:</b>	2002
<b>Zellenmaterial:</b>	Polykristallines Silizium, SHELL
<b>Modulhersteller:</b>	Schüco International KG
<b>Einbauart:</b>	Isolierglas
<b>Größe der Zellen:</b>	125 x 125 mm
<b>Zellen je Modul:</b>	min. 24 Stück, max. 184 Stück
<b>Abmessungen Modul:</b>	min. 880 x 620 mm, max. 1165 x 3080 mm
<b>Anzahl der Module:</b>	78
<b>Orientierung:</b>	Süd-West
<b>Neigung:</b>	90° Fassade
<b>Peakleistung der Anlage:</b>	11,9 kW <sub>p</sub>



**Projekt:** *Mont Cenis*  
**Standort:** *Herne*  
**Architekt/Realisierung:** *Jourda Architectes, Paris mit HHS Planer + Architekten BDA, Kassel 1999*  
**Inbetriebnahme:**  
**Zellenmaterial:** *polykristallin und monokristallin*  
**Modulhersteller:** *Scheuten Solar Technology*  
**Einbauart:** *Einschalige Dachintegration und Kaltfassade: Structural glazing*  
**Größe der Zellen:** *100 x 100 mm, 114x114 mm, 125 x 125 mm*  
**Zellen je Modul:** *260 Stück*  
**Abmessungen Modul:** *2.785 x 1.160 mm*  
**Anzahl der Module:** *3.184 Stück*  
**Orientierung:** *Dach: Südost, Fassade: Südwest*  
**Neigung:** *Dach: 5°, Fassade: 90°*  
**Peakleistung der Anlage:** *1.000 kW<sub>p</sub>*  
**Jahresenergie (Mittelwert):** *540.000 kWh*





## 2 Integration von PV-Anlagen in Gebäuden

<b>Projekt:</b>	<b>Fachhochschule Bonn-Rhein-Sieg</b>
<b>Standort:</b>	Sankt Augustin
<b>Architekt/Realisierung:</b>	hmp ALLNOCH UND HÜTT GmbH/ Assmann
<b>Inbetriebnahme:</b>	August 1999
<b>Zellenmaterial:</b>	polykristallin
<b>Modulhersteller:</b>	Schüco International KG
<b>Einbauart:</b>	Kaltfassade (Abschattung), Lichtdach
<b>Größe der Zellen:</b>	100 x 100 mm und 150 x 155 mm
<b>Zellen je Modul:</b>	72/90, 72 Stück (Modul 1/2, 3)
<b>Abmessungen Modul:</b>	(1.000 x 876 /1.176 x 1.000/ 2.097 x 1.172) mm <sup>2</sup>
<b>Anzahl der Module:</b>	Fassade: 70 Stück, Lichtdach: 60 Stück
<b>Orientierung:</b>	Süd
<b>Neigung:</b>	Fassade: 60°, Lichtdach: 30°
<b>Peakleistung der Anlage:</b>	Fassade: 7,8 kW <sub>p</sub> , Lichtdach: 14,2 kW <sub>p</sub>
<b>Jahresenergie (Mittelwert):</b>	17.000 kWh



<b>Projekt:</b>	<b>Universität Duisburg-Essen</b>
<b>Standort:</b>	Essen
<b>Architekt/Realisierung:</b>	Ing.-Büro Langkau, Arnsberg
<b>Inbetriebnahme:</b>	1999
<b>Zellenmaterial:</b>	polykristallin
<b>Modulhersteller:</b>	Schüco International KG
<b>Einbauart:</b>	Kaltfassade
<b>Größe der Zellen:</b>	102 x 100,5 mm
<b>Zellen je Modul:</b>	16.338 Zellen in 16 versch. Modultypen
<b>Abmessungen Modul:</b>	16 Modultypen (min. 576, max. 1.976 mm)
<b>Anzahl der Module:</b>	164 Stück
<b>Orientierung:</b>	Ost-Südost bis West-Südwest
<b>Neigung:</b>	90°
<b>Peakleistung der Anlage:</b>	22,9 kW <sub>p</sub>
<b>Jahresenergie (Mittelwert):</b>	11.750 kWh

**Projekt:** *GTZ Rheinbach*  
**Standort:** *Rheinbach*  
**Architekt/Realisierung:** *Wiemer & Trachte (GU)*  
**Inbetriebnahme:** *1996*  
**Zellenmaterial:** *monokristallin*  
**Modulhersteller:** *Schüco International KG*  
**Einbauart:** *Lichtdach*  
**Größe der Zellen:** *103 x 103 mm*  
**Zellen je Modul:** *3, 15, 39, 64, 89, 91, 103, 104 Stück*  
**Abmessungen Modul:** *8 versch. Module*  
**Anzahl der Module:** *115 Stück*  
**Orientierung:** *Ost-Südost*  
**Neigung:** *30°*  
**Peakleistung der Anlage:** *17 kW<sub>p</sub>*  
**Jahresenergie (Mittelwert):** *11.600 kWh*



**Projekt:** *Hameln*  
**Standort:** *Hameln*  
**Architekt/Realisierung:** *Peter Nasarek*  
**Inbetriebnahme:** *1997*  
**Zellenmaterial:** *polykristallin*  
**Modulhersteller:** *Schüco International KG*  
**Einbauart:** *Kaltfassade, Sonnenschutz*  
**Größe der Zellen:** *100,5 x 102 mm*  
**Zellen je Modul:** *175 Stück*  
**Abmessungen Modul:** *800 x 2.700 mm*  
**Anzahl der Module:** *136 Stück*  
**Orientierung:** *Süd*  
**Neigung:** *30°*  
**Peakleistung der Anlage:** *33,3 kW<sub>p</sub>*  
**Jahresenergie (Mittelwert):** *28.500 kWh*



## 2 Integration von PV-Anlagen in Gebäuden

<b>Projekt:</b>	<b>Solarsiedlung Gelsenkirchen</b>
<b>Standort:</b>	Gelsenkirchen
<b>Architekt/Realisierung:</b>	Bau+Grund / INTERBODEN
<b>Inbetriebnahme:</b>	2001
<b>Zellenmaterial:</b>	Süd: monokristallin Nord: polykristallin
<b>Modulhersteller:</b>	Scheuten Solar Technology GmbH
<b>Einbauart:</b>	Süd: Verschattung, Dachmontage Nord: Dachmontage
<b>Größe der Zellen:</b>	125 x 125 mm
<b>Zellen je Modul:</b>	Nord: 40 Süd: 128 und 72
<b>Abmessungen Modul:</b>	unterschiedlich
<b>Anzahl der Module:</b>	Nord: 20 Stück/Haus (29 Häuser) Süd: 2+4 Stück/Haus (38 Häuser)
<b>Orientierung:</b>	Süd
<b>Neigung:</b>	Südsiedlung: 35° Nordsiedlung: 45°
<b>Peakleistung der Anlage:</b>	Südsiedlung: 1 kW <sub>p</sub> pro Haus Nordsiedlung: 1,5 kW <sub>p</sub> pro Haus
<b>Jahresenergie (Mittelwert):</b>	Nord: 33.000 kWh Süd: 38.000 kWh



<b>Projekt:</b>	<b>Solarsiedlung Köln-Bocklemünd (LEG)</b>
<b>Standort:</b>	Köln-Bocklemünd
<b>Architekt/Realisierung:</b>	Oppermann + Tüllmann, Ecofys GmbH
<b>Inbetriebnahme:</b>	2001
<b>Zellenmaterial:</b>	polykristallin
<b>Modulhersteller:</b>	Shell Solar GmbH, Schüco International KG
<b>Einbauart:</b>	Kaltfassade und Balkonbrüstungen
<b>Größe der Zellen:</b>	125 x 125 mm
<b>Zellen je Modul:</b>	54 bei Shell, unterschiedlich bei Schüco
<b>Abmessungen Modul:</b>	1.220 x 850 bei Shell, unterschiedlich bei Schüco
<b>Anzahl der Module:</b>	320 Stück Shell und 170 Stück Schüco
<b>Orientierung:</b>	Süd
<b>Neigung:</b>	90°
<b>Peakleistung der Anlage:</b>	56 kW <sub>p</sub> + 84 kW <sub>p</sub> (Flachdach)
<b>Jahresenergie (Mittelwert):</b>	27.500 kWh + 74.500 kWh (Flachdach)

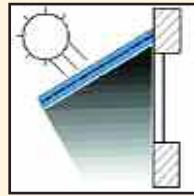
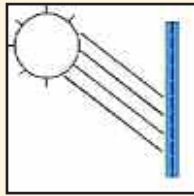


## 2.2 Multifunktionalität

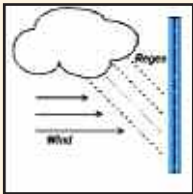
Gebäudeintegrierte Photovoltaik kann in der modernen Architektur ein Mittel zur Gebäudegestaltung sein. Damit ist auch eine umweltfreundliche Stromerzeugung, ohne Schadstoffemissionen und ohne Freisetzung des Treibhausgases CO<sub>2</sub>, verbunden. Darüber hinaus können PV-Fassadenelemente aufgrund der flexiblen Gestaltungsmöglichkeiten neben der Erzeugung elektrischer Energie auch weitere gebäudetechnische Funktionen erfüllen:

- den Wetterschutz
- die Wärmedämmung und Isolation
- den Schallschutz
- den Sonnenschutz
- den Sichtschutz und die Tageslichtnutzung

Für die Auslegung von PV-Modulen mit den hier beschriebenen zusätzlichen Eigenschaften sind keine grundlegenden bautechnischen Veränderungen notwendig. Eine Kombination verschiedener Funktionen führt zudem zu Einsparungen bei den Gebäudeinvestitionskosten.



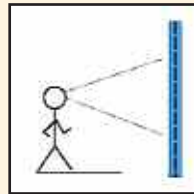
**Sonnenschutz**



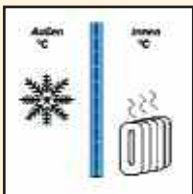
**Witterschutz**



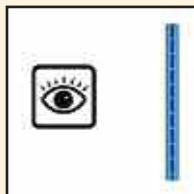
**Lärmschutz**



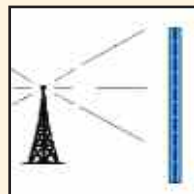
**Sichtschutz**



**Wärmedämmung**



**Architektonische Akzente**



**Elektromag. Strahlenschutz**



## 2 Integration von PV-Anlagen in Gebäuden

### 2.3 Gestaltung von PV-Fassaden

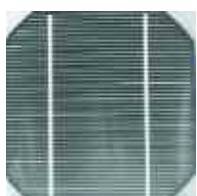
Der Einsatz von Photovoltaik bietet verschiedenste Gestaltungsmöglichkeiten. Dies fängt bei den vielfältigen Zellformen, -größen und -farben an und wird über die unterschiedlichen Modulgrößen, -formen und Zellbelegungsichten abgerundet.

#### 2.3.1 PV-Zellen

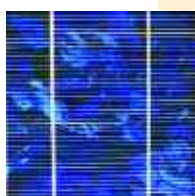
Im Wesentlichen besteht eine Solarzelle aus einem Halbleitermaterial. Die meisten Solarzellen werden heute aus dem Basismaterial Silizium gefertigt. Je nach Herstellungsverfahren wird monokristallines (einkristallines), polykristallines (mehrkristallines) oder amorphes Silizium unterschieden. Kristalline Zellen sind in der Regel quadratisch, haben eine Kantenlänge von 10 bis 15 cm und eine Waferdicke von etwa 0,3 mm. Sie sind auf der Vorderseite mit einer gitterförmigen silbernen Struktur, den Leiterbahnen zur Stromabführung, überzogen.

Die Solarzelle ist in der Lage, Licht unmittelbar in elektrische Energie umzuwandeln. Die Effizienz dieses Prozesses wird durch den Wirkungsgrad der verwendeten Solarzelle beschrieben. Bei monokristallinen Solarzellen liegt er bei bis zu 17 % gegenüber bis zu 15 % bei polykristallinem Material und bis zu 8 % bei amorphen Solarzellen. Das günstigste Preis-Leistungs-Verhältnis (elektrisch) ist vom Wirkungsgrad der Zellen und der Module abhängig und im Einzelfall zu prüfen. Amorphe Solarmodule liegen im Preis-Leistungs-Verhältnis zur Zeit meist schlechter als kristalline Module, ein Grund für eine eher seltene Anwendung an und in Fassaden. Für die Zukunft bietet aber das Herstellungsverfahren für amorphe Zellen das größere Potenzial zur Kostensenkung.

**Monokristalline Zellen** haben heutzutage meist eine homogene schwarze Oberfläche.



Monokristallin



Polykristallin

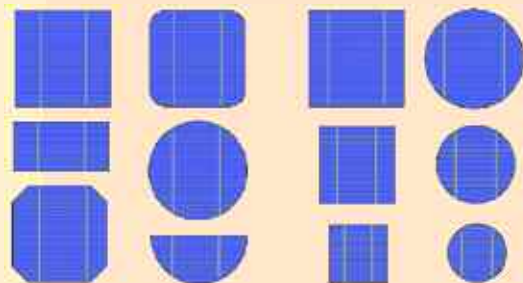


Amorph

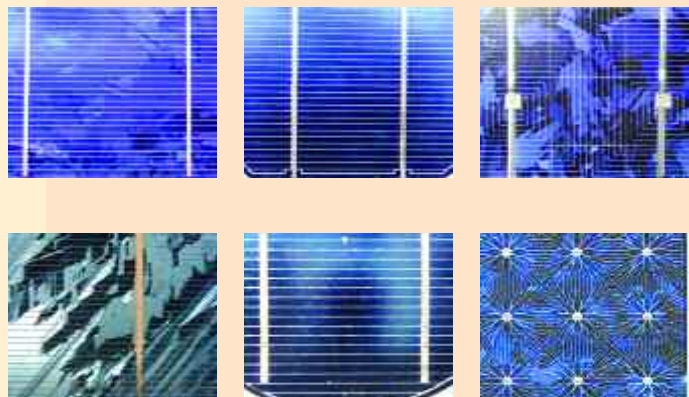
**Polykristalline Zellen** hingegen haben eine marmorierte, blaue Oberfläche. Die charakteristische blaue Farbe vieler Solarzellen wird durch eine Antireflexschicht auf der Oberfläche des Siliziums hervorgerufen (die Farbe des reinen Siliziums hingegen ist silbergrau).

**Amorphe Solarzellen** werden über die gesamte Modulfläche durch einen Aufdampfprozess von Silizium auf ein geeignetes Trägermaterial z.B. Glas hergestellt. Standardmäßig sind amorphe Module undurchsichtig, je nach Technologie ist der farbliche Eindruck anthrazit bis dunkelgrün.

