Im Trend – Trafolose Wechselrichter in der Photovoltaik

R. Haselhuhn, Berlin

Immer mehr transformatorlose Wechselrichter kommen auf den Markt. Dieser Beitrag befasst sich mit den Gründen, die es für diesen Trend gibt und den konkreten Folgerungen, die sich für den Einsatz von trafolosen Wechselrichtern ergeben. Zudem wird vermittelt, welche Schutzeinrichtungen und Schutzmaßnahmen für PV-Anlagen mit trafolosen Geräten erforderlich sind.

1 Trafolose Wechselrichter haben viele Vorteile

Für Photovoltaik-Anlagen mit kristallinen Siliziummodulen haben sich in den letzten Jahren verstärkt trafolose Wechselrichter durchgesetzt. So beträgt der Marktanteil von trafolosen Wechselrichtern in Deutschland heute etwa 70 %. International sind trafolose Geräte noch nicht so stark verbreitet, denn in einigen Ländern wie Spanien, Griechenland oder den USA ist eine galvanische Trennung zwischen Gleichstromkreis und Niederspannungsnetz vorgeschrieben. Es ist allerdings zu erwarten, dass die deutsche Sicherheitsbeschaltung mit allstromsensitiven RCD (siehe unten) in diesen Ländern auch bald Eingang in die landestypischen Vorschriften und Regeln findet. Der Grund für den verstärkten Einsatz von trafolosen Wechselrichtern liegt in den vielfältigen Vorteilen: Zum einen

- ist der höhere Wirkungsgrad zu nennen, der entscheidend die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage beeinflusst,

zum anderen

- sind es die geringere Baugröße, Masse und Produktionskosten.

Trafolose Geräte besitzen einen bis zu 5 % höheren Wirkungsgrad als Wechselrichter mit Transformator. Der Grund dafür liegt in den zusätzlichen Leistungsverlusten des Transformators. Wechselrichter mit HF-Transformator reduzieren diese Verluste, sodass diese fast an den Wirkungsgrad von trafolosen Geräten heranreichen.

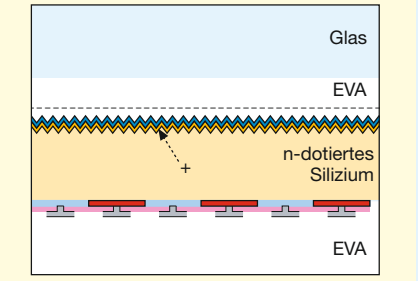
Der höhere Wirkungsgrad des Wechselrichters beeinflusst die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen entscheidend. Die Ursache dafür ist das ungleiche Verhältnis von Wechselrichter und PV-Generator bei der Anlageninvestition: Die teureren PV-Module schlagen mit ca. 70 % der Kosten zu Buche, während der Wechselrichter einen Anteil von ca. 10 % beansprucht. Leicht ist erkennbar, dass ein höherer Wirkungsgrad des Wechselrichters den Gesamtwirkungsgrad der Anlage steigert bei geringer Gesamtkostensteigerung. Eine Wirkungsgradsteigerung durch leistungsfähigere Module wäre ungleich teurer.

Autor
Dipl.-Ing. *Ralf Haselhuhn* ist Vorsitzender des Fachausschusses Photovoltaik der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie, Berlin.

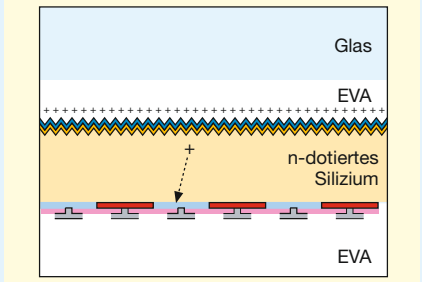
2 Schutzeinrichtungen und Schutzmaßnahmen

Beim Einsatz von transformatorlosen Wechselrichtern ist einiges zu beachten. Sowohl Elektrofachkräfte als auch Anlagenbetreiber müssen sich daher mit den sicherheitsrelevanten Aspekten zum Einsatz von trafolosen Geräten befassen.

