

Erträge von fassadenintegrierten PV-Anlagen und Sonderlösungen

Photovoltaik-Planungsleitfaden



Bild 1: Vertikale Photovoltaik-Anlage

Erträge von PV-Anlagen

In diesem Kapitel wird der potenzielle Solarertrag einer speziellen Form der Building Integrated Photovoltaic (BIPV), nämlich der fassadenintegrierten Anlagen betrachtet (Bild 1). Als Berechnungsgrundlage für Prognosen der Energieerträge von Solaranlagen dient die Globalstrahlung. Sie ist die Gesamtstrahlung der Sonne bezogen auf eine horizontale Fläche vom 1 m^2 und ist abhängig von dem Sonnenstand und den Witterungseinflüssen wie Regen, Schnee oder Wolken am jeweiligen Standort. Die für eine Berechnung der PV-Erträge notwendigen Strahlungskarten sind beim Deutschen Wetterdienst (DWD) erhältlich. Aufgrund des Sonnenverlaufs mit jeweils unterschiedlichen Höhenständen wird die Globalstrahlung als jährliches Mittel für bestimmte Standorte gebildet und mit $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ angegeben (Bild 2).

Im Gegensatz zum Windenergieangebot ist die Solarstrahlung aufgrund der gegebenen Strahlungskarten relativ gut kalkulierbar. Die Energieausbeute pro m^2 ist umso höher, je mehr sich das Solarmodul mit seiner Fläche nach der Sonne ausrichtet. Die Ausrichtung der Module stellt vor allem in der Fassade immer einen Kompromiss dar, da die Einstrahlung idealerweise im rechten Winkel auftreten

sollte. Die jährliche Globalstrahlung unterscheidet sich innerhalb Deutschlands um etwa 25 % mit einem signifikanten Nord-/Südgefälle. Grund dafür sind nicht nur die Zunahme des Sonneneinstrahlungswinkels von Nord nach Süd, sondern auch regionale Wetterlagen. Vor allem in den nördlichen Küstengebieten Deutschlands kann es vermehrt zu Wolkenbildungen kommen und somit die Werte der Globalstrahlung um ein Vielfaches mindern.

Die Energieausbeute je Quadratmeter wird umso höher, je mehr sich die Solarfläche der Sonne zuwendet. Weil diese im Süden ihren Höchststand erreicht, empfangen in unseren Breiten südorientierte Flächen mit etwa 30° Neigung zur Horizontalen optimal Solarstrahlung. Hier erhöht sich die Jahressumme gegenüber einer waagerechten Fläche auf etwa 115 %. Abweichende Neigungswinkel und Ausrichtungen liefern in einem weiten Bereich um dieses Optimum annähernd hohe Werte (Bild 3).

Der Sonnenstand (Mittagshöhe) in den Sommermonaten liegt zwischen 58° und 65° , bei der Wintersonnenwende hingegen liegt er zwischen 11° und 18° , je nach Breiten- grad. Folglich sind im Sommer bei flach ausgerichteten und im Winter bei steil ausgerichteten PV-Modulen die höchsten Erträge zu verzeichnen.



Bild 2: Mittlere jährliche Globalstrahlung in kWh/m²a (Bezugszeitraum 1981 bis 2010)

Prinzipiell eignen sich nach Südost bis Südwest weisende Flächen mit einer Neigung zwischen etwa 15° und 50° sehr gut zur Energieausbeute. Der optimale Neigungswinkel, in Bezug auf die Einstrahlung und gesehen auf das Jahresmittel, beträgt etwa 30°. Die auftreffende Strahlungsmenge bei vertikalen Süd-Fassaden liegt bei 80 %. An vertikalen Ost- und Westfassaden treffen noch rund 65 % der Strahlungsmenge im Vergleich zur Horizontalen auf, was immer noch recht annehmbare Energieerträge zur Folge hat. Aufgrund des erhöhten Strahlungsaufkommens im südlichen Raum Deutschlands bietet sich hier die Möglichkeit, auch mit eher ungünstig ausgerichteten Fassadenflächen annehmbare Erträge zu erzielen.