#### Beispiele für mögliche Zellformen und Zellgrößen



#### Beispiele unterschiedlicher Kontaktgitter



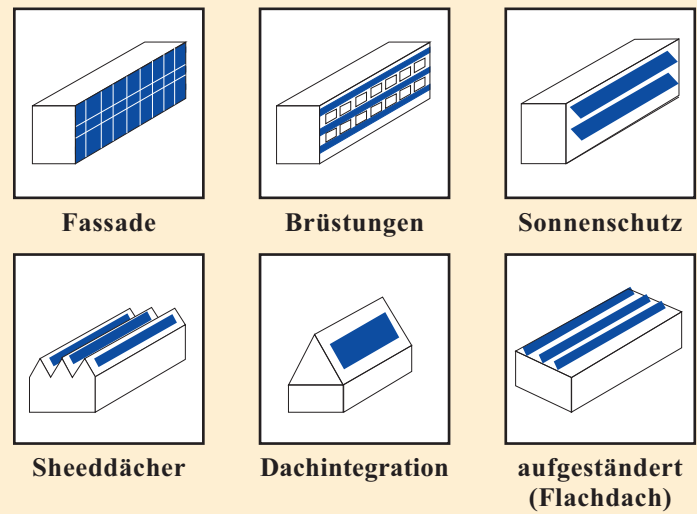


### 2.3.2 PV-Module

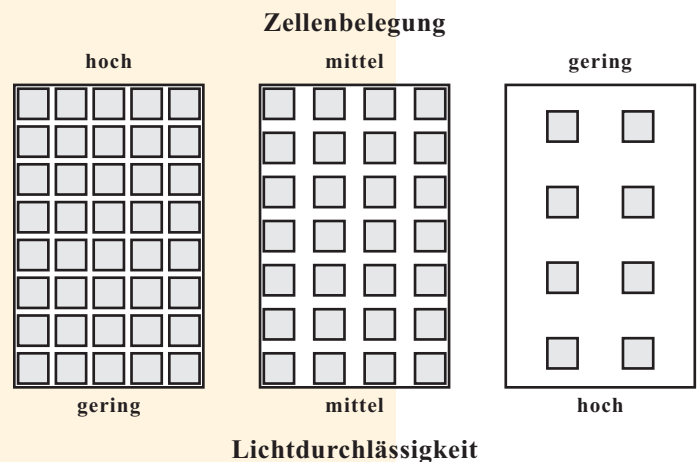
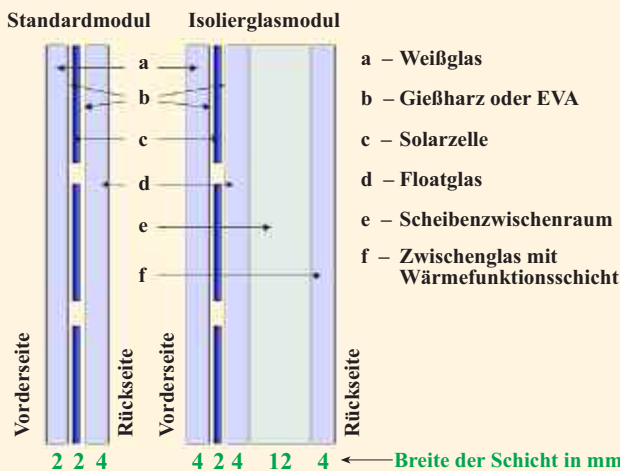
Ein PV-Modul besteht aus einer Verschaltung von einzelnen Solarzellen, die zum Schutz vor äußeren Einflüssen, insbesondere beim Einsatz in Fassaden, zwischen zwei Glasscheiben im Verbund eingebettet werden (Glas/Glas-Modul). Für andere Anwendungen werden hauptsächlich Glas/Folie-Module verwendet. Seltener eingesetzt werden Modulaufbauten wie z.B. Glas/Metall, oder Acrylglaskombinationen. Diese Ausführungen können bautechnische Besonderheiten aufweisen, auf die hier jedoch nicht eingegangen wird.

Im Falle von Glas/Glas sind die Solarzellen in Gießharz- oder Folientechnik zwischen den Scheiben eingebettet. Sie sind so gegen Umwelteinflüsse geschützt. Ist die zusätzliche Anforderung des Wärmeschutzes an das Modul gestellt, so bildet das zuvor beschriebene Glas/Glas-Element die Außenscheibe in einem Isolierglasaufbau. In einen solchen Isolierglasaufbau können übliche Wärmeschutzschichten und Edelgasfüllungen eingebracht werden.

Durch die nahezu unbegrenzten gestalterischen Möglichkeiten können PV-Module nahezu überall in und an Gebäuden eingesetzt werden.



Neben den verschiedenen Solarzellformen, -farben und -typen kann auch die Zell-Belegungsichte in Modulen als gestalterisches Element variiert und damit die Lichtdurchlässigkeit beeinflusst werden. Der Belegungsgrad hat dabei einen wesentlichen Einfluss auf die bauphysikalischen Kennwerte.

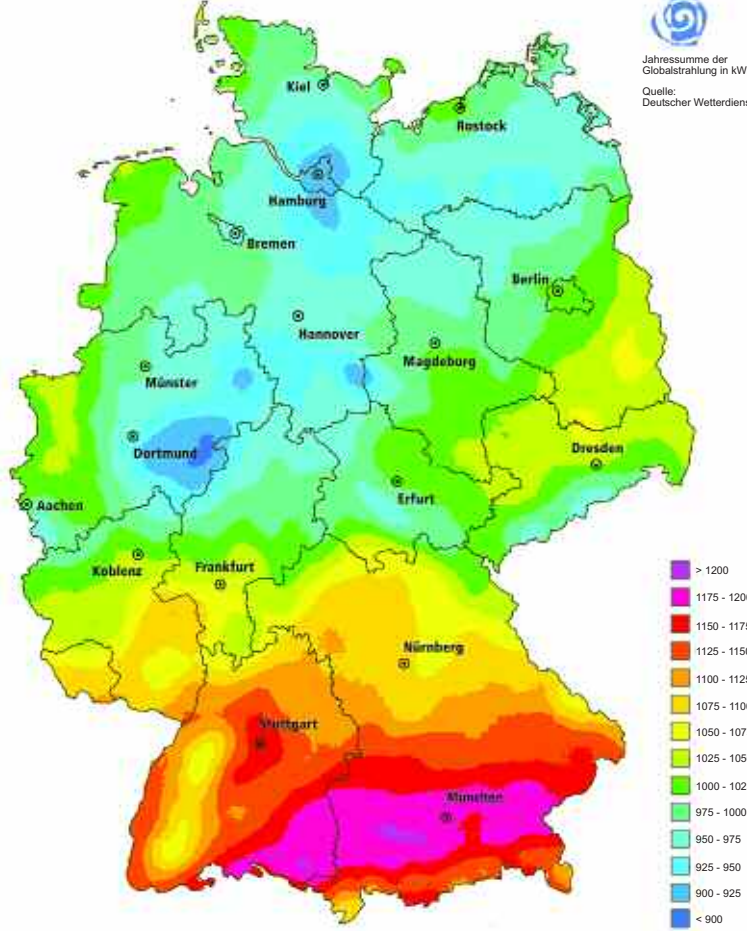


Die in der Gebäudeintegration üblicherweise verwendeten Glas/Glas-Modulaufbauten bestehen in der Regel aus einer hoch lichtdurchlässigen Außenglasscheibe (eisenarmes Weißglas) und einer Rückscheibe aus Float- oder teilvorgespanntem Sicherheitsglas. Es ist somit ein vollwertiges Isolierglas. Glas/Glas-Module sind bautechnisch eine Verbundverglasung (VG). Jegliche Anwendungsbereiche solcher Verbundverglasungen, auch als Verbundsicherheitsverglasungen (VSG), sind mit Photovoltaik ausführbar.

Abb. 2.3.2-1: Beispiel einer PV-Anlage mit unterschiedlichen Belegungsichten von Zellen.



### 3 Energieertrag von PV-Anlagen



Aachen.....1001	Düsseldorf.....1026	Hannover.....966	Leipzig.....1025	Regensburg.....1113
Augsburg.....1178	Eisenach.....983	Heidelberg.....1075	Lübeck.....956	Rostock.....1002
Berlin.....1004	Erfurt.....1001	Hof.....1012	Magdeburg.....959	Saarbrücken.....1088
Bonn.....1005	Essen.....999	Kaiserslautern.....1072	Mainz.....1082	Siegen.....938
Braunschweig.....972	Flensburg.....983	Karlsruhe.....1125	Mannheim.....1061	Stralsund.....975
Bremen.....973	Frankfurt a.M.....983	Kassel.....963	München.....1183	Stuttgart.....1163
Chemnitz.....1024	Freiburg.....1114	Kiel.....972	Münster.....987	Trier.....1036
Cottbus.....1049	Gießen.....994	Koblenz.....1170	Nürnberg.....1084	Ulm.....1172
Dortmund.....968	Göttingen.....972	Köln.....1012	Oldenburg.....905	Wilhelmshaven.....996
Dresden.....1039	Hamburg.....913	Konstanz.....1170	Osnabrück.....961	Würzburg.....1095

**Abb. 3.1-1:**  
Jährliche Sonneneinstrahlung auf horizontale Flächen (langjähriges Mittel) in kWh/m<sup>2</sup>a  
Quelle: Deutscher Wetterdienst (DWD)  
Grafik: PHOTON

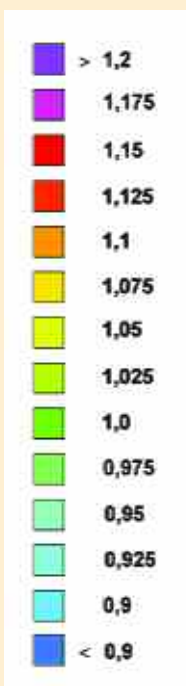
#### 3.1 Einstrahlungsangebot

Die jährliche Sonneneinstrahlung in Deutschland weist ein ausgeprägtes Süd-Nord Gefälle auf. Während in Süddeutschland eine maximale Einstrahlungsenergie von bis zu 1200 kWh/m<sup>2</sup>a vorliegen kann, werden im Norden Deutschlands und im Ruhrgebiet nur Werte um die 900 kWh/m<sup>2</sup>a erreicht.

In der Globalstrahlungskarte des Deutschen Wetterdienstes (DWD) ist die jährliche Sonneneinstrahlung für die Bundesrepublik Deutschland als langjähriges Mittel auf eine horizontale Fläche dargestellt.

In Abb. 3.1-2 sind Standortfaktoren dargestellt, die auf Köln mit einer Einstrahlung von ca. 1000 kWh/m<sup>2</sup>a bezogen sind. Abb. 3.1-3 zeigt den Jahresenergieertrag einer 1 kW<sub>p</sub>-Anlage für den Standort Köln in Abhängigkeit von der Anlagenausrichtung.

Durch Multiplikation des Standortfaktors mit dem aus Abb. 3.1-3 ermittelbaren Anlagenenergieertrages kann für jede Anlage in Deutschland der Energieertrag überschlägig ermittelt werden.



**Abb. 3.1-2:**  
Standortfaktor (bezogen auf Köln)

#### Beispiel:

Senkrechte nach Süden ausgerichtete Gebäude-Fassade in München

Aus Abb. 3.1-2 ergibt sich ein Standortfaktor von ca. 1,2. Multipliziert mit dem Anlagenenergieertrag aus Abb. 3.1-3 für die senkrechte, südorientierte Fassade von 600 kWh/kW<sub>p</sub>a ergibt sich ein Anlagenenergieertrag für München von 720 kWh/kW<sub>p</sub>a.



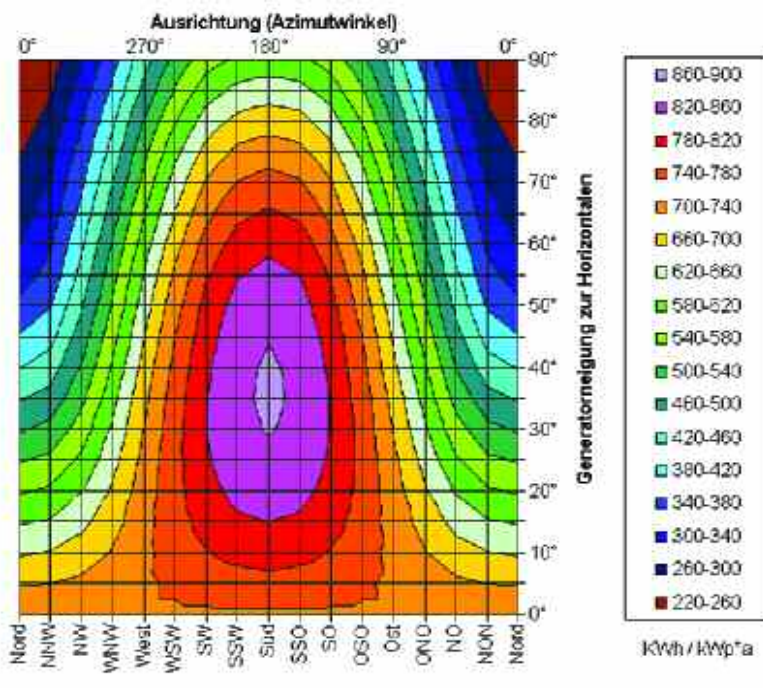
Der Energieertrag einer PV-Fläche ist vom Eintrag an Sonnenlicht bedingt. Neben der Gebäudegestaltung sollte somit die Quantität der Sonneneinstrahlung das entscheidende Kriterium für die Auswahl der photovoltaisch belegten Flächen darstellen. Die Ausrichtung, also die Orientierung und die Neigung, aber auch eine Verschattung der Fläche müssen beachtet werden. Der maximale Energieertrag in unseren Breiten wird im Jahresdurchschnitt von einer nach Süden orientierten und ca. 35° zur Horizontalen geneigten Fläche erzielt.

Abweichungen im Neigungswinkel um ca. 20° sowie in der Orientierung um 45° bewirken nur eine um rund 10 % schlechtere Jahresenergieausbeute.

Allgemein lassen sich vertikale Fassadenflächen für den Einsatz von Photovoltaik im Bereich von Osten über Süden bis Westen nutzen.

Abbildung 3.1-3 zeigt den Energieertrag einer standardisierten 1 kW<sub>p</sub>-Anlage, abhängig von der Ausrichtung und der Generatoneigung für den Standort Köln. Verbunden mit dem Standortfaktor aus Abb. 3.1-2 lässt sich der Energieertrag auf alle Standorte in Deutschland überschlägig umrechnen.

Abschattungen sind in dieser Abbildung nicht berücksichtigt. Genauere Ertragsberechnungen sind mit Simulationsprogrammen möglich, die auch Abschattungseinflüsse berücksichtigen und für die jeweils gewählten Anlagenkomponenten entsprechende Leistungscharakteristiken in Datenbanken vorhalten.



**Abb. 3.1-3:** Jahresenergieertrag einer 1 kW<sub>p</sub>-Anlage in kWh/kW<sub>p</sub>a für den Standort Köln in Abhängigkeit von der Anlagenausrichtung

Die im Diagramm aufgetragenen Werte wurden mit Hilfe der Software PVsol simuliert.

### Simulationsgrundlage

- 1 kW<sub>p</sub> PV-Anlage, feste Aufstellung, hinterlüftet
- Standort (Wetterdaten): Köln
- PV Module: RWE Schott Solar GmbH, 10 Stück Typ ASE-100-GT-FT, 100W, Generatorfläche <10 m<sup>2</sup>
- Wechselrichter: SMA Regelsysteme GmbH; Typ Sunny Boy 850; 0,9 kW

### 3 Energieertrag von PV-Anlagen

#### 3.2 Einflussfaktoren für den Energieertrag

##### 3.2.1 Sonneneinstrahlung

Der Wirkungsgrad eines PV-Moduls wird hauptsächlich durch die Umweltbedingungen, die Sonneneinstrahlung und die Modultemperatur beeinflusst.

Niedrige Einstrahlung, bewölkter Himmel oder flache Einstrahlungswinkel beeinflussen den Wirkungsgrad besonders.