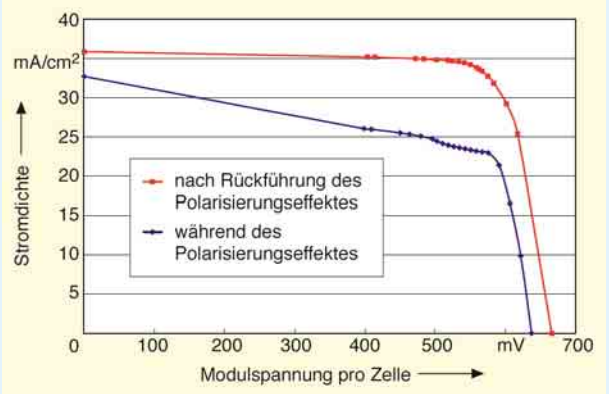
Beim Verwenden trafoloser Geräte sind nach V VDE V 0126-1-1 [1] und VDE 0100 Teil 712 [2] eine durchgängige Installation der PV-Anlage mit Schutzklasse II und der Einsatz von allstromsensitiven Fehlerstromschutzschaltern vorgeschrieben. Diese gleich- und wechselstromseitige RCD-Schutzeinrichtung wird meist bereits von den Wechselrichterherstellern in die transformatorlosen Gerätetypen eingebracht. Die Integration der Schutzschaltung erfolgt meist in Verbindung mit der selbsttätigen Netzfreischaltstelle nach VDE 0126. Elektrofachkräfte sind auf der sicheren Seite, wenn sie auf die VDE-Konformitätserklärung des Herstellers achten und nur entsprechende Geräte verwenden. Module besitzen bedingt durch ihren Aufbau – flächiger elektrischer Kontakt mit dielektrischer Isolierschicht (EVA) – eine nicht unerhebliche parasitäre Kapazität gegenüber Erdpotential. Da sich bei trafolosen Geräten der PV-Generatorspannung eine sinusförmige Wechselspannung mit doppelter Netzfrequenz überlagert, können im normalen Betrieb kapazitive Ableitströme über die PV-Module gegen Erde fließen, die mehr als 30 mA betragen. Deshalb sind konventionelle FI-Schutzschalter, die bei 30 mA auslösen, nicht einsetzbar. Vorgeschrieben ist ein Abschalten des Fehlerstro-



❶ Ansammlung negativer Ladungsträger an der Oberfläche bei positivem Potential des Moduls gegen Erde



❷ Ansammlung positiver Ladungsträger bei negativem Potential des Moduls gegen Erde



❸ Beispiel eines speziellen 200-W-Moduls. Durch Polarisierung verschlechtert sich die Strom-Spannungskennlinie deutlich. Der Lösungsvorschlag des Herstellers: positiven Pol des PV-Generators über hochohmigen Widerstand auf Erdpotential legen. Quelle: Sunpower

	P (W)	I_K (A)	*FF* (%)	U_L (V)
nachher	202,7	5,334	79,2	47,99
während	140,0	4,864	62,7	45,91

P Leistung, I_K Kurzschlussstrom, *FF* Füllfaktor, U_L Leerlaufspannung

Tafel ❶ Kennwerte in Abhängigkeit des Polarisierungseffektes
Kennwerte des PV-Moduls (Bild ❸) während des Polarisierungseffektes und nach dessen Rücksetzen durch eine negative Vorspannung. Quelle: Sunpower

mes bei einem Sprung des Effektivwertes des Fehlerstromes um 30 mA und beim Überschreiten des Grenzwertes des Ableitstromes von 300 mA.
Aufgrund der Kapazität kann an der Oberfläche eines ungeerdeten PV-Generators eine Berührungsspannung anliegen. Berührt eine geerdete Person diese Oberfläche, kann dies zu einem Körperstrom von mehreren Milliampere führen. Deshalb muss bei PV-Anlagen mit trafolosen Wechselrichtern die metallische Modulunterkonstruktion unbedingt in den Potentialausgleich einbezogen werden [3]. Bei Anlagen mit trafolosen Wechselrichtern muss außerdem eine Fehlerstromschutzeinrichtung RCD Typ B nach VDE 0100 Teil 530 eingesetzt werden, wenn der „Schutz durch automatische Abschaltung der Stromversorgung“ mit Überstrom-Schutzeinrichtung nach VDE 0100 Teil 410 [4] nicht erfüllt wird.