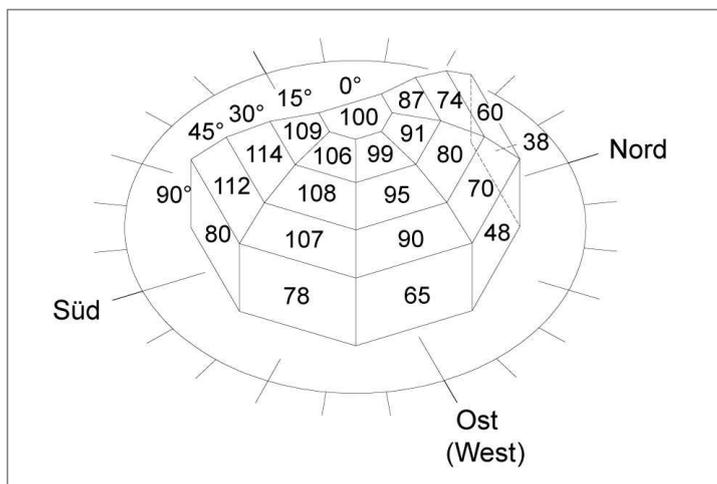


Bild 3: Relative jährliche Einstrahlung auf geneigte Flächen (Waagerechte = 100 %)

Die Simulation eines Bürogebäudes im Raum Dresden zeigt, dass bei einer vertikalen Montage von PV-Modulen in eine Fassade auch die Wintermonate ertragreich sind, da aufgrund des niedrigen Sonnenstandes ein guter Einstrahlwinkel gegeben ist und die Außentemperaturen relativ niedrig sind (Bild 4). Diese Aussage ist für nahezu alle unverschatteten Fassaden mit entsprechender Ausrichtung zutreffend. Zudem ist der Bedarf an Strom für die Beleuchtung gerade in dieser Jahreszeit besonders hoch. Gleichzeitig ist gerade während der Wintermonate die Reflexion der Einstrahlung auf das Modul eher gering, denn je spitzer der Einfallswinkel der Einstrahlung auf das Modul ist, desto höher ist die Reflexion der Strahlung.

Bei der Planung einer PV-Anlage muss im Vorfeld auch auf eine mögliche Verschattung geachtet werden. Benachbarte Bebauung oder Vorsprünge des Gebäudes können die PV-Module verschatten. Außerdem ist auf Bäume, Büsche und die (wachsende) Vegetation zu achten. Weiterhin können die Geländeform (Berge, Hügel) oder weit entfernte Gebäude zu Verschattungen führen. Im Gegensatz zum Dach sind Verschattungen durch Schneeablagerungen in der Fassade aufgrund des Neigungswinkels kaum möglich. Schmutzablagerungen an Befestigungsprofilen oder Anpressleisten müssen vermieden werden. Auch überstehende Befestigungsklemmen oder Deckprofile können sich negativ auf die nutzbare Sonneneinstrahlung und damit auf die Erträge eines PV-Moduls auswirken. Nach Möglichkeit sollten in diesen Bereichen keine Solarzellen liegen. Daher ist es bei der Planung ebenso wichtig, die jahreszeitliche Wanderung der Schatten zu berücksichtigen.

Wie hoch der Ertrag tatsächlich ist, hängt von vielen Faktoren ab: Die Wetterbedingungen vor Ort, die Verschattung und die Art der Verschattung, die Qualität der Systemtechnik, die Kennzahlen der geplanten BIPV-Module, der Wechselrichter sowie die Ausrichtung und die Neigung der PV-Module im Jahres- und Tagesverlauf beeinflussen das Ergebnis. Idealerweise werden solche Berechnungen mit Hilfe eines Softwaretools erstellt. PV-Anlagen können

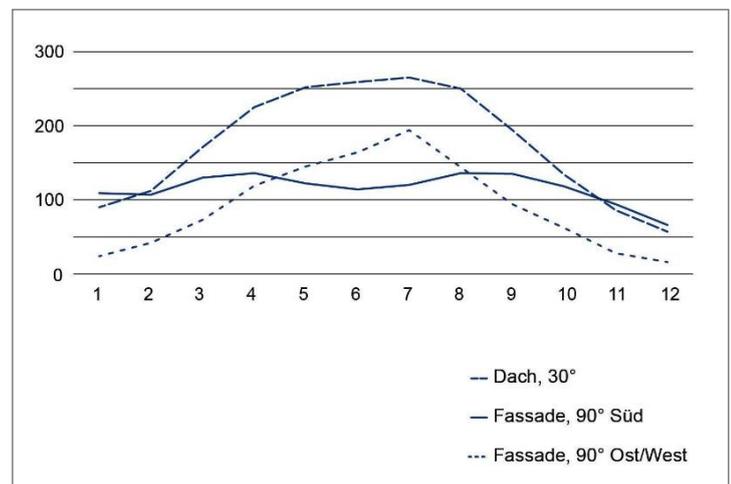


Bild 4: PV-Erträge von Dach und Fassade in den Monaten Januar bis Dezember in kWh