Um vergleichbare Daten von PV-Modulen zu erhalten, wird der Wirkungsgrad unter normierten Bedingungen, den sogenannten Standardtestbedingungen (STC), d.h. bei einer Bestrahlungsstärke von  $1000 \text{ W/m}^2$  und einer Modultemperatur von  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , angegeben. Diese Testbedingungen treten im realen Betrieb selten oder nie auf, da bei hoher Einstrahlung die Modultemperatur i.d.R. deutlich über  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  liegt. Verringert sich die eingestrahlte Solarenergie und/oder steigt die Modultemperatur, sinkt die Leistungsfähigkeit des PV-Moduls.

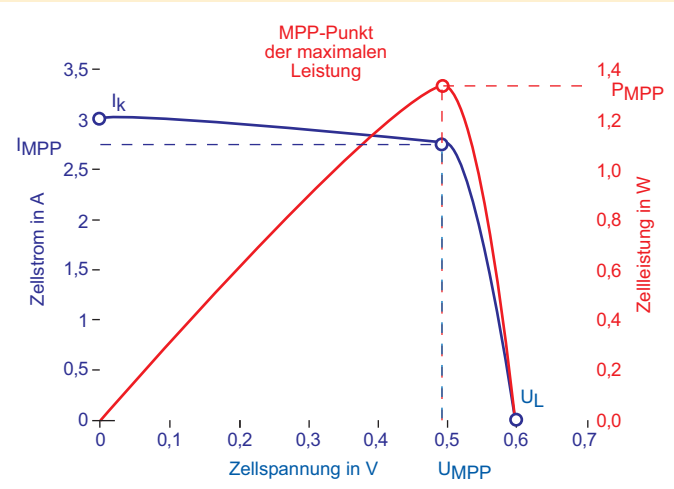


Abb. 3.2.1-1: Kennlinien einer Solarzelle (Quelle: DGS)

In Abb. 3.2.1-1 sind die Leistungskurve und die Strom-Spannungskennlinie einer Solarzelle dargestellt. Der MPP-Punkt (Maximum Power Point) ist der Punkt der maximalen Leistung und somit der optimale Betriebspunkt.

In Abb. 3.2.1-2 sind die Strom- und Spannungsverläufe über die Einstrahlung aufgetragen. Die Symbole von Wolke und Sonne zeigen grob die Wetterbedingungen entsprechend der Einstrahlungsstärke.

Man erkennt, dass der Strom direkt proportional der Einstrahlung ist. Die Spannung baut sich schon bei geringer Einstrahlung auf.

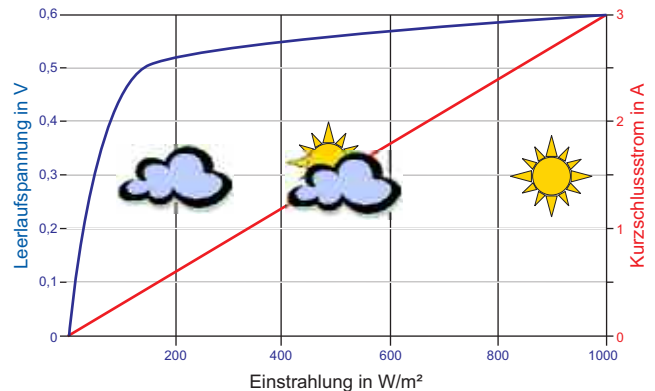


Abb. 3.2.1-2: Kennlinien einer Solarzelle bei unterschiedlicher Sonneneinstrahlung (Quelle: DGS)

Da die Module selektive Strahlungsempfänger sind, werden von verschiedenen Zelltechnologien auch unterschiedliche Wellenlängenbereiche des Sonnenlichtes mehr oder weniger effizient in elektrischen Strom umgesetzt. So ist es denkbar, dass Module mit gleicher Peakleistung am gleichen Standort unterschiedliche Erträge bringen. Die Unterschiede in der Energieausbeute können über einen längeren Zeitraum bis zu 10 % betragen.

Zu einem geringeren Teil wird die Modulleistung durch den optischen Schichtenaufbau des PV-Moduls oberhalb der Solarzellen beeinflusst.

Die auf ein Modul auftreffende Strahlung dringt nicht vollständig durch die oberen Modulschichten zur aktiven Zellschicht, sondern wird zum Teil absorbiert und reflektiert.

Die Reflektionsverluste sind bei senkrechter Einstrahlung auf das Modul am geringsten. Auf diese Verlustmechanismen haben Architekten und Planer keinen Einfluss. Daher werden sie hier nicht weiter im Detail behandelt.

#### Resümee

Die von einem PV-Modul erzeugte Leistung nimmt etwa proportional mit der Einstrahlung zu. Auch bei bewölktem Himmel wird bereits Energie produziert. Die Spannung baut sich schon bei geringen Einstrahlungen auf.

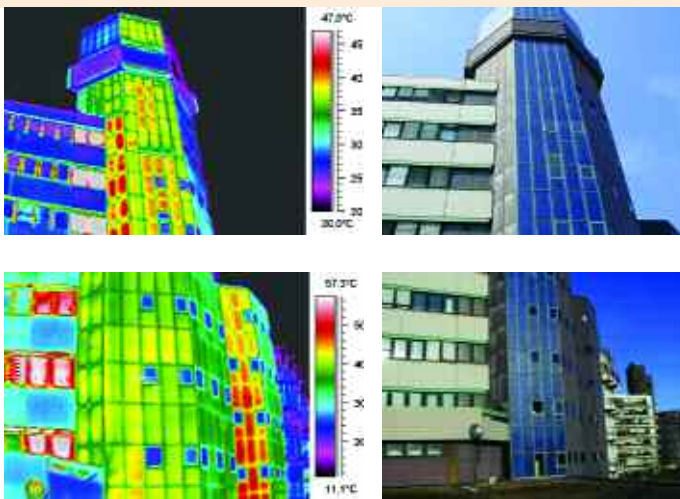


### 3.2.2 Modultemperatur

Wie bereits beschrieben, können PV-Module sowohl in Kaltfassaden als auch in Warmfassaden eingesetzt werden. Für die elektrische Energiegewinnung spielt die Temperatur der Module jedoch eine wichtige Rolle, weil die elektrische Leistung mit zunehmender Modultemperatur sinkt.

Bei kristallinen Modulen beträgt die Leistungsveränderung etwa 0,5 % pro Kelvin.

Welche Temperaturen sich in einer Fassade einstellen und wie sie sich verteilen, hängt von der Einstrahlung, der Umgebungstemperatur, den Windverhältnissen sowie von dem Modulaufbau und der Einbauart ab (Kaltfassade mit/ohne Hinterlüftung, Warmfassade).



Die Bilder zeigen das Ergebnis einer thermografischen Untersuchung an der PV-Fassade der Universität Duisburg-Essen. Dabei werden unterschiedliche Temperaturen in verschiedenen Farben dargestellt. Helle Farben (gelb, rot, weiß) bedeuten hohe Temperaturen, dunklere Farben (blau, lila) niedrigere Temperaturen. Insgesamt zeigte die Fassade eine homogene Temperaturverteilung (die Fassade ist wärmegeklämt und nicht hinterlüftet). Die durchgeführten Untersuchungen kamen zu dem Ergebnis, dass die maximalen Temperaturunterschiede innerhalb der Fassade 5 °C nicht überschreiten.

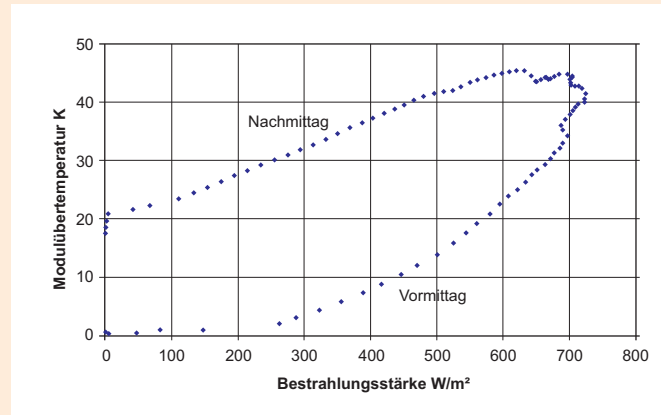


Abb. 3.2.2-1: „Modulbertemperatur“

Die Abb. 3.2.2-1 zeigt die an einer senkrechten Fassade mit SSO-Ausrichtung gemessene Modulbertemperatur (Temperatur des Moduls über der Umgebungstemperatur) in Abhängigkeit der Bestrahlungsstärke über einen Tag. Bei gleicher Bestrahlungsstärke vormittags/nachmittags wurden Unterschiede in der Modulbertemperatur von bis zu 30 °C gemessen. Diese Temperaturdifferenz hängt von der Wärmekapazität des PV-Moduls und den sonstigen Konstruktionsteilen ab. Die Wärmekapazität der eingesetzten Komponenten verzögert eine schnelle Aufwärmung am Morgen und eine schnelle Abkühlung am Abend.

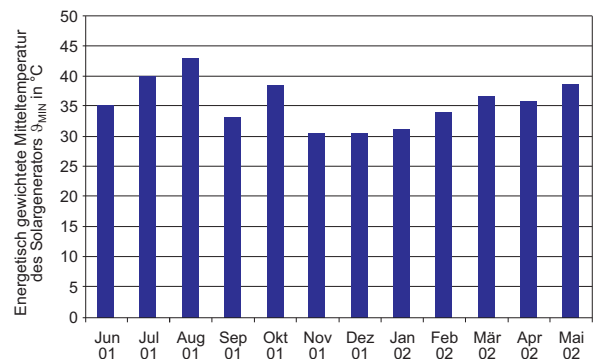


Abb. 3.2.2-2: Temperatur PV-Module übers Jahr

Betrachtet man die absoluten (energetisch gemittelten) Modultemperaturen über das Jahr, so ergibt sich bei der PV-Fassade der Universität Duisburg-Essen (Jahreseinstrahlungsenergie etwa 700 kWh/m²a) ein Mittelwert der PV-Generatortemperatur von 36,4 °C. Dies entspricht einem Verlust von ca. 5 % gegenüber der Standardmodultemperatur von 25 °C.

### Resümee

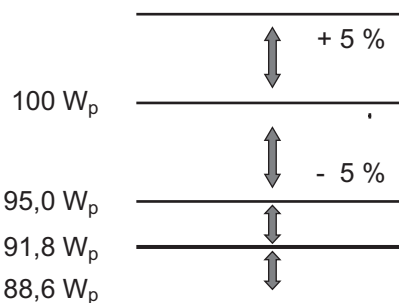
Die Energieverluste durch hohe Umgebungstemperaturen und Erwärmung der PV-Module betragen im Langzeitbetrieb zwischen 2 und 5 % gegenüber der Standardtesttemperatur von 25 °C - abhängig von der Einbau- und Hinterlüftungssituation.

### 3 Energieertrag von PV-Anlagen

#### 3.2.3 Fertigungstoleranzen von PV-Modulen

Die Nennleistung der PV-Module in  $W_p$  wird für normierte Konditionen, die sogenannten Standardtestbedingungen STC, angegeben (Einstrahlung  $1000 \text{ W/m}^2$ , Sonnenspektrum AM 1,5, Zelltemperatur  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Damit werden unterschiedliche PV-Module direkt vergleichbar.

Die Leistung eines PV-Moduls wird beim Hersteller als letzter Kontrollschritt vor Auslieferung gemessen. Das Sonnenlicht wird dabei meist mit einer Blitzlichtlampe (Flasher) nachgebildet. Mit dieser Lichtquelle sind reproduzierbare Bedingungen einstellbar, allerdings entstehen Messunsicherheiten durch das im Vergleich zur Sonne nicht optimale Licht (Inhomogenität der Bestrahlungsstärkeverteilung und Abweichung des Lichtspektrums vom Sonnenlichtspektrum). Sonnensimulatoren lassen sich in Qualitätsklassen einteilen, wobei die qualitativ höchsten Anforderungen an sogenannte Klasse A-Simulatoren gestellt werden. Mit solchen Klasse A-Simulatoren lassen sich Messunsicherheiten für PV-Module ( $p_{\text{max}}$ ) von unter  $\leq 3,5 \%$  erreichen. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass der Anteil der verwendeten kalibrierten Referenzzellen (auf deutsche und internationale Normale rückführbar) bereits 2 bis 2,5 % beträgt.

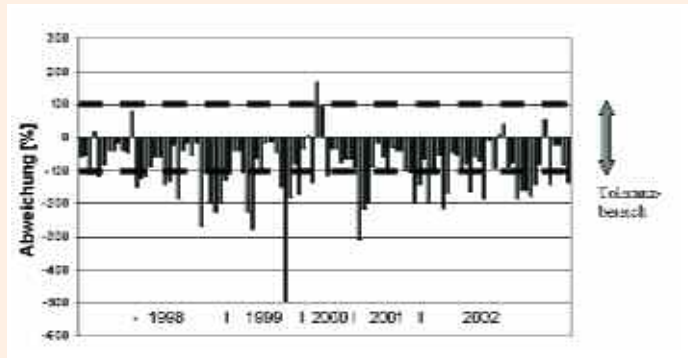


**Beispiel:** Ein PV-Modul hat einen Nennwert von  $100 \text{ W}_p$ , der mit einer Fertigungstoleranz von  $\pm 5 \%$  angegeben wird. Die Messunsicherheit zur Überprüfung der Leistung beträgt  $\pm 3,5 \%$  (z. B. Messsystem TÜV Rheinland Group). Erst wenn der Messwert kleiner als  $91,8 \text{ W}_p$  ist, liegt eine definitive Unterschreitung des Nennwertes vor. Der wahre Wert kann dabei im Bereich von  $95 - 88,6 \text{ W}_p$  liegen.

Die in Datenblättern von den Modulherstellern angegebenen Fertigungstoleranzen schwankten zwischen  $\pm 3 \%$  und  $\pm 11 \%$  (es werden auch Module mit Fertigungstoleranzen von 0 bis  $+5 \%$  angeboten).

Wo liegen nun die Herstellerangaben im Mittel der am Markt verfügbaren PV-Module? Hierzu wurden alle bei der TÜV Rheinland Group in der Vergangenheit gemessenen PV-Modultypen oder Modulchargen dieser Betrachtung unterzogen. Datenbasis sind über 100 Modultypen oder Modulchargen. Insgesamt beziehen sich die Ergebnisse auf etwa 300 Einzelmodule, die im wesentlichen in netzgekoppelten PV-Anlagen eingesetzt werden.

In der Regel lagen die Messwerte unterhalb der Nennwerte, zum Teil sogar außerhalb der Fertigungstoleranz. (Die Messunsicherheit des Labors von  $\pm 3,5 \%$  wurde dabei nicht berücksichtigt. Das bedeutet, dass der wahre Wert  $3,5 \%$  höher oder niedriger als der Messwert sein kann).



**Abb. 3.2.3-1:** Fertigungstoleranzen, Lage der Messwerte innerhalb ( $\pm 100 \%$ ) oder außerhalb des von den Herstellern angegebenen Toleranzbandes (ohne Berücksichtigung der Mess toleranz).

Um die Lage der Messwerte innerhalb oder außerhalb des von den Herstellern angegebenen Toleranzbandes vergleichend darstellen zu können, wurden die einzelnen Toleranzen auf ein Toleranzband von  $\pm 100 \%$  normiert.

