Untersuchungen zum Einsatz von Strangsicherungen in PV-Systemen

Norbert Henze, Peter Funtan
Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES
Königstor 59, D-34119 Kassel
Tel.: +49 561 7294 224, Fax: +49 561 724 200
E-Mail: norbert.henze@iwes.fraunhofer.de
Internet: www.iwes.fraunhofer.de

1 Motivation

Der Einsatz von Sicherungen in Photovoltaik-Anlagen wird in Fachkreisen kontrovers diskutiert. Einerseits wird die Verwendung von Sicherungen im ordnungsgemäßen Betrieb der Anlage als nicht erforderlich erachtet und zusätzlich als mögliche Fehlerquelle angesehen. Andererseits besteht die Unsicherheit, dass selbst bei regulären Betriebszuständen, z. B. bei Abschattung und partieller Schneebedeckung, unzulässig hohe Ströme in den betroffenen Strängen fließen können [1]. Nicht eingehaltene Qualitätsstandards bei Modulen und Leitungen oder mangelhaft ausgeführte Installationen sind nachweislich zusätzliche Fehlerquellen, welche in die Betrachtungen zum Einsatz von PV-Sicherungen mit einbezogen werden müssen. Darüber hinaus tragen Diskussionen zu unterschiedlichem Rückstromverhalten verschiedener Modultechnologien, fehlende Angaben zur Absicherung von Strängen seitens der Modulhersteller oder die Notwendigkeit, Sicherungen nur bei bestimmten Wechselrichterkonzepten einzusetzen, zur Verunsicherung bei.

2 Aktuelle Situation zum Einsatz von Sicherungen in Photovoltaiksystemen

Durch verbesserte Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Strom aus Photovoltaikanlagen hat sich in den letzten Jahren ein extrem dynamischer Markt entwickelt. Deutschland spielte eine Vorreiterrolle, wobei Länder wie Spanien, Frankreich, USA, Italien und Griechenland durch entsprechende Maßnahmen dem Beispiel Deutschlands folgten. Ende 2010 waren weltweit über 39 GW_P an Photovoltaikleistung installiert, davon allein in Deutschland mehr als 17 GW_P. Der Markt wie er sich zurzeit darstellt kann in drei wesentliche Segmente aufgeteilt werden, die sich durch

typische Leistungsklassen charakterisieren lassen. Etwa 40 % der Anlagen auf Privathäusern im Leistungsbereich unter 10 kW_P. 50 % der netzgekoppelten Anlagen können dem Marktsegment der landwirtschaftlichen, gewerblichen und öffentlichen Gebäude zugeordnet werden. Lediglich 10 % sind als Freilandanlagen ausgeführt. In Spanien beispielsweise ergibt sich ein völlig anderes Bild. Hier waren Ende 2008 von den 3,317 GW_P installierter PV-Leistung, ca. 95 % als Freilandanlagen gebaut worden [2].
Als Haupteinsatzbereiche für PV-Sicherungen sind Anwendungen im mittleren und größeren Leistungsbereich anzusehen. Eine exakte Potenzialabschätzung zum Marktanteil von PV-Anlagen, in denen Sicherungen zum Einsatz kommen könnten, ist nur schwer möglich, da viele Großanlagen auch mit Strangwechselrichtern realisiert werden, wo üblicherweise keine Sicherungen eingesetzt werden.

3 Technische Aspekte zum Einsatz von Sicherungen

Für eine optimale Auslegung eines Solargenerators muss dieser auf den gewünschten Wechselrichter abgestimmt werden. Ein wichtiges Kriterium ist dabei die Spannungsauslegung. Diese wird durch serielle Schaltung von Solarmodulen zu einem Strang vorgenommen. Dabei muss die Anzahl der Module so angepasst werden, dass die maximale Spannung des Wechselrichters zu keinem Zeitpunkt überschritten wird, da dieser sonst zerstört werden könnte. Um höhere Leistungen zu erreichen, werden mehrere Stränge mit gleicher Modulanzahl parallel geschaltet. Spätestens jetzt muss der Planer entscheiden, ob Strangsicherungen zum Einsatz kommen. Werden mehrere Modulstränge in einem Solargenerator gemeinsam parallel betrieben, muss die Rückstrombelastbarkeit der verwendeten Module berücksichtigt werden. Diese definiert sich durch eine maximale Stromstärke, mit der das Modul in Durchlassrichtung betrieben werden kann, ohne eine dauerhafte Schädigung des Moduls zu verursachen. Um dies sicherzustellen, werden in den entsprechenden Normen vom Hersteller zwei Angaben gefordert. Zum Einen ist die Rückstrombelastbarkeit des Moduls und zum Anderen die Art des Überstromschutzes anzugeben. Die dafür erforderlichen Prüfungen sind in den maßgebenden Normen beschrieben. Jedoch werden diese Angaben in den Datenblättern der Module nach wie vor nicht konsequent ausgeführt. Das trifft besonders auf die Art der Absicherung zu. Es ist davon auszugehen, dass bei den Herstellern auf Grund von fehlenden Vorgaben zur Dimensionierung von Sicherungen ein gewisses Maß an Verunsicherung besteht.