3 Einschränkung der Eignung trafoloser Wechselrichter

Zu den Nachteilen von trafolosen Geräten zählt außerdem die etwas höhere elektromagnetische Beeinflussung der Umgebung. Auch kann die Eignung zu bestimmten Modultechnologien mitunter nicht gegeben sein. So sollte vor dem Einsatz trafoloser Wechselrichter bei Dünnschichtanlagen insbesondere bei amorphen Silizium- und CdTe-Modulen mit dem Wechselrichterhersteller geklärt werden, ob das Gerät dafür geeignet ist.
Bei verschiedenen Anlagen mit Dünnschichtmodulen und trafolosen Wechselrichtern wurde eine starke Degradation bis zum Totalausfall von Modulen beobachtet (siehe auch **ep** 08/2007, S. 683–688). Zurückzuführen war dieses auf eine Schädigung des TCO-Kontaktes (TCO – Transparent conducting oxcide = transparenter Frontkontakt bei Dünnschichtzellen) bei hohen Spannungen. Ableitströme gegen Erde können bei einigen Dünnschichtmodulen die TCO-Schicht korrodieren lassen. Der TCO-Kontakt bei Dünnschichtmodulen kann sich bei ungünstiger Verschaltung zersetzen, was zum Ausfallen des kompletten Moduls führt. Insbesondere bei hohen negativen Spannungen gegen Erde wurde dieser TCO-„Fraß“ beobachtet. Deshalb sollten Dünnschichtmodule möglichst mit dem Minuspol geerdet werden [5]. Übrigens sind die üblichen CIS-Module, bestimmte amorphe Module (Substrataufbau) sowie CSG-Module bei vielen trafolosen Geräten auch ohne Erdung einsetzbar. So werden im Folgenden mit Dünnschichtmodulen nur CdTe und amorphe Siliziummodule verstanden.
Auch bei PV-Modulen mit kristallinen Hochleistungszellen der amerikanischen Firma Sunpower kommt es zur Degradation der Zellen und damit zu relevanten Mindererträgen, wenn trafolose Geräte eingesetzt werden, bei denen eine Erdung des Pluspols des PV-Generators ausgeschlossen ist. Diese Zellen basieren auf n-dotierten Siliziumwafern, die keine Frontkontakte besitzen: auf der Zellrückseite werden mittels Lasertechnologie beide Kontakte angebracht. Da die Zellen von Sunpower somit kein Frontkontaktgitter – wie bei üblichen Siliziumzellen – besitzen, können sich negative Ladungen an der Zelloberseite ansammeln, wenn der positive Pol des Moduls nicht geerdet wird und dann ein positives Potential des Solargenerators gegenüber Erde anliegt (Bild ❶). Die Vorderseite ist derart von den Stromableitern auf der Rückseite isoliert, dass statische Aufladungen auf der Vorderseite nur eingeschränkt abfließen können. Sunpower nennt diesen Effekt „Surface Polarization“ – Oberflächen-Polarisierung.
Im Laufe einiger Betriebsmonate ohne Erdung kann es zu einer so starken Aufladung der Vorderseite kommen, dass in Kombination mit dem die Oberseite bedeckenden EVA-Einkapselungsmaterial auf der Solarzelle gleichsam ein durchgeschalteter MOSFET entsteht. Das EVA wirkt dabei wie das Gate eines MOSFETs. Dies führt dazu, dass freie Elektronen, die eigentlich der Stromproduktion dienen, jetzt in einen Kurzschluss hineinlaufen und für die Stromerzeugung verloren sind. Diese führt zu einer deutlichen Verschlechterung der Strom-Spannungskennlinie. Der Strom fällt in Richtung MPP stark ab. Der Wirkungsgrad verringert sich dadurch ebenfalls deutlich. Sunpower hat für ein 200-W-Modul nach einer Zeitdauer von 8 Monaten einen Leistungsabfall um 30 % auf 140 W gemessen (Tafel ❶) [6]. Der Lösungsvorschlag von Sunpower lautet: den positiven Pol des Solargenerators über einen hochohmigen Widerstand auf Erdpotential zu legen. Der Polarisierungseffekt ist hierdurch nach Angaben von Sunpower vollständig reversibel (Bild ❸). Bei negativem Potential des Solargenerators gegenüber Erde verschwindet der Effekt nicht nur komplett, vielmehr steigt der Wirkungsgrad der Zellen nach Angaben von Sunpower sogar noch geringfügig an (Bild ❷) [6].
Neben der Erdung stellen einige Dünnschichtmodule eine weitere Einschränkung an den Wechselrichter: die maximale Betriebspannung liegt bei 750 V. Dementsprechend können bei diesen Modulen dann nur trafolose Wechselrichter mit Hochsetzsteller verwendet werden.