pro kWp Nennleistung auf Freiflächen zwischen 850 und 1100 kWh, auf Dächern 700 bis 1000 kWh und in Fassaden zwischen 500 und 800 kWh Strom produzieren. Grundsätzlich liefern nach Osten gerichtete BIPV-Module mehr Erträge als westlich orientierte, weil sich die BIPV-Module während des Tages erwärmen, und es deshalb zu Ertragsverlusten kommen kann.

Weitere Verluste der PV-Anlage werden zusammengefasst und prozentual berücksichtigt mit der Performance Ratio. Diese beschreibt das Leistungsverhältnis von maximal möglichem Ertrag zu tatsächlich erreichtem Ertrag. Somit gestattet die Performance Ratio den Vergleich verschiedener PV-Anlagen und bietet außerdem eine zuverlässige Gegenüberstellung von Anlagen mit unterschiedlichen Technologien, Ausrichtungen und Standorten. Die Werte für die Performance Ratio liegen meist zwischen 68 % und 78 %. Unterschiede gibt es jedoch bei der Art des PV-Moduls. Dünnschichtmodule bieten im Vergleich zu anderen PV-Modulen einen besseren Temperaturkoeffizienten und ein besseres Schwachlichtverhalten. Der Ertrag einer BIPV-Anlage wird mit folgender Formel berechnet.

$$Q_{PR} = G_0 \cdot K_f \cdot P_{MPP} \cdot PR / (I_{ref} \cdot A)$$

Q_{PR}	Ertrag der betrachteten BIPV-Fassade in kWh/(m ² a)
G_0	Globalstrahlung auf horizontale Ebene in kWh/(m ² a)
K_f	Abminderungsfaktor für die Flächenorientierung in %
P_{MPP}	Nennleistung des BIPV-Moduls aus dem Typenblatt in Wp
PR	Performance Ratio in %
I_{ref}	Referenzbestrahlung, 1000 W/m ² nach STC
A	Modulfläche in m ²

Die Werte der Globalstrahlung G_0 können beim Deutschen Wetterdienst abgerufen werden. Der Abminderungsfaktor K_f (bei vertikalen Südfassaden etwa 0,8 gemäß Bild 3) beschreibt prozentual, zu welchem Anteil die Globalstrahlung auf die Fassadenfläche auftrifft. Die Nennleistung P_{MPP} des PV-Moduls wird über das sogenannte STC-Verfahren bei einer Einstrahlung von 1000 W/m², einer Modultemperatur von 25 °C und einem definierten Lichtspektrum nach EN DIN 60904-3 ermittelt. Die Modulfläche A ist die aktive Fläche der BIPV-Module. Mit dieser Formel lassen sich überschlägige Berechnungen zum jährlichen Ertrag durchführen, die ausschlaggebend für Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind. Der fortlaufende, finanzielle Ertrag der Eigennutzung oder des eingespeisten Stroms über die Nutzungsdauer kann den einmaligen Investitionskosten gegenübergestellt werden. Eine solche Wirtschaftlichkeitsrechnung kann sowohl statisch als auch dynamisch erfolgen. Zu beachten ist lediglich, dass die Investitionskosten für die Verwendung von BIPV-Modulen denen einer konventionellen Fassadenbekleidung gegenübergestellt werden.