Es ist unbestritten, dass es bei der Parallelschaltung von Strängen in einem Solargenerator zu Rückspeisungen kommen kann. Jedoch müssen die Betriebsbedingungen, die zur Rückspeisung führen können, bekannt sein. Generell muss unterschie-

den werden, ob es sich um einen regulären Betriebszustand oder um einen fehlerbedingten Betrieb handelt [3]. Um eine Aussage treffen zu können, ob Sicherungen zum Modul- und Leitungsschutz überhaupt erforderlich sind, müssen alle möglichen Rahmenbedingungen unter denen ein Solargenerator betrieben wird, in Betracht gezogen werden. Die wichtigsten Aspekte sind dabei die Anzahl der parallel verfügbaren Stränge, die Ursache in Art und Intensität, die zur Rückspeisung führt, das Erdungskonzept des Solargenerators, die Wechselrichtertopologie und nicht zuletzt die technischen Daten der Module und deren Technologie selbst. Für die Dimensionierung der Sicherungen müssen die Bemessungsgrößen für Spannung und Strom beachtet werden. Diese resultieren im Wesentlichen aus den Moduldaten, den am Standort zu erwartenden Betriebsbedingungen und der Auslegung durch den Planer selbst.

Ströme, die überhaupt fähig sind Sicherungen im Solargenerator auszulösen, können sich nur aus einem Summenstrom des Restgenerators ergeben. Der ungünstigste Fall tritt ein, wenn ein Restgenerator in einen einzelnen Strang rückspeisen kann. Dies ist jedoch nur möglich, wenn der betroffene Strang im Vergleich zum Restgenerator ein niedriges Spannungsniveau besitzt.

4 Theoretische Betrachtungen zur Rückstromwahrscheinlichkeit

Zum besseren Verständnis soll an einem Beispiel der Fall einer Rückspeisung eines Solargenerators in einen einzelnen Strang beschrieben werden (Bild 1). Die Kennlinie K1 kann einem Solargenerator mit 25 Strängen zugeordnet werden. Die Kennlinie K2 stellt einen elektrisch verkürzten Einzelstrang dar, wie er sich in einem Fehlerfall (z. B. Kurzschluss von Modulen) ergeben würde. Wird dieser Strang parallel zum Solargenerator mit der Kennlinie K1 betrieben, ist er als angeschlossene Last anzusehen. Aus diesem Grund wird die Kennlinie K2 als Lastkurve K2* dargestellt (Spiegelung an Nullachse). Durch die Parallelschaltung ergibt sich eine neue Kennlinie K3. Aus dem Schnittpunkt (S1) der Kennlinien K1 und K2* kann die Leerlaufspannung U_{OC} der resultierenden Kennlinie abgeleitet werden. Für alle Kennlinien sind die MPP-Punkte (MPP1, MPP2, MPP3) eingezeichnet. Wird diese Konstellation z. B. an einem Wechselrichter im MPP betrieben (Punkte MPP3), wird sich der Arbeitspunkt A2 des defekten Strangs aus seinem MPP-Punkt (MPP2) verschieben. Ein Rückstrom würde nicht fließen.