4 Messe Intersolar 2007 – Blick über den Markt

Vor dem Hintergrund der hohen Wirkungsgrade ist es nicht verwunderlich, dass fast alle Wechselrichterhersteller verstärkt auf trafolose Geräte setzen. Viele Firmen entwickeln zudem Lösungen, um ihren trafolosen Wechselrichtern auch den Einsatz bei Anlagen mit Dünnschichtmodulen oder mit den Zellen von Sunpower zu ermöglichen.
So stellte auf der Branchenmesse Intersolar im Juni die Firma Sunways ihre neue trafolose



❹ **Die trafolose AT-Serie mit HERIC-Topologie in vier Leistungsklassen von 2,7 bis 5 kW ermöglicht das Erden des Minuspols.**

Foto: Sunways



❺ **Bei diesen Wechselrichtern wird das positive Potential auf +400 V gegenüber Erde fixiert.**

Foto: Solutronic



❻ **Bei den trafolosen Sitop-Geräten wird eine Drosselspule so mit Leistungstransistoren und Dioden verschaltet, dass je nach Taktungsart ein Tiefsetzsteller, Hochsetzsteller oder ein invertierender Wandler entsteht, wobei der Minuspol des Gerätes geerdet wird.**

Foto: Siemens

AT-Serie (Bild ❹) mit Heric-Topologie in vier Leistungsklassen von 2,7 bis 5 kW vor, bei der der Minuspol geerdet werden kann. Ein eingangsseitiger FP-Hochsetzsteller (FP = fixed potential) erlaubt einen weiten MPP-Eingangsbereich von 150 bis 680 V und somit eine recht flexible Modulverschaltung. Die Erdung des Minuspols der Geräte ermöglicht den Betrieb von Anlagen mit Dünnschichtmodulen. Der europäische Wirkungsgrad (siehe Kasten S. 801) der Geräte liegt bei 94,5 %. Die trafolosen Wechselrichter der klassischen NT-Serie, bei denen keine Erdung erfolgt, erreichen Eurowirkungsgrade bis 97,1 %.

Bei den trafolosen Wechselrichtern der deutschen Firma Solutronic (Bild ❺) wird das positive Potential auf +400 V gegenüber Erde fixiert. Somit sind diese Wechselrichter für kristalline Siliziummodule und Dünnschichtmodule geeignet. Allerdings müssen die Elektrofachkraft und der Planer durch die Wahl der geeigneten Anzahl der Dünnschichtmodule in einem String sicherstellen, dass dann der Minuspol nicht oder nur geringfügig in den negativen Bereich hineinläuft. Nach Firmenangaben erreichen diese Geräte einen maximalen Eurowirkungsgrad von 97 %.

Die trafolosen Sitop-Geräte (Bild ❻) der Firma Siemens arbeiten nach dem „Flying-Inductor"-Prinzip. Hier wird eine Drosselspule so mit Leistungstransistoren und Dioden verschaltet, dass je nach Taktungsart ein Tiefsetzsteller, Hochsetzsteller oder ein invertierender Wandler entsteht. Dabei wird der Minuspol des Gerätes geerdet, sodass ein Betrieb von Dünnschichtmodulen möglich ist. Durch die Zwischenspeicherung der Energie in der Eingangsdrossel und die relativ vielen Halbleiterbauelemente entstehen Verluste, sodass der Eurowirkungsgrad von maximal 93,7 % im Vergleich gering ausfällt.

Die trafolosen IPG-Wechselrichter der Firma Conergy wurden mit der „Balance-Mode"-Technologie realisiert. Bei dieser Technologie besitzt der Hochsetzsteller am Eingang zwei Drosseln und zwei Dioden, sodass sich eine symmetrische Spannungsaufteilung auf der DC-Seite wie bei einem Trafogerät ergibt. Wenn die Systemspannung gering gehalten wird, hält Conergy auch ihre trafolosen Geräte für dünnschichtverträglich. Der europäische Wirkungsgrad der IPG-Serie von Conergy beträgt maximal 96 %.