Messwerte die am unteren Ende der Herstellertoleranz liegen, werden mit  $-100 \%$  dargestellt und Messwerte, die die angegebene Nennleistung widerspiegeln, liegen auf der  $0 \%$ -Linie.

Die Grafik zeigt deutlich, dass nur wenige Messwerte oberhalb der angegebenen Nennleistung liegen. Die meisten gemessenen Leistungsdaten liegen innerhalb des negativen Toleranzbandes, das sogar von etwa  $35 \%$  der Module teilweise erheblich unterschritten wird.

Nun sind diese Messungen nicht unbedingt ein direktes Abbild der am Markt angebotenen Module, allerdings sind Parallelen zur Marktsituation wahrscheinlich. Die Gründe hierfür sind sehr unterschiedlich. Sicherlich werden von einigen Herstellern die Leistungsangaben bewusst zu hoch angesetzt, um die Konkurrenzfähigkeit am Markt zu erlangen bzw. zu erhalten. Bei den meisten Herstellern liegen die Gründe für die Fehleinschätzung der Modulleistung allerdings bei den Unsicherheiten hausinterner Messungen oder bei den auf Basis der Zellenangaben kalkulierten Werten.

#### Resümee

Die Herstellertoleranz von PV-Modulen sollte möglichst gering sein, maximal  $\pm 5 \%$ .



### 3.2.4 Verschmutzung

Der mögliche Verschmutzungsgrad von PV-Modulen ist abhängig von den Umgebungsbedingungen, der Einbaulage der Module, dem Modulaufbau und der Art der Rahmung. Mögliche Ursachen für Mindererträge durch Verschmutzung können z.B. sein:

Verstärktes Auftreten von Schmutz durch Umgebungseinflüsse wie:

- Industrieluft
- Kamin (Ruß, Brikett, Kohle, Ölbrenner)
- Blütenstaub
- Vogelkot
- Moosbildung

Vermehrte Verschmutzung (Teilabschattung) der unteren Zellenreihen durch:

- flachen Installationswinkel der Module ( $< 15^\circ$ )
- Rahmenhöhe und -form
- zusätzliche Klemmprofile (Randerhöhung)
- geringer Abstand der Zellen zum Rahmen
- Einbaulage der Module

Messungen an PV-Anlagen und Laboruntersuchungen ergaben bei normal vorkommenden gleichmäßigen Verschmutzungen Leistungsreduzierungen von 2 bis 3 %, in Ausnahmefällen auch mehr. Bei starker Verschmutzung (Teilabdeckung) der unteren Zellenreihen wurden sogar wesentlich höhere Leistungsreduzierungen bis ca. 10 % gemessen. Bei senkrechten Fassaden kann von einer Leistungsreduzierung durch Verschmutzung von maximal 2 % ausgegangen werden.

Durch eine regelmäßige Säuberung der Fassaden (bzw. des Daches), wie sie normalerweise üblich ist, kann der Verschmutzungseinfluss reduziert werden.

Die größten Leistungsreduktionen treten an PV-Modulen auf, bei denen die unteren Solarzellenreihen zum Teil durch Schmutz bedeckt sind.

Daher ist es notwendig, die Konstruktion bzw. den Aufbau der Module etwas genauer zu betrachten; insbesondere sind die Rahmenhöhe über dem frontseitigen Glas und der Abstand der Zellen zum Modulrahmen wichtig. In der nachfolgenden Skizze ist erkennbar, dass bei dem gewählten Aufstellwinkel die schmutzbildende Zone gerade unterhalb der unteren Zellenreihe verbleibt.

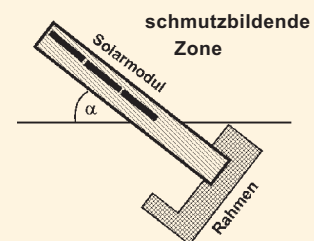


Es ist allerdings zu bedenken, dass die Schmutzablagerungen auch bei senkrechten Fassaden vom Rahmen her „hochwachsen“ können.

Wie sich eine Verschmutzung auf den Energieertrag einzelner Stränge und des Gesamtgenerators auswirkt, ist u.a. abhängig von:

- Verschmutzungsgrad und -art
- Anzahl betroffener Zellenreihen
- Bypass-Dioden in den Modulen
- Strangdioden (bei Teilgeneratoren)
- Anzahl der verschmutzten Module pro Strang
- Anzahl der Stränge
- Verschaltung der Stränge, der Teilgeneratoren und des Gesamtgenerators

Zu beachten ist ferner, dass sich durch flächenmäßig begrenzte Verschmutzungen (Laub, Vogelkot, etc.), überproportionale Leistungseinbußen einstellen können.



### Resümee

In der Regel treten nur geringfügige Leistungsminderungen durch gleichmäßige Verschmutzung auf (2 bis 3 %). Höhere Einbußen können durch Schmutzansammlungen und Teilabschattungen von Zellen am Rahmen auftreten. Die Rahmung der Module sollte somit möglichst flach gehalten werden, um Wasseransammlungen (Verschmutzung am unteren Modulrand) zu vermeiden.

Die Solarzellen sollten einen ausreichenden Abstand zum Modulrand/Rahmen besitzen.

Der Aufstellwinkel von PV-Modulen sollte  $> 15^\circ$  sein (Selbstreinigung durch Regen).

Die Verschmutzung einzelner Zellen (Laub, Vogelkot) kann zu einer starken Erhitzung (Hot Spot) führen. Bypassdioden schützen die Module vor dieser möglichen Zerstörung.

### 3 Energieertrag von PV-Anlagen

#### 3.2.5 Verschaltungsverluste

##### Elektrischer Mismatch

Produktionsbedingt weisen nicht alle PV-Module des gleichen Typs bzw. einer Serienfertigung unter gleichen Betriebsbedingungen den gleichen MPP-Arbeitspunkt auf. Diese Herstellertoleranzen sollten so gering wie möglich sein. Gute Module haben Herstellertoleranzen von  $\leq \pm 5\%$  der angegebenen Nennleistung. Betrachtet man nun die Reihenschaltung von mehreren Modulen zu einem Generator und bestimmt den Punkt maximaler Leistung auf dessen Strom-/Spannungskennlinie, so stellt man fest, dass die max. Leistung des Generators geringer als die Summe der einzelnen Modulleistungen ist. Diesen Effekt bezeichnet man als elektrischen Mismatch.

Die folgenden Bilder sollen dies anhand der Simulation einer Generatorkennlinie aus Modulkennlinien verdeutlichen.

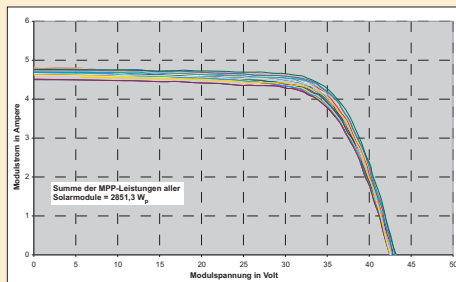


Abb. 3.2.5-1: Einzelkennlinien von 20 Modulen

Abb. 3.2.5-2: Generatorkennlinie von 20 Modulen bei Reihenschaltung

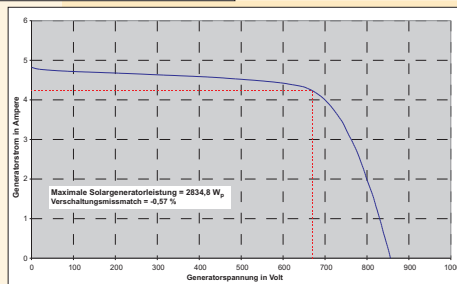


Abb. 3.2.5-1 zeigt die gemessenen Einzelkennlinien von insgesamt 20 baugleichen Modulen mit einer Fertigungsstreuung von  $\leq \pm 5\%$ . Die Punkte maximaler Leistung liegen jeweils in den Krümmungspunkten der Kennlinien und ergeben bei Addition eine Gesamtleistung von  $2851,3\text{ W}_p$ . Werden diese Module seriell verschaltet, ergibt sich eine Gesamtkennlinie gemäß Abb. 3.2.5-2 mit einer maximalen Gesamtleistung von  $2834,8\text{ W}_p$ , also etwa 1 % weniger.

Untersuchungen haben ergeben, dass bei Reihenschaltung von mehr als 10 Modulen mit einer Fertigungsstreuung von jeweils  $\leq \pm 5\%$  die elektrischen Mismatchverluste weniger als 1 % betragen.

##### Leistungsminderung durch Rückströme

Wie in Abb. 3.2.5-3 dargestellt, haben PV-Module herstellerbedingt unterschiedliche Kennlinien. Dies bezieht sich nicht nur auf den Punkt maximaler Leistung, sondern auch auf die weiteren Kennlinienparameter "Leerlaufspannung" und "Kurzschlussstrom".

Bei der Parallelschaltung einzelner Stränge sind somit Betriebs-situationen möglich, bei denen bei gleicher äußerer Spannung unterschiedliche Strangströme fließen.

Diese gemeinsame Spannung wird durch den Wechselrichter aufgeprägt, der sich bei der MPP-Suche im Spannungsniveau immer an der Kennlinie des Gesamtgenerators orientiert.

Weichen nun einzelne Strang-Spannungen erheblich von dieser MPP-Spannung ab, kann es zu sogenannten Rückströmen in den betroffenen Strängen kommen. Wie aus Abb. 3.2.5-3 ersichtlich, tritt dies aber erst bei sehr hohen Spannungsdifferenzen auf, die bei normalem Anlagenbetrieb nicht zu erwarten sind. Um sich dennoch vor eventuellen Rückströmen zu schützen, werden Rückstromdioden in jedem einzelnen Strang eingesetzt (bevorzugte Einbauorte hierfür sind der Generatoranschlusskasten oder der Wechselrichter). Da diese kontinuierlich vom Strangstrom durchflossen werden, bilden sie jedoch einen kontinuierlichen Verlustfaktor (bei 6" Zellen ca. 5 W).

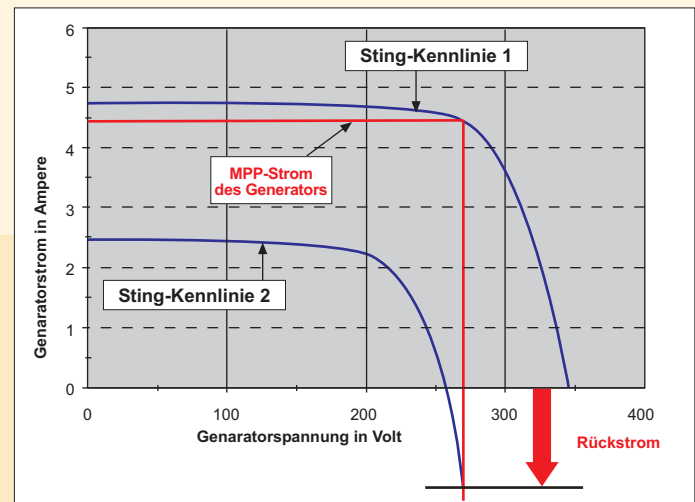


Abb. 3.2.5-3: Mögliche Rückströme bei unterschiedlichen Strangspannungen

Wegen der geringen Wahrscheinlichkeit von Rückströmen ist der Einsatz von Strangdioden nur als Schutz bei Defekten (z.B. Kurzschluss von Bypassdioden) oder, um Verschaltungsfehler abzusichern, bei der Verschaltung unterschiedlicher Modultypen sinnvoll.

##### Resümee

Bei Reihenschaltung von mehr als 10 Modulen mit einer Fertigungsstreuung von jeweils  $\leq \pm 5\%$  (s.o.) betragen die elektrischen Mismatchverluste weniger als 1 % (bei weniger Modulen oder größerer Fertigungsstreuung können die Mismatchverluste größer sein).

Bei normalem Anlagenbetrieb ist mit Rückströmen durch Herstellertoleranzen nicht zu rechnen. Daher ist auch der Einsatz von Strangdioden nur als Schutz bei Defekten (z.B. Kurzschluss von Bypassdioden) oder bei der Verschaltung unterschiedlicher Modultypen sinnvoll.



### 3.2.6 Abschattungsverluste

Zur energetischen Optimierung sollten PV-Anlagen grundsätzlich so aufgebaut werden, dass zu keiner Tages- und Jahreszeit Abschattungen oder Teilabschattungen auftreten können. Aus architektonischen Erfordernissen oder baulichen Gegebenheiten lässt sich dies jedoch nicht immer vermeiden. Dies trifft insbesondere auf PV-Fassadenanlagen zu (Bepflanzungen, Nachbargebäude).

Lassen sich (Teil-) Abschattungen nicht vermeiden, ist die Verschaltung der einzelnen PV-Module energetisch optimiert und unter Berücksichtigung der auftretenden möglichen Verschattungen durchzuführen.

Auch bezüglich der Auswahl des Wechselrichterkonzeptes (zentral oder dezentral) ist es wichtig, das Betriebsverhalten von parallel und seriell verschalteten PV-Modulen bei (Teil-) Abschattungen zu kennen.

Bei dezentralen Wechselrichterkonzepten (Ein-Strang-Anlagen) wirken sich (Teil-) Abschattungen natürlich nur auf den jeweilig betroffenen Wechselrichter aus. Bei zentralen Wechselrichterkonzepten kann sich dagegen auch die (partielle) Abschattung eines Teilgenerators überproportional auf den Gesamtgenerator auswirken.

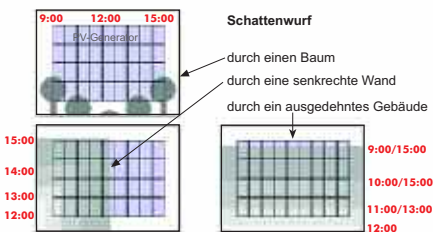


Abb. 3.2.6-1: Beispiele von Abschattungsanalysen

Daher sollte, im Rahmen der Planung, zunächst eine Schattenanalyse durchgeführt werden, wie in Abb. 3.2.6-1 dargestellt.

Um Verluste durch Verschattung so gering wie möglich zu halten, sollten die PV-Module immer so verschaltet werden, dass Abschattungen nur strangweise auftreten und nicht gleichzeitig in mehreren Strängen. Bezogen auf die Abb. 3.2.6-1 bedeutet dies, dass die Verschaltung der PV-Module im unteren linken Beispiel vertikal und im unteren rechten Beispiel horizontal erfolgen muss.

Abb. 3.2.6-2 zeigt eine Übersicht der bei Abschattungen auftretenden Leistungsverluste. Dabei ist die Spalte „Reihenschaltung aller Module“ mit dezentralen PV-Anlagen, also strangorientierten Wechselrichtern, gleichzusetzen. Energetisch gesehen spielt es keine Rolle, ob das erste Modul oder das letzte Modul in der Reihenschaltung abgeschattet ist. Abschattungen wirken sich proportional auf den Energieertrag aus.

Die Spalte „Parallelschaltung von Modulsträngen“ trifft für zentrale Konzepte mit seriell und parallel geschalteten PV-Modulen mit nur einem Wechselrichter zu. Hierbei sind Leistungsverluste stark abhängig von der Position der abgeschatteten Module.