Kristalline BIPV-Module bieten gegenüber Dünnschicht- BIPV-Modulen erfahrungsgemäß einen Mehrertrag von etwa 25 %. Grundsätzlich sollte bei der Integration auf eine niedrige Betriebstemperatur des Moduls geachtet werden, da mit steigender Temperatur die Effizienz sinkt und der Wirkungsgrad des Moduls abnimmt. Je nach Einbausituation können sich die Module vor allem bei sommerlichen Temperaturen auf bis auf 80 °C erwärmen, was einen Verlust von bis zu 25 % gegenüber der Nennleistung bedeutet. Bei Dünnschichtmodulen ist dieses temperaturabhängige Verhalten weniger stark ausgeprägt. Sie verlieren lediglich 0,2 % ihrer Leistung. In Warmfassaden sind die Wärmeeinträge und damit ein Wärmestau in der Fassade um ein Vielfaches höher als in typischen Kaltfassaden. Dieser Wärmestau kann durch eine Hinterlüftung des PV-Moduls oder durch die Kombination des PV-Moduls mit rückseitig angeordneter Solarthermie minimiert werden, indem die Wärmeenergie über ein flüssiges Trägermedium abgeführt wird. Projekte aus der aktuellen Forschung beziehen sich auf diese Thematik und bieten hierfür mögliche Lösungen an.

Sonderlösungen

PV-PCM-Fassade

Bei einer Integration von PV-Modulen in Warmfassaden,

wie etwa einer Pfosten-Riegel-Fassade (Bild 5), kommt es

zum Wärmestau hinter dem PV-Modul und damit zu einer Minderung des PV-Wirkungsgrades. Dieser Problematik kann mit dem Einsatz von latenten Wärmespeichern, auch Phase-Change-Materials (PCM) genannt, begegnet werden. Dazu werden die latenten Wärmespeicher unmittelbar hinter dem PV-Modul angebracht, sodass die Wärmeenergie vom PV-Modul direkt an das PCM übertragen wird.

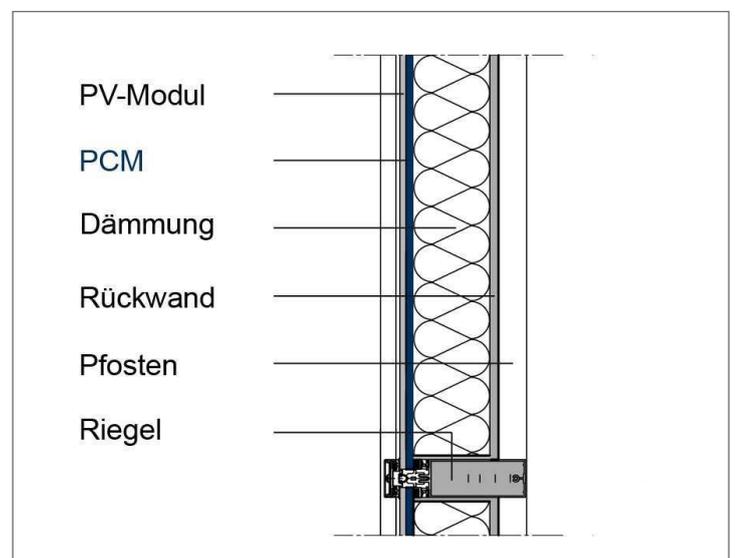


Bild 5: PV-PCM-Integration in eine Pfosten-Riegel-Fassade

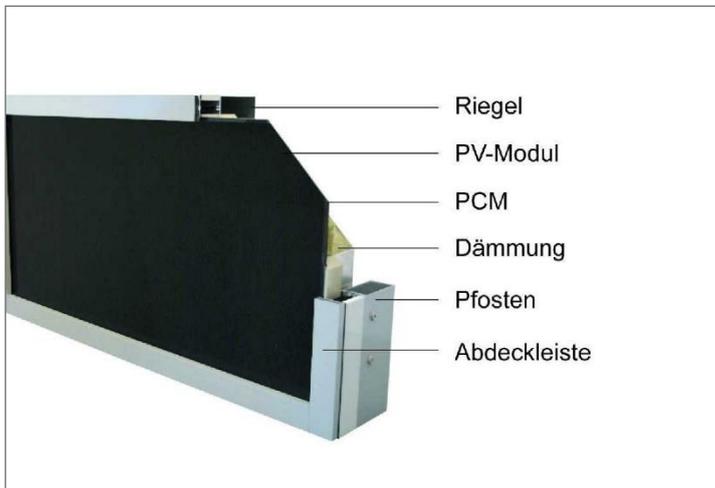


Bild 6: PV-PCM-Integration in eine Pfosten-Riegel-Fassade, Paneelaufbau im Detail