Der Marktführer SMA stellte ebenfalls auf der Intersolar neue Geräte vor – die Produktserie Sunny Boy 4000TL und 5000TL. Die Wechselrichter besitzen einen sehr hohen europäischen Wirkungsgrad von 96 %. Diese transformatorlosen Geräte besitzen zwei separate MPP-Tracker in Verbindung mit je einem Hochsetzsteller. Ist die Eingangsspannung durch den PV-Generator hoch genug, wird der Hochsetzer umgangen, sodass die Verluste reduziert werden. Durch die Brückenschaltung mit fünf Transistoren – der H5-Brücke – werden ähnlich wie beim Heric-Konzept die Blindleistungsverluste im ausgangsseitigen Tiefsetzsteller minimiert. SMA empfiehlt allerdings bei Dünnschichtanlagen ein Trafogerät einzusetzen, bei dem der Minuspol geerdet werden soll, sowie bei Anlagen mit Modulen von Sunpower, den positiven Pol zu erden.

Auch die japanische Firma Mitsubishi empfiehlt ihre trafolosen Wechselrichter nicht bei Dünnschichtanlagen einzusetzen. Diese Geräte arbeiten mit der „3-level"-Technologie nach einem mit der H5- und Heric-Technologie vergleichbaren Konzept. Das leistungsstärkere Gerät mit 4,78 kW besitzt einen Eurowirkungsgrad von 95,4 %.

Die deutsche Firma Kaco bietet jetzt auch im mittleren Leistungsbereich von 25 bis 33 kW

Der europäische Wirkungsgrad (Eurowirkungsgrad)

Da die Einstrahlung über den Tag ständig schwankt, wird der Wechselrichter ständig mit unterschiedlichen Leistungen belastet. Der europäische Wirkungsgrad $_{Euro}$ gibt in etwa den tatsächlichen Wirkungsgrad im Betrieb und auch im Teillastbetrieb an – im Unterschied zum Nennwirkungsgrad oder auch maximalen Wirkungsgrad eines Wechselrichters. Er ist ein mit dem „mitteleuropäischen Klima" gewichteter dynamischer Wirkungsgrad. Basis für die Gewichtungsfaktoren waren übrigens die Mittelwerte der Einstrahlung von Trier. Kennzeichnend für unser Klima ist, dass Einstrahlungsstärken über 800 W/m^2 relativ selten auftreten. Somit arbeiten Wechselrichter in unseren Breiten am häufigsten im Teillastbereich. Um den verschiedenen Lastverhältnissen Rechnung zu tragen, werden bestimmte charakteristische Kennwerte (die Nennleistung und fünf Teilleistungen) zur Gewichtung verwendet.
Die Formel lautet:

$$\eta_{Euro} = 0{,}03 \cdot \eta_{5\,\%} + 0{,}06 \cdot \eta_{10\,\%} + 0{,}13 \cdot \eta_{20\,\%} + 0{,}1 \cdot \eta_{30\,\%} + 0{,}48 \cdot \eta_{50\,\%} + 0{,}2 \cdot \eta_{100\,\%}$$

Der 100-%-Wert gibt den Wirkungsgrad bei Nennleistung an. Die Leistung des PV-Generators entspricht dann der Nennleistung des Wechselrichters. Im Mittel wird nun der 100-%-Belastung des Wechselrichters eine 20-%-Betriebszeit übers Jahr unterstellt (= 0,2 · $\eta_{100\,\%}$). Die weiteren fünf Belastungsfälle gehen entsprechend in den Eurowirkungsgrad ein. Ein mühsamer Vergleich der Wirkungsgradkennlinien von unterschiedlichen Wechselrichtern kann entfallen. Je nach Leistungsklasse, Gleichspannungsniveau und Schaltungskonzept der Wechselrichter liegt der Eurowirkungsgrad bei 88 bis 97 % [7].
Allerdings weicht der Eurowirkungsgrad schon mitunter stark vom Betriebswirkungsgrad der Geräte ab. So ist der Eurowirkungsgrad abhängig von der Spannung. Deshalb sollte er bei unterschiedlichen Spannungen innerhalb des MPP-Fensters ermittelt werden. Außerdem werden der MPP-Regelungswirkungsgrad und die Temperaturabhängigkeit des Wechselrichters bei Angabe des Eurowirkungsgrades durch die Hersteller nicht berücksichtigt. Die DKE-Arbeitsgruppe 373.0.3 erarbeitet derzeit einen Entwurf einer entsprechenden Norm zur Ermittlung des Wirkungsgrades, in der auch diese Einflüsse berücksichtigt werden.