	Reihenschaltung aller Module	Parallelschaltung von Modulsträngen
Verschaltungssituation	Generatorkennlinie ist nicht von der Position der abgeschatteten Module abhängig	Generatorkennlinie ist stark von der Position der abgeschatteten Module abhängig
Leistungsverlust	Abhängig von der Anzahl der verschatteten Module und dem Abschattungsgrad	
	Leistung im oberen Maximum ist nahezu konstant. Bei großflächigen Verschattungen liegt der MPP im oberen Maximum	
		Leistungsverlust nur dann geringer, wenn Verschattung auf einen Strang begrenzt

Abb. 3.2.6-2: Leistungsverlust durch Abschattung

#### Grundsätzlich gilt:

- Der Leistungsverlust ist bei geringer Verschattung proportional zur verschatteten Modulfläche.
- Bei großflächiger Verschattung ergibt sich ein nahezu konstanter Leistungsverlust, der unabhängig von der Größe der verschatteten Fläche ist.
- Die Serien-Parallelschaltung ist nur dann energetisch günstiger, wenn die Verschattung auf einen Modulstrang begrenzt bleibt.

Bei der Abschattung einzelner Zellen eines PV-Moduls wirken diese als Verbraucher. Die hierbei entstehende Wärme kann infolge einer Überhitzung zu Schäden des Moduls führen. Zum Schutz werden im Schaltkreis des Moduls sogenannte Bypassdioden eingesetzt, die sich meist in den Modulanschlussdosen befinden. Die Bypassdioden übernehmen folgende Schutzfunktionen:

- a) Schutz vor Überhitzung von abgeschatteten Zellen
- b) Begrenzung der Leistungsverluste des Generators infolge von Verschattung

Dabei ist zu beachten, dass sich die Bypassdioden im Aktivierungsfall auf über 150 °C erhitzen und hierdurch, ebenso wie durch Überspannungen (z.B. Blitzschlag), ausfallen können. Im Hinblick auf die Bypassdioden ist daher bei der Installation von PV-Modulen auf ausreichende Wärmeabfuhr und problemlose Zugänglichkeit (Austausch bei Defekt) zu achten.

#### Resümee

Die Ergebnisse durchgeführter Messungen und Simulationen zeigen, dass bereits kleinere partielle Abschattungen im Gesamtgenerator zu erheblichen Minderleistungen führen können. Deshalb sollten Abschattungen durch optimierte Planung von PV-Anlagen vermieden werden. Sind Abschattungen nicht zu vermeiden, ist dies bei der Projektierung des PV-Generators (zentrales oder dezentrales System), der Festlegung der Generatorspannung und der Generatorverschaltung zu berücksichtigen.

### 3 Energieertrag von PV-Anlagen

#### 3.3 Energieerträge von verschieden orientierten PV-Anlagen







	Anlage	Kosten EURO/W <sub>p</sub>	Neigung/Ausrichtung der Anlage	Energieertrag kWh/kW <sub>p,a</sub>
	Peiniger, Gelsenkirchen Uni GH Essen <b>Schüco, Bielefeld</b> <b>BV Flachglas, Troisdorf</b>	18,00 ca. 18,00	90° / SO bis SW 90° / 118,163,208,253° <b>90°, 195°</b> <b>60-90°, O/S/W</b>	557 <b>650</b> <b>500</b>
	Stadtwerke Lünen Polizei Gütersloh <b>AMICA, Aachen</b>	18,21	90° / 220° 90° / SSW und WNW <b>90°, 190° bis 280</b>	365 301 <b>ca. 260</b>
	Realschule Staffelstein Stadtwerke Hilden FH BRS, St. Augustin HWG Hameln ADAC, Laatzten	19,10 10,90 9,50 8,00 13,10	45° / 180° 45° und 90° / Süden 60° / Süden 30° / Süd und SW 30° / O und S und W	706 450 702 834 540
	Hetzel, Essen Fatherbord, Leichingen GTZ Rheinbach HUK Coburg FH Bonn-RS, St. Augustin Bayrisches Landesamt f L Messe Essen Mont Cenis, Herne	10,60 13,90 4,80 12,80 7,80 7,60	40° / SW und SO 30° / Süden 30° / 112,5° (OSO) 20° / 220° 30° / Süden 15° / 180° 0° bis 90° / ..... 5° (90°) / 180° (270°)	472 534 630 595 767 594 700 548
	EVO, Oberhausen Zollverein Essen <b>Dressurstadion, Aachen</b> <b>Wissenschaftsprk. Gelsenk.</b> <b>Messe München</b>	61,80 7,71 <b>7,20</b> <b>13,00</b> <b>7,00</b>	50° / 180° 45° / 180° <b>30°, 180°</b> <b>28°, 180°</b> <b>28°, 180°</b>	478 579 <b>571</b> <b>538</b> <b>959</b>
	<b>Stadtwerke Bremen</b>	<b>8,80</b>	<b>35°, 220°</b>	<b>711</b>

Abb. 3.3-1:

Untersuchte PV-Fassadenanlagen

O = 90°

S = 180°

W = 270°

rot = zentral, schwarz = dezentral

Der Energieertrag von PV-Anlagen hängt im Wesentlichen vom Einstrahlungsangebot (Süd-/Norddeutschland), der Ausrichtung der PV-Module, den in Kapitel 3.2 näher beschriebenen Einflussfaktoren sowie der Umwandlung des photovoltaisch erzeugten Gleichstromes in netzkonformen Wechselstrom ab.

Um Erfahrungen bezüglich des Energieertrages von unterschiedlichen PV-Anlagen zu sammeln, wurde eine Datenbasis von insgesamt 29 in Betrieb befindlichen Anlagen ausgewertet.

Die Auswertung zeigt, dass die jährliche Energieerzeugung der einzelnen Anlagen stark schwankt. Der niedrigste Jahresertrag lag bei ca. 300 kWh/kW<sub>p</sub> und der höchste bei 959 kWh/kW<sub>p</sub>.

Für die Analyse der Schwankungen sind die unterschiedlichen örtlichen Gegebenheiten zu berücksichtigen. Dazu gehörten Anlagen mit einer annähernd optimalen Ausrichtung und auch Anlagen, die teilweise abgeschattet werden.

Ferner sind in diesen Werten auch Stillstandszeiten einzelner Anlagen durch Ausfall der/des Wechselrichter(s) oder sonstiger Komponenten enthalten.

#### Resümee

Energieerträge von Anlagen sind nur schwer vergleichbar. (Senkrechte PV-Anlagen liefern ca. 1/3 weniger Energie als optimal ausgerichtete Anlagen mit 35° Neigung).

Sind die PV-Module an verschiedenen Flächen bzw. mit verschiedenen Ausrichtungen angebracht, sollten String- oder Multistring-Wechselrichter eingesetzt werden.

Eine automatische Anlagenüberwachung wird empfohlen.



# 4 Planung

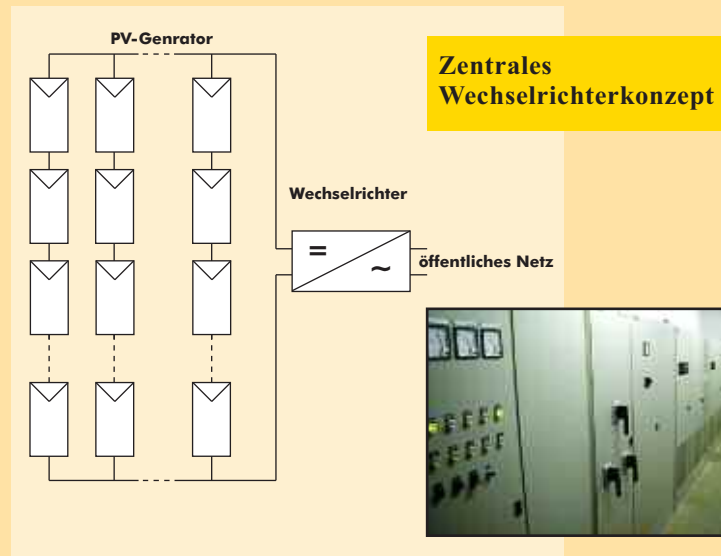
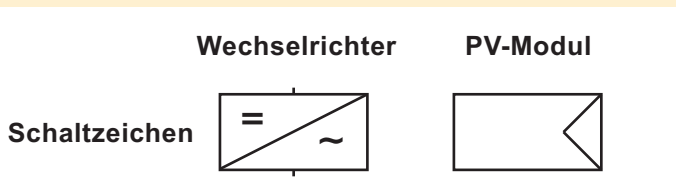
Neben der gestalterischen Aufgabe der Photovoltaik in der Gebäudehülle ist die Energiegewinnung ein wichtiger Aspekt dieser neuen Technologie. Hier gilt es, durch eine fachgerechte Systemauslegung ein Maximum an elektrischer Energie zu erhalten. Die elektrische Energie wird meist in das öffentliche Netz gespeist. Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind dabei gesetzlich verpflichtet, die Einspeisung des solar erzeugten Stromes zuzulassen und dem Erzeuger eine Vergütung gemäß des Energieeinspeisegesetzes (EEG) zu gewähren. Einige EVU bieten darüber hinaus Vergütungen an, die sich an den Erzeugungskosten orientieren. Auskunft hierzu sowie zu den technischen Anschlussbedingungen einer Photovoltaik-Anlage an das öffentliche Netz erteilen die EVU.

Neben einer Einspeisung in das öffentliche Netz können aber auch direkt im Gebäude vorhandene Großverbraucher wie z.B. klimatechnische Anlagen versorgt werden. Dabei wird die gesamte solar erzeugte Energie im Gebäude verbraucht. Ebenfalls ist eine Direkteinspeisung der solar erzeugten Energie in das Oberleitungsnetz von Straßenbahnen möglich.

## 4.1 Darstellung möglicher Anlagenkonzepte

Konzeptionell kann zwischen zwei Möglichkeiten der elektrischen Systemverschaltung unterschieden werden: zentrales oder dezentrales Konzept.

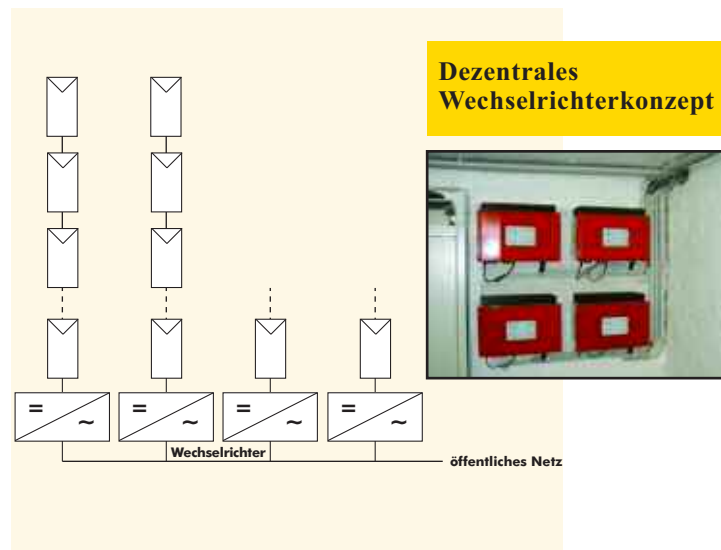
Beim zentralen Konzept wird die von den Photovoltaik-Modulen erzeugte Energie auf der Gleichstromseite zusammengeführt und durch einen zentralen Wechselrichter an das öffentliche Netz abgegeben. Der Wechselrichter hat in einer netzgekoppelten PV-Anlage die Aufgabe, den von den PV-Modulen erzeugten Gleichstrom in den üblichen Wechselstrom zur Einspeisung in das öffentliche Netz zu transformieren. Neben dem Wechselrichter sind weitere Installationskomponenten wie Leitungen, Anschlusskästen, Trennschalter, Sicherungen und Netzüberwachungseinheiten erforderlich. Das folgende Schaltbild stellt eine Photovoltaik-Anlage mit einem zentralen Wechselrichterkonzept dar.



Dezentrale Konzepte sind modular aufgebaut und bieten die Flexibilität einer späteren Anlagenerweiterung. Die Wechselrichter stellen individuelle Arbeitspunkte für jeden Teilgenerator ein. Dies führt zu höheren Energieerträgen, wenn Gebäudeflächen mit unterschiedlichen Einstrahlungswerten genutzt werden oder Verschattung im Tages- und Jahresverlauf zu erwarten ist.

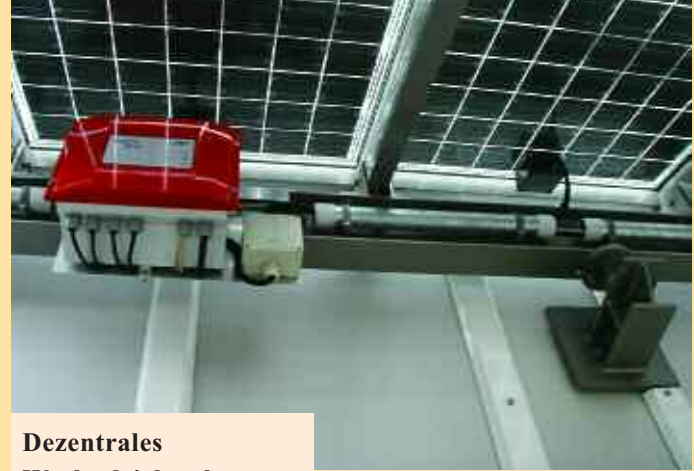
Schon gering abgeschattete Teilflächen können große Auswirkungen auf den Energieertrag haben. Der Grund hierfür liegt in der Serienschaltung der PV-Module zu größeren Strängen, bei der bereits kleine partielle Abschattungen (z.B. eines Moduls) zu erheblichen Minderleistungen im gesamten Strang führen können.

Ist mit einer gleichmäßigen Bestrahlung der gesamten Solargeneratorfläche zu rechnen, kann ein zentrales Wechselrichterkonzept Preisvorteile gegenüber einem dezentralen Konzept mit mehreren Wechselrichtern bringen. Bei der Wahl des Anlagenkonzepts wird der Fachplaner neben Kostengründen also auch die örtlichen Gegebenheiten mit einbeziehen.

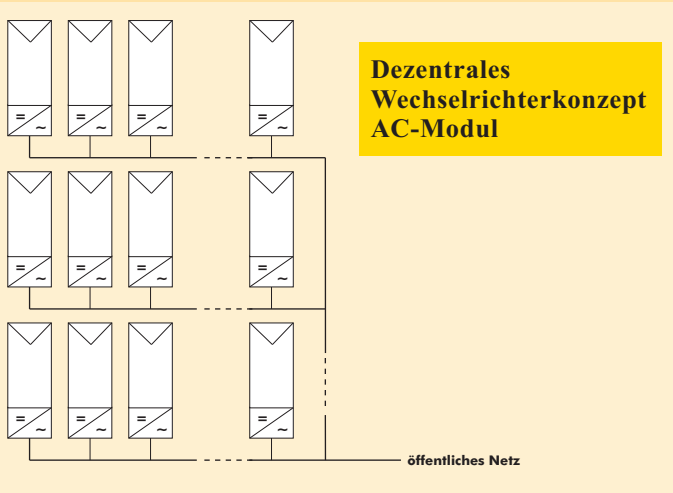


## 4 Planung

Ein dezentrales Konzept besteht aus mehreren Einzelgeneratoren mit jeweils einem zugeordneten Wechselrichter. Wird jeder Strang mit einem Wechselrichter ausgerüstet, spricht man von einem Strangwechselrichter. Ein einzelnes PV-Modul, das mit einem Wechselrichter versehen ist, wird auch AC-Modul genannt.