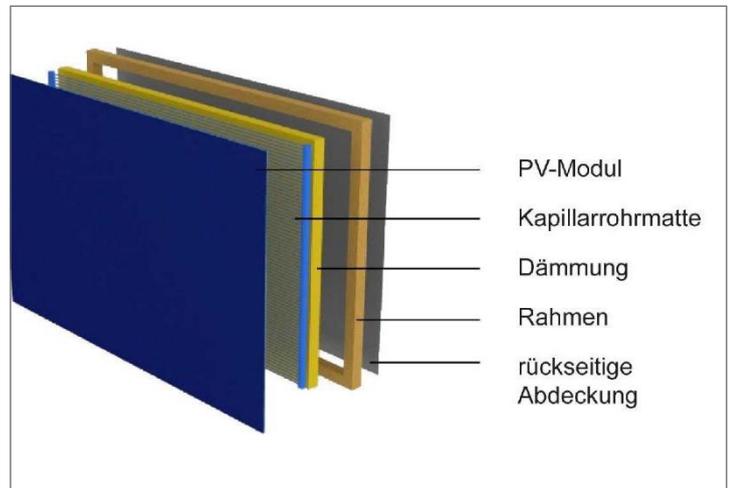


Bild 7: Energetic Panel, Paneelaufbau im Detail

Latentwärmespeicher können beim Aufschmelzen große Mengen thermischer Energie speichern und somit den Anstieg der Modultemperatur tagsüber bei Sonneneinstrahlung aufnehmen. Während der Nacht erstarrt das Material wieder und gibt die thermische Energie an die Umgebung ab.

Die Effizienz der PCM-Integration konnte anhand eines einjährigen Monitorings an einem Freibewitterungsteststand belegt und quantifiziert werden. Dazu wurden zeitgleich PV-Fassadenpaneele mit integriertem PCM (Bild 6) und baugleiche Referenzpaneele ohne PCM untersucht. Vor allem während der Mittagszeit, im Zeitraum der höchsten solaren Einstrahlung, konnte eine deutliche Temperaturreduktion an den PV-Modulen von 20 K bis 25 K erzielt werden. Vergleicht man die beiden Systeme, so kann an sonnigen Sommertagen durch die PCM-Integration eine Ertragssteigerung von etwa 10 % erreicht werden. Über das gesamte Jahr betrachtet liegt dieser Wert bei 3,9 %.

Energetic Panel

Das Energetic Panel kombiniert Photovoltaik und Solarthermie. Das PV-Modul wird rückseitig mit einer Kapillarrohrmatte verbunden, die Teil der Heizwasser- und Trinkwasseraufbereitung ist. Durch die Anbringung der Kapillarrohrmatte auf der Rückseite des PV-Moduls wird die absorbierte Wärmeenergie an ein flüssiges Trägermedium in der Kapillarrohrmatte abgegeben (Bild 7). Das PV-Modul wird dabei effektiv gekühlt und der PV-Wirkungsgrad gegenüber einem System ohne rückseitige Wärmeabfuhr gesteigert. An einem sonnigen Sommertag kann somit eine Ertragssteigerung von etwa 10 % erreicht werden. Die in den Kapillarrohrmatten abgeführte Wärme wird einem hydraulischen Kreislauf zugeführt und dient in der Regel zur Deckung des Heizwasser- und des Trinkwarmwasserbedarfs. Auf diese Weise kann auf der gleichen Fassadenfläche neben elektrischer Energie auch thermische Energie gewonnen werden. Der thermische Tagesertrag ist im Sommer zehnfach höher als der elektrische.

Bildverzeichnis:

Bild 1: iStockfoto, ideeone

Bild 2: Institut für Baukonstruktion, Technische Universität Dresden Bild

3: Institut für Baukonstruktion, Technische Universität Dresden Bild 4:

Institut für Baukonstruktion, Technische Universität Dresden Bild 5:

Institut für Baukonstruktion, Technische Universität Dresden Bild 6:

Institut für Baukonstruktion, Technische Universität Dresden Bild 7:

Institut für Baukonstruktion, Technische Universität Dresden

Autoren:

Bernhard Weller und Franziska Rehde

Herausgeberin:

Landeshauptstadt München Referat
für Klima- und Umweltschutz

Bayerstraße 28a

80335 München

muenchen.de/rku

Foto Referentin: Gerd Krautbauer Stand:

Juli 2020