trafolose Geräte an. Die Powador-Schaltungstopologie, die aus drei symmetrisch getakteten einphasigen Vollbrückenschaltungen mit IGBTs besteht, ermöglicht einen Eurowirkungsgrad bis zu 96,5 %. Die Geräte sind mit drei unabhängigen MPP-Trackern ausgestattet, was eine größere Flexibilität bei der Modulverschaltung ermöglicht. Ein Erden der DC-Anschlüsse ist nicht möglich, sodass sich diese Geräte nicht bei Dünnschichtmodulen oder bei Sunpower-Zellen einsetzen lassen. Der Schweizer Wechselrichterhersteller Sputnik bietet vier Wechselrichtertypen mit Hochsetzsteller und ein Gerät ohne Hochsetzsteller an. Das 6 kW-Gerät von Sputnik erreicht einen Eurowirkungsgrad von 96,2 %. Eine Erdung der DC-Eingänge der Sputnik-Wechselrichter ist nicht möglich.

5 Fazit

Trafolose Wechselrichter werden beim Einsatz in PV-Anlagen mit kristallinen Siliziummodulen in Hinsicht auf den Wirkungsgrad von vielen Installateuren inzwischen bevorzugt. Bei der Installation der PV-Anlage ohne galvanische Trennung müssen Elektrofachkräfte unbedingt auf die speziellen Sicherheitsregeln achten. Auch sollten sie unbedingt berücksichtigen, dass bei Anlagen mit Dünnschichtmodulen bzw. Sunpower-Modulen nur einige trafolose Geräte geeignet sind. Im Zweifelsfall sollte ein Trafogerät verwendet und der entsprechende Pol in Absprache mit dem Hersteller geerdet werden.

Dünnschichttechniken. Auf dem Markt befinden sich folgende Dünnschichtzelltechniken:

- **ASi** – amorphe Siliziummodule meist in Substrataufbau mit Modulwirkungsgraden bis 7,5 %,
- **Mikromorphe Zellen** – Wirkungsgrad bis 9 %
- **CdTe** – Cadmium-Tellurid-Module mit Modulwirkungsgraden bis 9,4 %,
- **CIS** – Kupfer-Indium-Diselenid bzw. Kupfer-Indium-Disulfid mit Modulwirkungsgraden bis 11 %,
- **CSG** – „Crystalline Silicon on glass" mit Modulwirkungsgraden bis 7,6 %.

Literatur

[1] DIN V VDE V 0126-1-1 Entwurf 12/2004 „Selbsttätige Freischaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz"
[2] VDE 0100 Teil 712 „Errichtung von Niederspannungsanlagen: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme" 06/2006
[3] *H. Schmidt, B. Burger, C. Siedle*: „Gefährdungspotential transformatorloser Wechselrichter – Fakten und Gerüchte" Fachbeitrag zum 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie; OTTI-Kolleg; Kloster Banz 2003
[4] Entwurf DIN VDE 0100 Teil 410, „Errichtung von Niederspannungsanlagen: Schutzmaßnahmen – Schutz gegen elektrischen Schlag", 04/2003 wird ersetzt durch HD 60364-4-41 „Errichtung von Niederspannungsanlagen – Teil 4-41 Schutzmaßnahmen – Schutz gegen elektrischen Schlag" CENELEC 2007
[5] *H. Schmidt*, u. a.: „Wechselwirkung zwischen Solarmodulen und Wechselrichtern"; Fachbeitrag zum OTTI-Kolleg Anwenderforum Dünnschicht-PV-Module; 2007
[6] *R. M. Swanson*: „SunPower discovers the Surface Polarization Effect in high efficiency Solar Cells; 08/2005; www.sunpowercorp.com
[7] *Haselhuhn, R.; Hemmerle, C.* u. a.: „DGS-Leitfaden Photovoltaische Anlagen"; 3. Auflage; Berlin 2005; www.dgs-berlin.de