**Dezentrales Wechselrichterkonzept**



**Zentrales Wechselrichterkonzept**

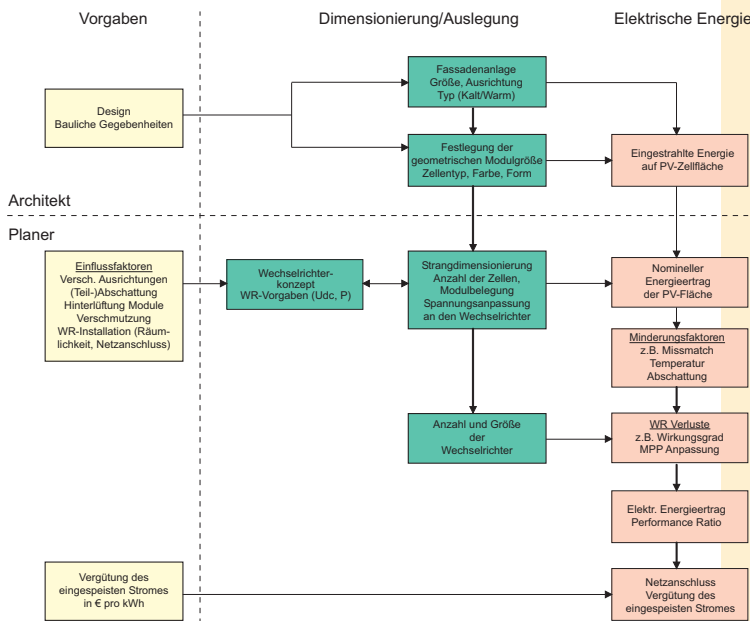
### Planungshilfen

Bei der Planung des Anlagenkonzeptes ist es sinnvoll, alle Einflussgrößen und Abhängigkeiten von Anfang an zu berücksichtigen.

Das nebenstehende Flussdiagramm soll die entsprechenden Planungsebenen/-phasen, die Einflussgrößen und die Abhängigkeiten untereinander deutlich machen.

Üblicherweise arbeiten Architekten mit Anlagenplanern eng zusammen, wobei es eine Schnittstelle von der Ebene des Architekten zum Anlagenplaner über alle Eckpunkte gibt. Diese Schnittstelle trennt auch die Aufgaben sowie die Anlagenvorgaben für Architekt und Planer. Die Schwerpunkte sind oft unterschiedlich gelagert. Gestalterische oder auch energetische Aspekte können im Vordergrund stehen.

Im Flussdiagramm sind links die einzelnen Vorgaben aufgelistet (gelbe Blöcke). In der Mitte ist die Dimensionierungs- und Auslegungsphase schrittweise dargestellt (grüne Blöcke). Auf der rechten Seite sind die Einflussfaktoren auf den Energieertrag verdeutlicht (rosa Blöcke). Die Verbindungspfeile zeigen den Planungsablauf und die Abhängigkeiten und Einflussfaktoren bei der Planung.



## 4.2 Verfügbarkeit von Wechselrichtern

Die auf dem Markt erhältlichen Wechselrichtertypen (2003) lassen sich in Leistungsklassen einteilen. Abb. 4.2-1 gibt einen Überblick darüber, wie viele unterschiedliche Wechselrichtertypen in den einzelnen Leistungsklassen vertreten sind (log. Einteilung).

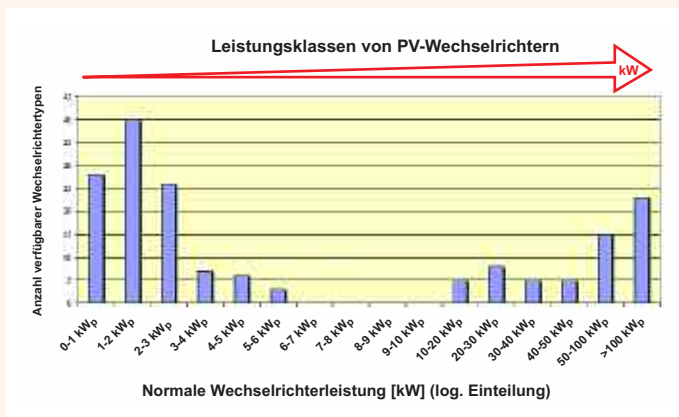


Abb. 4.2-1: Leistungsklassen von PV-Wechselrichtern

Aus Abb. 4.2-1 ist ersichtlich, dass die Leistungsklassen bis 5 kW<sub>p</sub> und oberhalb 10 kW<sub>p</sub> die entscheidenden Bereiche darstellen. In dem unteren Bereich hat die Leistungsklasse bis 2 kW<sub>p</sub> den größten Anteil. Diese Leistungsklasse wird hauptsächlich im privaten Bereich oder in dezentralen Anlagen verwendet. Im untersten Leistungsbereich findet man sogenannte Modulwechselrichter (AC-Module). Dabei handelt es sich um Kleinwechselrichter bis 200 W<sub>p</sub>, die direkt am Modul befestigt sind. AC-Module liefern Wechselstrom und können direkt an das AC-Netz angeschlossen werden.

Im Leistungsbereich oberhalb 10 kW<sub>p</sub> sind die Leistungsklassen 20-30 kW<sub>p</sub> und >100 kW<sub>p</sub> am häufigsten vertreten. Sie decken den Hauptanteil in zentralen Anlagenkonzepten ab. Wie aus Abb. 4.2-2 ersichtlich, sinken die spezifischen Kosten in €/kW<sub>p</sub> für Wechselrichter mit der Leistungsgröße der Geräte.

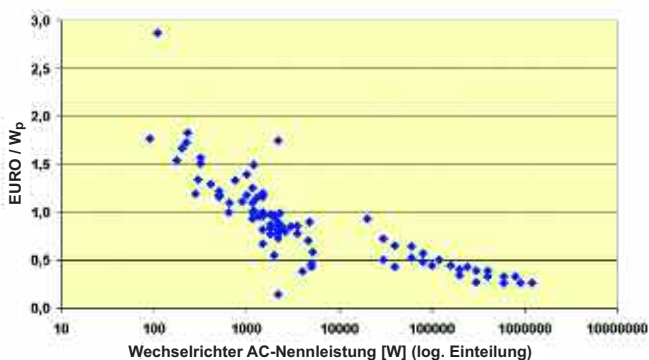


Abb. 4.2-2: Verhältnis Gerätekosten zu Geräteleistung

Abb. 4.2-3 stellt die Eingangsspannung des Wechselrichters gegenüber der Geräteleistung dar. Die Eingangsspannung ist ein entscheidendes Kriterium bei der Auswahl des PV-Anlagenkonzeptes.

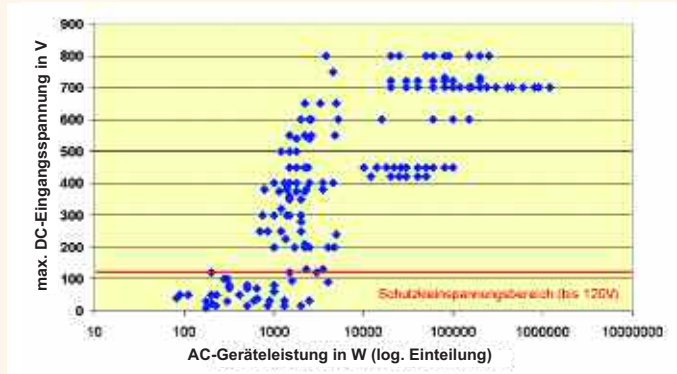


Abb. 4.2-3: Verhältnis der max. Eingangsspannung zur Geräteleistung

Das Diagramm zeigt, dass es in Leistungsklassen bis ca. 6 kW<sub>p</sub> Wechselrichtertypen gibt, die auf der Gleichstromseite mit Schutzkleinspannung (< 120V DC) arbeiten. Das kann von Vorteil sein, da hierbei keine besonderen Schutzmaßnahmen zu ergreifen sind.

Die heute am Markt erhältlichen Wechselrichter weisen gute Wirkungsgrade auf. Dennoch gibt es Unterschiede im Teil- und Vollastbetrieb. Einen Großteil seines Betriebs wird der Wechselrichter nicht im Leistungspunkt mit maximalen Wirkungsgrad betrieben. Daher ist der Verlauf der gesamten Wirkungsgradkurve entscheidend. Der sogenannte „Europäische Wirkungsgrad“ ist nach den vorherrschenden Einstrahlungsbedingungen gewichtet und berücksichtigt somit die Unterschiede im Teil- und Vollastbetrieb.

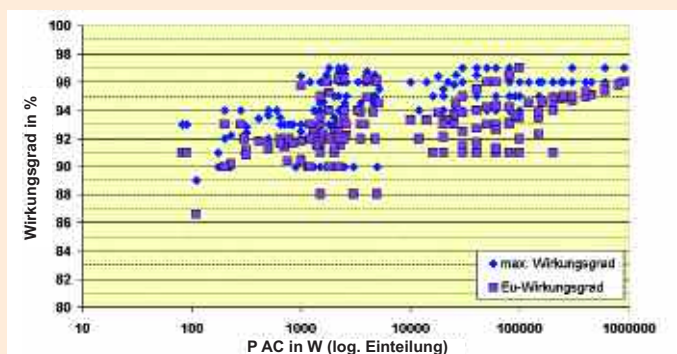


Abb. 4.2-4: Europäischer Wirkungsgrad und maximaler Wirkungsgrad aufgetragen über die max. Geräteleistung

Das vielseitige Angebot an Wechselrichterarten und -größen ermöglicht vielfältige an die Kundenwünsche und Anlagenbesonderheiten angepasste Lösungen. Entscheidend im Hinblick auf die Energieerzeugung ist die optimale Anpassung zwischen Wechselrichter und Solargenerator.



### 4.3 Auswahl eines geeigneten Wechselrichter-konzeptes

Bei der Wahl eines geeigneten Wechselrichters sind einige Randbedingungen zu beachten. Insbesondere der Wechselrichter ist an die installierte PV-Generatorleistung anzupassen. Aufgrund der unter Kapitel 3.2 aufgeführten Einflussfaktoren wird der PV-Generator seine Nennleistung nur selten erreichen. Berücksichtigt man ferner den Wirkungsgrad des Wechselrichters (über die Leistungskurve), so ist die Leistung des Wechselrichters niedriger als die des PV-Generators zu wählen (siehe auch Kapitel 4.4).

Zu bedenken ist auch die Möglichkeit, dass Wechselrichter parallel nebeneinander arbeiten können. Das bedeutet, dass beispielsweise bei einer  $2 \text{ kW}_p$  Anlage auch 2 Wechselrichter mit ca.  $1 \text{ kW DC}$ -Nennleistung eingesetzt werden können. Der Solargenerator wird dann geteilt (es entstehen quasi zwei oder mehrere Einzelanlagen). Das kann vor allem dann sinnvoll sein, wenn das Solarfeld auf einem Dach bzw. einer Fassade mit zwei unterschiedlichen Neigungswinkeln bzw. Ausrichtungen angebracht oder auf verschiedene Flächen verteilt ist. Die Verluste durch unterschiedliche Bestrahlung können hiermit verringert werden.

Auch bei räumlich voneinander getrennten Teilgeneratoren können dezentrale Anlagenkonzepte vorteilhafter bzw. kostengünstiger sein. Die Kosten für die Verkabelung auf der DC-Seite sind höher als die Kosten für die AC-Verkabelung. Dieser Vorteil wird vor allem bei AC-Modulen genutzt, bei denen die DC-Verkabelung nahezu entfällt.

Die folgende Gegenüberstellung der beiden Anlagenkonzepte vergleicht einige Randbedingungen, die bei der Auswahl des Wechselrichterkonzeptes eine wichtige Rolle spielen können.



Wechselrichterkonzept	zentral	dezentral
<b>Installationsort</b>	nur ein Installationsort bzw. Betriebsraum vorhanden, daher gut erreichbar und wartungsfreundlich; DC-Netz erforderlich	mehrere Installationsorte verteilt im oder am Gebäude, gegebenenfalls schwer erreichbar und nicht so wartungsfreundlich; Separates AC Netz erforderlich, sofern zentral eingespeist wird
<b>Gebäudeintegrierung</b>	Im Allgemeinen leicht integrierbar wenn Betriebsraum verfügbar	Möglicherweise schwierig, da Zugänglichkeit garantiert werden muss

Abb. 4.3-1: Gegenüberstellung Wechselrichterkonzepte

#### Aufstellungsort:

Generell sollten Wechselrichter an einem kühlen und geschützten Ort installiert werden, da so die Beanspruchung der Wechselrichter durch z.B. hohe Temperaturen gering gehalten wird. Dies wirkt sich positiv auf die Lebenserwartung der Geräte aus und verringert die energetischen Verluste.

Je nach Anlagenart, den örtlichen Gegebenheiten oder den baulichen Vorgaben können Wechselrichter im Außen- oder Innenbereich aufgestellt werden. Eine Installation des Wechselrichters im Außenbereich ist nur bei geeigneten Geräten (min. IP54) möglich.

#### Verkabelung:

Da die Verkabelung auf der Wechselspannungsseite unproblematischer und kostengünstiger ist, ist es sinnvoll die DC-Verkabelung kurz zu halten und den Wechselrichter möglichst in der Nähe des Solargenerators zu installieren. Das hängt jedoch von den örtlichen und baulichen Gegebenheiten ab.

Für die Verkabelung von PV-Modulen gibt es spezielle, den besonderen Anforderungen entsprechende Solarkabel, die erd- und kurzschlussicher zu verlegen sind.

#### Installation:

Zur Installation einer PV-Anlage gehören neben den Modulen, dem Wechselrichter und der gleich- und wechselstromseitigen Verkabelung noch weitere Komponenten wie der Modulanschlusskasten, der DC-Lasttrennschalter und der Einspeisepunkt mit Zählerinrichtung. Auch über Blitz- und Überspannungsschutzkonzepte sollte nachgedacht werden, da Blitzeinschläge und eingekoppelte Überspannungen sowohl die PV-Anlage als auch die Hausinstallation beschädigen können.

Im Modulanschlusskasten werden die einzelnen Modulstränge zusammengeschaltet und über den DC-Lasttrennschalter mit dem Wechselrichter verbunden. Der DC-Lasttrennschalter kann im Bedarfs- oder Notfall den Solargenerator vom Wechselrichter trennen. Im Modulanschlusskasten kann zusätzlich ein Überspannungsschutz untergebracht sein. Die Sicherungen und der Zähler befinden sich üblicherweise am Einspeisepunkt.

#### Wartung:

Die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage hängt neben dem Ertrag auch von den laufenden Betriebskosten ab. Diese werden entscheidend von Wartungsarbeiten und Reparaturaufwand geprägt. Ausfallzeiten wirken sich doppelt negativ aus, da einerseits der Ertrag ausfällt und andererseits Kosten für die Reparatur anfallen.

Erfahrungen mit bisherigen Anlagen zeigen ca. 0,05 Wechselrichterfälle pro Jahr.

Daher sind bei der Auswahl eines geeigneten Wechselrichterkonzeptes die Zuverlässigkeit und Wartungsfreundlichkeit zu berücksichtigen.

#### Resümee

Je nach Anlagenart und Größe sowie den Aufstellungsgegebenheiten kann ein zentrales oder dezentrales Anlagenkonzept sinnvoller sein.

Eine entscheidene Rolle bei großen PV-Anlagen spielen neben den Anlagen- und Installationskosten die Wartungskosten. Die jährlichen Wartungskosten steigen mit der Anzahl der Wechselrichter und fallen über die gesamte Lebensdauer der Anlage an. Folglich sollte eine möglichst geringe Anzahl von Wechselrichtern eingesetzt werden, um die Wartungskosten gering zu halten.

Grundsätzlich sind zentrale Anlagenkonzepte sinnvoller und kostengünstiger. Dies gilt insbesondere für große Anlagen (Anlagenleistung > 30 kW<sub>p</sub>). Bei besonderen Aufstellungsgegebenheiten, z.B. (Teil-)Verschattung der Modulflächen oder bauliche Maßnahmen, können sowohl bei kleinen als auch bei großen Anlagen dezentrale Wechselrichterkonzepte geeigneter sein.

#### 4.4 Anpassung von PV-Generator und Wechselrichter

Das optimale Leistungsverhältnis Wechselrichter zu Solargeneratorleistung ( $V_P$ ), hängt von verschiedenen Parametern ab:

- Einstrahlungsdaten
- Ausrichtung/Neigung des Solargenerators (SG)
- Güte des Wechselrichters ( $W_r$ )

$$V_P = \frac{P_{Nenn,Wr}}{P_{Nenn,SG}}$$

Bei südlicher Ausrichtung (Azimutwinkel  $0^\circ$ ), einer Neigung von  $30^\circ$  und verschattungsfreier PV-Anlage, kann innerhalb Deutschlands ein  $V_P$  von ca. 0,8 als Richtwert angenommen werden.

Bei Abweichung des Azimut- oder Neigungswinkels ( $\beta$ ), ergeben sich neue Optima für das Leistungsverhältnis  $V_P$ , wie in Abb. 4.4-1 dargestellt.

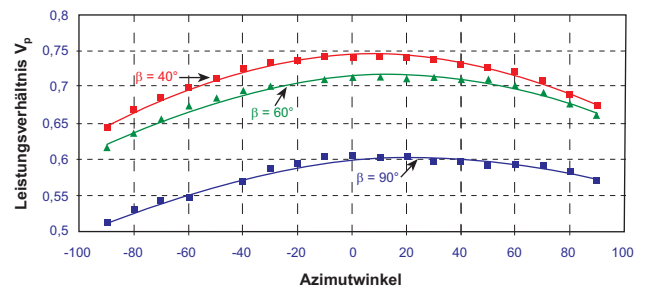


Abb. 4.4-1: Auslegung von PV-Fassadenanlagen - Einfluss des Azimut- oder Neigungswinkels  $\beta$  auf optimales Leistungsverhältnis  $V_P$  (Süden  $0^\circ$ ; Osten  $-90^\circ$ ; Westen  $+90^\circ$ )

Welche Potenziale in der richtigen Wahl des Leistungsverhältnisses  $V_P$  für eine entsprechende PV-Anlage stecken, zeigt die Abb. 4.4-2. Aufgrund der besonderen Aufstellungsbedingungen der Anlage ist hier ein Leistungsverhältnis  $V_P$  von 0,3 ausreichend. Das bedeutet, der Wechselrichter kann mit einer Leistung von 0,3 x der Solargeneratorleistung dimensioniert werden. Die genaue Ermittlung des Verhältnisses: Wechselrichter zu Solargenerator kann somit Investitionskosten einsparen. Für PV-Fassadenanlagen mit einem Neigungswinkel  $\beta = 90^\circ$  wurden folgende typischen Leistungsverhältnisse ermittelt:

Ausrichtung	$V_P$
Süd	0,6
West	0,57
Ost	0,51

## 4 Planung

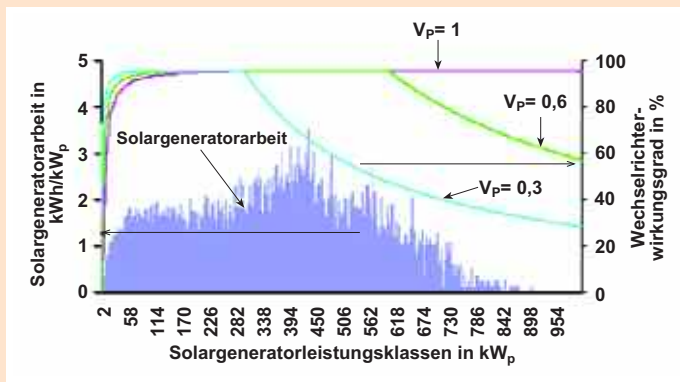


Abb. 4.4-2: Wahl des optimalen Leistungsverhältnisses  $V_p$  für eine Beispielanlage

In den meisten Anlagen (zentral oder dezentral) kommen mehrere Wechselrichter oder Wechselrichtermodule parallel zum Einsatz, um die entsprechende Gesamtleistung zu erhalten. Dieser Umstand ermöglicht eine Master-Slave Betriebsführung oder andere Maßnahmen zur Ansteuerung der Wechselrichter. Die einzelnen Wechselrichter werden hierbei so zu- oder abgeschaltet, dass sie bei wechselndem Energieangebot des Solargenerators immer im Leistungspunkt mit maximalem Wirkungsgrad arbeiten. Zum Beispiel können die Wechselrichter morgens nach und nach entsprechend dem Energieangebot zugeschaltet werden. Dieses Verfahren erhöht den Gesamtwirkungsgrad und schont die Wechselrichter durch reduzierte Betriebszeit.

### Resümee

Das optimale Leistungsverhältnis "Wechselrichter zu Solargeneratorleistung" liegt bei senkrechte Fassaden zwischen  $V_p = 0,5$  bis  $0,6$ .

## 4.5 Netzeinspeisung von Solarstrom

Seit der Einführung des „Erneuerbaren-Energien-Gesetz“ (EEG) im Jahre 2000 verzeichnet die Photovoltaik in der Bundesrepublik Deutschland jährlich zweistellige Zuwachsraten. Der Hauptgrund hierfür ist sicherlich, dass jede photovoltaisch erzeugte und ins öffentliche Netz eingespeiste Kilowattstunde (kWh) mit einem festen Betrag vergütet wird, und das über 20 Jahre lang. Daher werden PV-Anlagen fast ausschließlich netzgekoppelt betrieben.

Architektonische Akzente spielen bei gebäudeintegrierten Solarstromanlagen, insbesondere bei Fassaden, eine wichtige Rolle. Gleichzeitig soll die Anlage aber einen hohen Energieertrag einbringen, was eine optimale Ausrichtung erfordert. Im einfachen Fall lässt sich der solar erzeugte Wechselstrom zum Übergabepunkt des Versorgungsnetzes führen. Für die Abrechnungstechnik der Solarstromanlage wird in der Regel eine des Versorgungsnetzes adäquate Technik verlangt. Teuer kann es dabei für den Anlagenbetreiber werden, wenn der Hausanschluss per Leistungsmessung abgerechnet wird. In einem solchen Fall wird die aus dem Netz bezogene Energie sowohl zeit- als auch mengenbezogen abgerechnet (Beispiel: Bei Überschreitung eines festgelegten Spitzenwertes wird ein erhöhter Kilowattstundenpreis fällig). Bei Anschluss einer PV-Anlage an ein solches Hausnetz kann auch für die eingespeiste PV-Energie ein zeit- und mengenbezogener Leistungszähler erforderlich werden. Hier sollte der Betreiber eine einvernehmliche Lösung mit dem Netzbetreiber anstreben, da PV-Anlagen bekanntlich nur am Tage Strom liefern und in der Regel mittags die maximale Leistung abgeben.

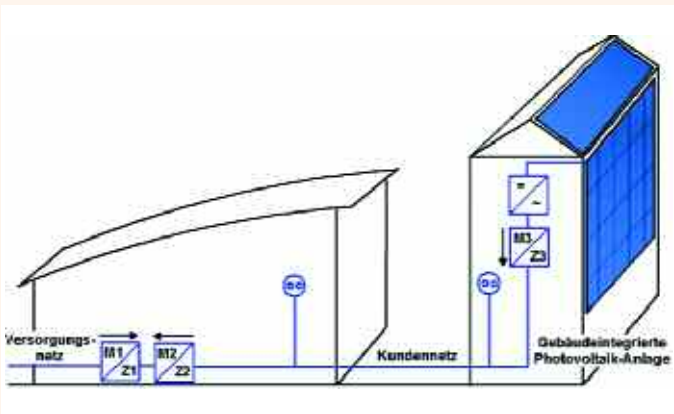
Ein anderes Problem kann insbesondere bei Industrie- und Gewerbekomplexen auftreten, wenn der Anschluss an das öffentliche Netz, d.h. der Einspeisepunkt für den Solarstrom, weit entfernt von der PV-Anlage ist. Der mit den langen Zuleitungen verbundene erhöhte Aufwand führt dann nämlich zu weiteren Kosten.

Diese Zusatzkosten ließen sich vermeiden, würde man den Solarstrom in das Kundennetz einspeisen, und zwar unter Inanspruchnahme der gesetzlichen Einspeisevergütung. Dieses ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) grundsätzlich vorgesehen.



Die Praxis zeigt aber, dass die Netzbetreiber diesbezüglich noch wenig Erfahrung haben.

Die vom damaligen Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) Ende 2000 eingerichtete Clearingstelle, die sich aus Vertretern der Netz- sowie der Anlagenbetreiber zusammensetzt, hat zum Thema "Einspeisung in das Kundennetz" im Mai 2001 ein erstes Ergebnis verabschiedet: "Einspeisung von Strom aus Photovoltaik-Anlagen ins Kundennetz und Zählung des eingespeisten Solarstromes."



**Abb. 4.5-1:** Einspeisung des Solarstromes aus einer gebäudeintegrierten PV-Anlage in das Kundennetz. Der Verbrauch ist die Summe der Zähler Z1 + Z3, abzüglich der in das Netz eingespeisten Leistung von Z2. Dieser Zähler Z2 zählt die in das Versorgungsnetz eingespeiste Leistung, wenn die abgegebene Leistung der PV-Anlage oberhalb der Grundlast des Gebäudekomplexes liegt.

Bezugnehmend auf diese Vereinbarung ergab die Umfrage zur Behandlung entsprechender Anfragen bei mehreren Netzbetreibern, darunter führende Elektrizitätskonzerne und Stadtwerke, die folgende Situationen:

- Einige Energielieferanten zeigten Schwierigkeiten bei der Ausfindung der zuständigen Stelle.
- Bei großen Energiekonzernen, die aus mehreren Gesellschaften bestehen, ist die jeweilige Netzbetreiber-gesellschaft zuständig.
- Sofern Stadtwerke einem großen Energiekonzern angehören, zertifizieren sie die Solarstromanlage des Kunden und die Vergütung erfolgt auf der Basis des Zertifikats.
- Stromkunden, die auf dem freien Energiemarkt ihren Strom beziehen, müssen sich zwecks Einspeisung an den Netzbetreiber wenden.

- Musterverträge oder allgemein gültige Unterlagen für die Einspeisung ins Kundennetz waren nicht erhältlich (für konventionelle Einspeisung sind Musterverträge/Formulare z.T. auch im Internet verfügbar).
- Die Ergebnisse der Clearingstelle waren i.d.R. bekannt, zum Teil waren die Netzbetreiber an der Aufstellung der Richtlinie beteiligt.
- Die Richtlinie wird bei den angefragten Stellen auch berücksichtigt. Es obliegt aber dem Netzbetreiber, ob er einer Einspeisung ins Kundennetz zustimmt und nach dem EEG vergütet. Bezieht ein Kunde seinen Strom von einem Stromlieferanten, der nicht demselben Konzern wie der Netzbetreiber angehört, kann sich eine Vertragsgestaltung zur Einspeisung ins Kundennetz schwierig gestalten, oder im schlimmsten Fall erst gar nicht zustande kommen.
- Von mehreren Netzbetreibern wurde betont, dass jeder Fall von Netzeinspeisung ins Kundennetz isoliert betrachtet werden muss, da er in Abhängigkeit zum Strombezug gesehen werden muss. Die Abrechnungsmesstechnik der PV-Anlage muss der Technik der Kundenanlage entsprechen. Bei hohen Abnahmen (> 100.000 kWh/a) im Niederspannungsbereich kann eine leistungsbezogene Abrechnung gefordert werden.
- Die Problematik bei Mittelspannungskunden ist vergleichbar. Hier wird eine Einspeisung von der PV-Anlage in das Mittelspannungsnetz gefordert. Als kostengünstige Alternative bietet sich die Einspeisung in das Niederspannungsnetz der Kundenanlage an, wieder vorausgesetzt, der Netzbetreiber stimmt dem zu.

## Resümee

Der zukünftige PV-Anlagenbetreiber sollte den zuständigen Netzbetreiber bereits bei der Planung einer PV-Anlage mit einbeziehen. Insbesondere, wenn aus gebäudetechnischen Gründen und zur Vermeidung von langen Zuleitungen zum Hauptanschluss eine Einspeisung ins Kundennetz angestrebt wird.

4.6 Simulationsprogramme

Simulationsprogramme werden in der Planungsphase von PV-Anlagen sowie zur Ertragsüberwachung eingesetzt. Ihre Funktion ist die Bestimmung des elektrischen Energieertrages einer Anlage oder die Ermittlung der kostengünstigsten Anlage bei verschiedenen Anlagenvarianten. Die Anwender von Simulationsprogrammen sind zumeist PV-Fachplaner. Die Programme dienen zur Unterstützung ihrer Tätigkeit beim Entwurf einer Anlage. Außerdem können Simulationsprogramme beim Betrieb von PV-Anlagen eingesetzt werden um festzustellen, ob die PV-Anlage einwandfrei arbeitet. PV-Fassadenanlagen sind in Deutschland fast ausschließlich netzgekoppelte Anlagen, wobei den Betreiber neben der optischen Darstellung folgende Aspekte interessieren:

- Wie viel elektrische Energie wird erzeugt?
- Wie ist die Wirtschaftlichkeit der Anlage?
- Wie viel CO<sub>2</sub>-Emissionen werden vermieden?

Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz sind neben der Gebäudegestaltung die wesentliche Anreize dafür, PV-Fassadenanlagen zu errichten.

Auf dem Markt vorhandene Simulationsprogramme haben unterschiedliche Eigenschaften und sind für verschiedene Aufgabenstellungen konzipiert. Eine Übersicht über die zur Verfügung stehenden Programme zeigt Abb. 4.6-1. Zur Kontrolle der Ergebnisse sollte immer eine Ertragsabschätzung durchgeführt werden.

Bei einem regelmäßigen Einsatz von Simulationsprogrammen ist das Vorhandensein von integrierten „Optimierungsroutinen“ vorteilhaft, da ein zeitaufwendiges, manuelles Ausprobieren verschiedener Verschaltungs-/Wechselrichterkonzepte zur Findung der geeigneten Systemlösung nicht mehr nötig ist.

Der Vergleich der unterschiedlichen Simulationsprogramme hinsichtlich ihrer Anwendung, insbesondere in Verbindung mit den von Architekten und Planern genutzten CAD-Systemen zeigten, dass das für die Integration von PV-Anlagen in die Gebäudehülle entwickelte Programm PVcad am besten anwendbar ist.

Das Programm bietet eine Schnittstelle zum Einlesen von CAD Programmen und ist deswegen sowohl für den Architekten als auch für den PV-Planer gut geeignet für die gemeinsame Planung einer PV-Fassadenanlage.

Die Eingabe einer PV-Generatorkonfiguration geschieht bei einem Anwender, der über das Programm „Autocad“ verfügt, direkt in der CAD Zeichnung mit einem Makro. Bei anderen CAD Programmen wird der PV-Generator in PVcad eingegeben. Zur Unterstützung der Eingabe des Generators ist eine Datenbank mit Wechselrichtern und Solarmodulen implementiert. Diese Datenbank kann vom Benutzer einfach erweitert werden. Außerdem steht dem Anwender die gesamte Strahlungsdatenbank der Simulationsumgebung „Insel“ zur Verfügung. Von 2000 Standorten können über die Synthetisierung von Monatsmittelwerten die benötigten, meteorologischen Daten mit stündlicher Auflösung generiert werden, falls keine eigenen Wetterdaten vorliegen.

Weitere Simulationsprogramme sind (Stand 2002): Die greenius Software, INSEL 6.0 (InselDi 7.0 neueste Version), PVS 2.001 PhotoVoltaik Simulation, PV\*SOL®, PVSYST 3.21, PV-DesignPro v5.0 (Solar Studio Suite), SOLDIM, SolEm und SOLinvest 2.0.

Programm/ Version	Kontakt / Bezug Kosten	Programmeigenschaften						Bibliothek	
		Sprachen	Anlagen- arten	Wirtschaft- lichkeit	Verschaltung	Strahlungs- generator	Besonder- heiten	Weiter	Komponenten
Greenius 1.0	www.greenius.de 999 €+ MwSt.	E,D	N	ja	nein	nein	Cash-Flow-Analysen	ca. 20	M,W,V
INSEL 6.0 / InselDi 7.0	www.physik.uni- oldenburg.de/ehf 255 € / 500 €	D,E,S	N,I,H	nein	nein	ja	Eigene blockorientierte Simulationsprache	ca. 2000	M,W,B,P,L,V
PVcad 1.2.1	ISET/Uni Oldenburg, ZSW www.iset.uni-kassel.de/ pvcad/ frei	D	N,I	nein	sehr gut	ja	CAD-Schnittstelle, gute Analyse von komplizierten PV- Fassadenmodellen	ca. 2000	M,W,B
PVSYST 3.2	www.pvsyst.com 700 CHF (ca. 480 € + MwSt.)	E,F	N,I,H	ja	gut	ja	Umfangreiche Wetter- und Systemanalyse	ca. 250	M,W,B,L
PV*SOL 2.3	www.valentin.de N 358 € + MwSt Pro 498 € + MwSt	D,E	N,I,H	ja	mittel	nein	dyn. Temperatur- modell, Teilgenera- toren	ca. 250	M,W,B,L,V
PVS 2.001	www.econzept.de 452,70 €	D,E	N,I,H	ja	mittel	ja	CO <sub>2</sub> -Bilanz, Internet- datenbankupdate	ca. 2000	M,W,L,V
Solar Studio Suite 5.0	www.mauisolarsoft ware.com 159 US\$	E,S	N,I,H	ja	mittel	ja	PV-Pumpsysteme	2132	M,W,B
Soldim 5.02	www.soldim.de 100 €	D,E	N,I	ja	Ab- schätzung	ja	Umfangreiche Projektierungsdaten	ca. 2000	M,W,B
SolEm 2.14	www.solem.de 65 €	D	N	ja	Ab- schätzung	nein	auf EXCEL-Basis Analyse technisch und wirtschaftlich	ca. 90	M,W,U
Solinvest 2.0	www.luxea.de 45 €	D	N	ja	nein	nein	Standortauswahl über PLZ	DWD- Karten	ent- fällt

Abb. 4.6-1: Übersicht über Simulationsprogramme, die eine Teilabschattung von netzgekoppelten PV-Anlagen berücksichtigen  
Verwendete Abkürzungen:  
Sprachen - E: Englisch; F: Französisch; D: Deutsch; S: Spanisch  
Anlagenarten - N: Netzgekoppelte Anlagen; I: Inselanlagen; H: Hybridanlagen  
Komponenten - M: Modul; W: Wechselrichter; B: Akkumulator; L: Laderegler; V: Verbraucher U: Montagesysteme; F: Brennstoffzellen; P: Pumpe

## 5 Kosten

Die Kosten netzgekoppelter PV-Anlagen setzen sich aus den Kosten für die einzelnen Komponenten und den Montage- und Netzanschlusskosten zusammen. Darüber hinaus sind laufende Kosten für die Wartung und den Betrieb zu berücksichtigen.

Wie Abb. 5-1 zeigt, haben sich die Kosten für PV-Anlagen in den letzten 20 Jahren etwa halbiert. Das hängt unmittelbar mit der weltweit stark anwachsenden und automatisierten Modulproduktion zusammen.

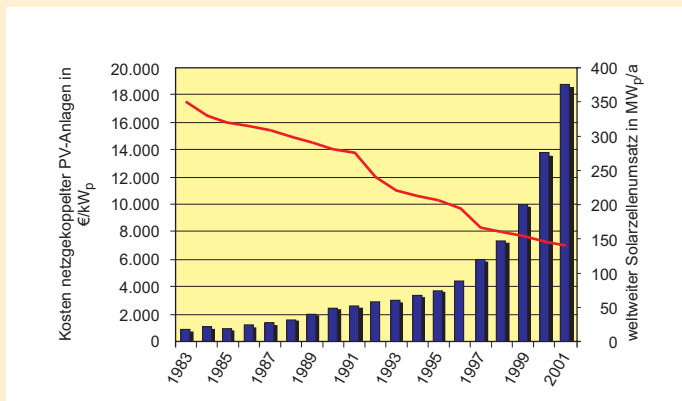


Abb. 5-1: Kostenentwicklung netzgekoppelter PV-Anlagen in Deutschland und weltweiter Solarzellenumsatz (Quelle: DGS)

Auch die konsequente Weiterentwicklung der Wechselrichter und die Standardisierung der Befestigungssysteme haben ihren Anteil an der Kostenreduktion.

Die vorgenannten Zahlen sind jedoch nicht ohne weiteres auf fassadenintegrierte PV-Anlagen übertragbar. Dies liegt daran, dass einerseits (nahezu) alle Fassaden unterschiedlich aufgebaut sind und daher keine oder kaum Standardisierung möglich ist und andererseits kaum preiswerte Standardmodule verwendet werden können. Wie Kapitel 3.3 ausführt (Abb. 3.3-1), schwanken die Kosten bei den dort aufgeführten Anlagen zwischen 8.000 €/kW<sub>p</sub> und 20.000 €/kW<sub>p</sub> und liegen damit durchschnittlich um einen Faktor 2-3 höher als herkömmliche netzgekoppelte PV-Anlagen.

Dass der Einsatz von PV-Elementen aber durchaus mit anderen Fassadenelementen konkurrieren kann, zeigt die nachfolgende Grafik, aus der die Kosten verschiedener Fassadenverkleidungen ersichtlich sind. Zu berücksichtigen ist hierbei noch ein nicht unerheblicher Prestigegewinn und die jährlichen Einnahmen durch den eingespeisten Solarstrom.

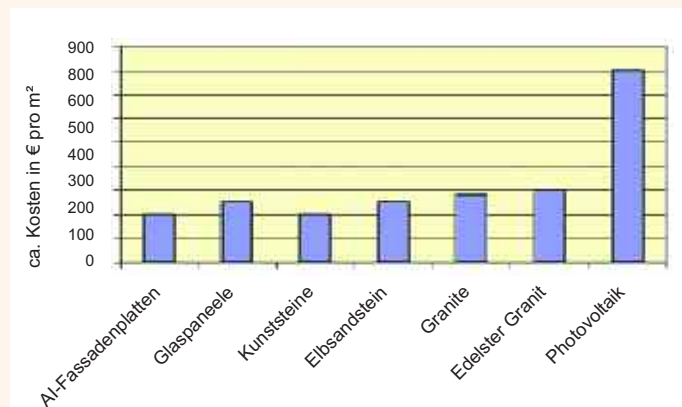


Abb. 5-2: Kosten verschiedener Fassadenverkleidungen (Quelle: Sonnenenergie 09/2003)

Wie teilen sich nun die Gesamtkosten bei einer PV-Fassade auf? Hierzu wurden ca. 30 in Betrieb befindliche PV-Fassadenanlagen untersucht. Das Ergebnis ist in Abb. 5-3 dargestellt.

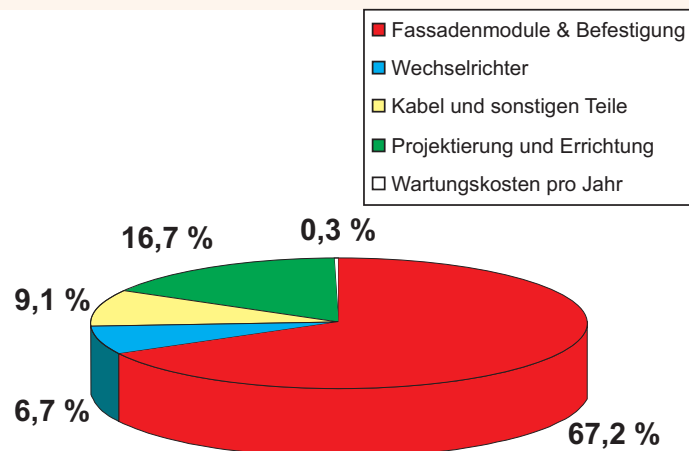


Abb. 5-3: Anteilige Kosten von 30 PV-Fassadenanlagen

Im Vergleich mit herkömmlichen netzgekoppelten PV-Anlagen fällt auf, dass ca. 2/3 der Kosten auf die PV-Module und deren Befestigung und 1/6 auf die Projektierung und Errichtung entfallen. Dies basiert auf der Individualität von PV-Fassadenanlagen, wodurch meist eine Sonderanfertigung von Modulen entsprechend der örtlichen Gegebenheiten und architektonischen Anforderungen erforderlich ist. Es zeigt sich aber auch, dass die Photovoltaik durch ihre hohe Flexibilität bei erschwinglichen Kosten nahezu universell einsetzbar ist.



## 6 Relevante Normen, Richtlinien / Quellenachweis / Literatur

### Relevante Normen, Richtlinien

IEC 60364-7-712

Elektrische Anlagen von Gebäuden - Teil 7-712:  
Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art; Photovoltaik-Versorgungssysteme  
Beuth Verlag, 10772 Berlin

IEC 61215

Terrestrische photovoltaische Module aus kristallinem Silizium;  
Konstruktionsqualifikation und Typzulassung.  
Beuth Verlag, 10772 Berlin

IEC 61646

Terrestrische Dünnschicht Photovoltaik-Module. Bauartegnung und Bauartzulassung.  
Beuth Verlag, 10772 Berlin

VDI 6012

Dezentrale Energiesysteme im Gebäude - Photovoltaik  
Beuth Verlag, 10772 Berlin

Berufsgenossenschaftliche Vorschriften - BGV

BGV A 2 - Elektrische Anlagen und Betriebsmittel  
BGV C22 - Bauarbeiten

Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.

Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.  
VDEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main, Heidelberg

Bauproduktenrichtlinie

Bauregelliste A, B, C

EMV Richtlinie

EMC (Electromagnetic Compatibility) Directive 89/336/EEC  
Amended by directives 91/263/EEC, 92/31/EEC, 93/68/EEC, 93/87/EEC

Niederspannungsrichtlinie

Low Voltage Directive 73/23/EEC (LVD)

### Quellennachweis der Abbildungen

Angewandte Solarenergie ASE GmbH,  
Postfach 1151, 63754 Alzenau

Atlantis

Energie- und Versorgungstechnik GmbH,  
Gewerbepark Keplerstr. 26-28, 07549 Gera

Ecofys GmbH

Eupener Str. 59, 50933 Köln

Christof Erban

Haus-Heyden-Str. 201, 52134 Herzogenrath

Osmer Elektrotechnik GmbH,

Alter Postweg 7, 28865 Lilienthal

Scheuten Solar Technology (vorher: Flabeg Solar International GmbH)

Am Dahlbusch 25, 45884 Gelsenkirchen

Schüco International KG

Karolinenstr. 1-15, 33609 Bielefeld

set selected electronic technologies GmbH,

Am Marienhof 10, 22880 Wedel

Shell Solar GmbH (vorher: Siemens Solar GmbH)

Domagkstrasse 11, 80807 München

Prof. Dirk Slawski

Ruhrtalstr. 123, 45239 Essen

TÜV Immissionsschutz und Energiesysteme GmbH

Am Grauen Stein, 51105 Köln

Universität Duisburg-Essen, TEE

Prof. Dr. Ingo Romey

Universitätsstr. 15, 45117 Essen

## Literatur

European Solar Radiation Atlas,  
W. Palz, J. Greif,  
Commission of the European Communities,  
Springer Verlag Berlin

Photovoltaik und Architektur,  
Othmar Humm u. Peter Toggweiler,  
Birkhäuser, Basel/Schweiz 1993

Solarzellen Physikalische Grundlagen und Anwendungen in der  
Photovoltaik,  
Dieter Meissner (Hrsg),  
Braunschweig/Wiesbaden 1993

Qualifikation von Photovoltaik-Fassaden, Zusammenstellung  
der Fachbeiträge der Workshops (1997 und 1998) im Rahmen  
des Verbundvorhabens! "Qualifikation von Photovoltaik-  
Fassaden",  
FKZ 0329658, gefördert vom BMBF

Photovoltaics in Buildings,  
F. Sick, T. Erge,  
International Energy Agency, Paris,  
James & James, UK

Solar Architektur für Europa,  
A. Schneider,  
Birkhäuser Verlag

Gebäudeintegrierte Photovoltaik  
Ingo B. Hagemann  
Rudolf Müller Verlag

Photovoltaische Anlagen, Leitfaden DGS,  
LV Berlin Brandenburg e.V.  
Seestraße 64, 13347 Berlin

Lightning and Overvoltage Protection in Photovoltaic and Solar  
Thermal Systems  
Thermie-B Programme Action No. SME-1662-98-DE  
H. Becker, W. Vaaßen, F. Vaßen, M. Bosanac, I. Katic  
TÜV-Verlag GmbH

Solkraftwerk im Haus - Dokumentation des REN-Landeswett-  
bewerbs 2002, Landesinstitut für Bauwesen des Landes NRW,  
Aachen 2003

## **Geschäftsstelle**

c/o **Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie**  
des Landes Nordrhein-Westfalen (MWME)  
Haroldstraße 4 40213 Düsseldorf  
Telefon: 02 11/8 66 42-0 Telefax: 02 11/8 66 42-22  
E-Mail: [info@energieland.nrw.de](mailto:info@energieland.nrw.de)

## **Außenstellen**

**Ministerium für Bauen und Verkehr**  
des Landes Nordrhein-Westfalen (MBV)  
Elisabethstraße 5-11 40217 Düsseldorf

**Ministerium für Umwelt und Naturschutz,  
Landwirtschaft und Verbraucherschutz**  
des Landes Nordrhein-Westfalen (MUNLV)  
Schwannstraße 3 40476 Düsseldorf

**Ministerium für Innovation, Wissenschaft,  
Forschung und Technologie**  
des Landes Nordrhein-Westfalen (MIWFT)  
Völklinger Straße 49 40221 Düsseldorf

**ee energy engineers GmbH**  
Munscheidstraße 14 45886 Gelsenkirchen

**Ihr Ansprechpartner in der Geschäftsstelle**  
Dr. Frank-Michael Baumann

**Projektleiter**  
Prof. Dr.-Ing. Hartmut Griepentrog