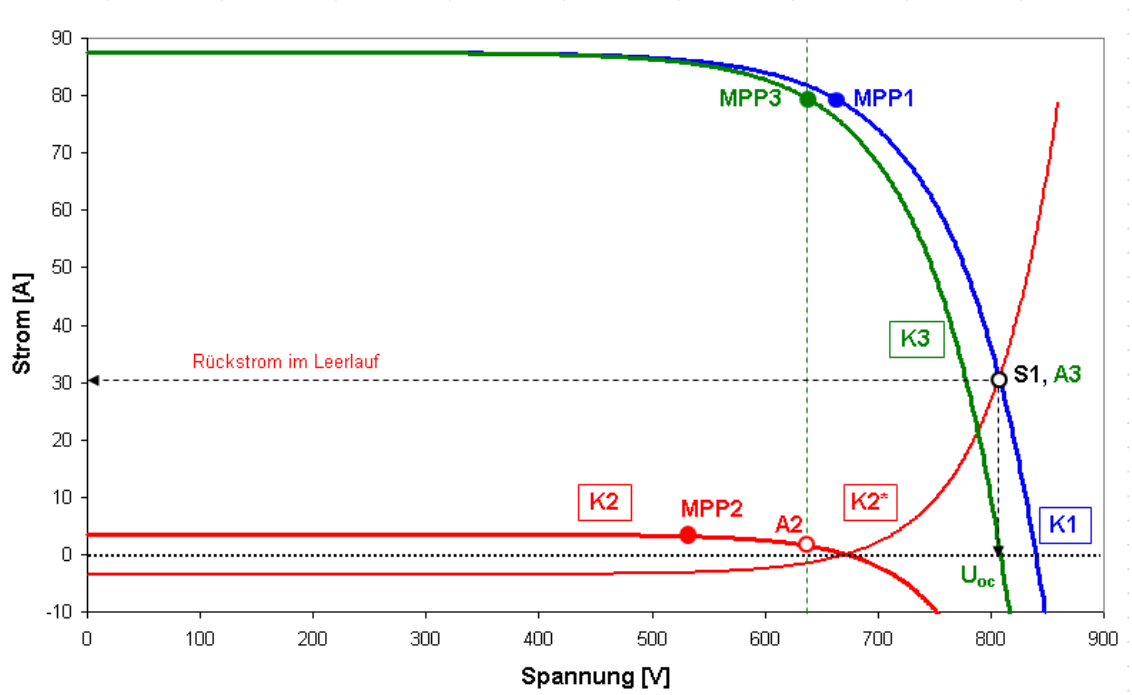

Bild 1: Verhältnisse bei Rückstrombelastung eines defekten Modulstrangs

Kritischer sieht es aus, wenn sich der Solargenerator im Leerlauf befindet, also der Wechselrichter ausgeschaltet oder vom Solargenerator getrennt ist. In diesem Fall stellt sich ein signifikant höherer Rückstrom ein (Arbeitspunkte A3). Der größere Teilgenerator befindet sich auf Leerlaufspannungsniveau und speist mit einem hohen Rückstrom in den defekten Einzelstrang ein. In diesem Fall würde der Rückstrom zu Schäden führen, wenn keine Vorsichtsmaßnahmen getroffen werden.

4.1 Betriebszustände mit Rückstrompotenzial

Die Höhe des Rückstromes und ggf. dessen Aufteilung hängen im Wesentlichen von der Relation des speisenden zum rückstromführenden Teil des Solargenerators ab. Die hier zu berücksichtigenden Größen und Rahmenbedingungen gehen über die modulspezifischen elektrischen Parameter und Eigenschaften hinaus. Betriebsbedingungen, Wechselrichterkonzepte oder Erdungskonzepte müssen gleichfalls in die Betrachtungen einbezogen werden, wie auch mögliche Fehler durch externe Einwirkungen oder fehlerhafte Installation. Generell muss deshalb zwischen regulären und fehlerbedingten Betriebszuständen im Photovoltaiksystem unterschieden werden.

Reguläre Betriebszustände werden im Wesentlichen durch äußere Einflüsse bestimmt. Dazu zählen Teilabschattung, Schneebelag oder Temperaturunterschiede der Module. Herstellungsbedingte Toleranzen oder Betriebszustände in dem sich die PV-Anlage befindet (MPP-Betrieb, Leerlauf) müssen ebenfalls berücksichtigt werden. Unter der Rubrik fehlerbedingte Betriebszustände sind z. B. Unterbrechungen, Erd-

schlüsse, defekte Bypassdioden und Installationsfehler einzuordnen. Auch hier müssen die möglichen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden, bei denen die Anlage betrieben wird. Ebenfalls können Planungsfehler zu irregulären Betriebszuständen führen.

4.2 Rückstromsituationen im regulären Betrieb der Photovoltaikanlage

Sind alle Solarmodule bei gleichem Anstellwinkel und identischer Ausrichtung installiert, stellt dies den Regelfall dar. Alle Module werden bei annähernd gleichen Umgebungsbedingungen betrieben. Das bedeutet, dass alle möglichen Einflussgrößen wie Bestrahlungsstärke, Modultemperatur, Ein- bzw. Aufbauweise, Ausrichtung und Windeinwirkung für alle Module in gleicher Weise wirksam sind. Liegen diese Bedingungen vor, kann davon ausgegangen werden, dass keine Rückströme fließen können. In der Praxis sind jedoch einzelne Situationen denkbar, in denen von diesen normalen Voraussetzungen abgewichen wird. Anhand einiger theoretischer Betrachtungen sollen diese Fälle dahingehend untersucht werden, ob gegebenenfalls ein Rückstrompotenzial vorhanden ist.

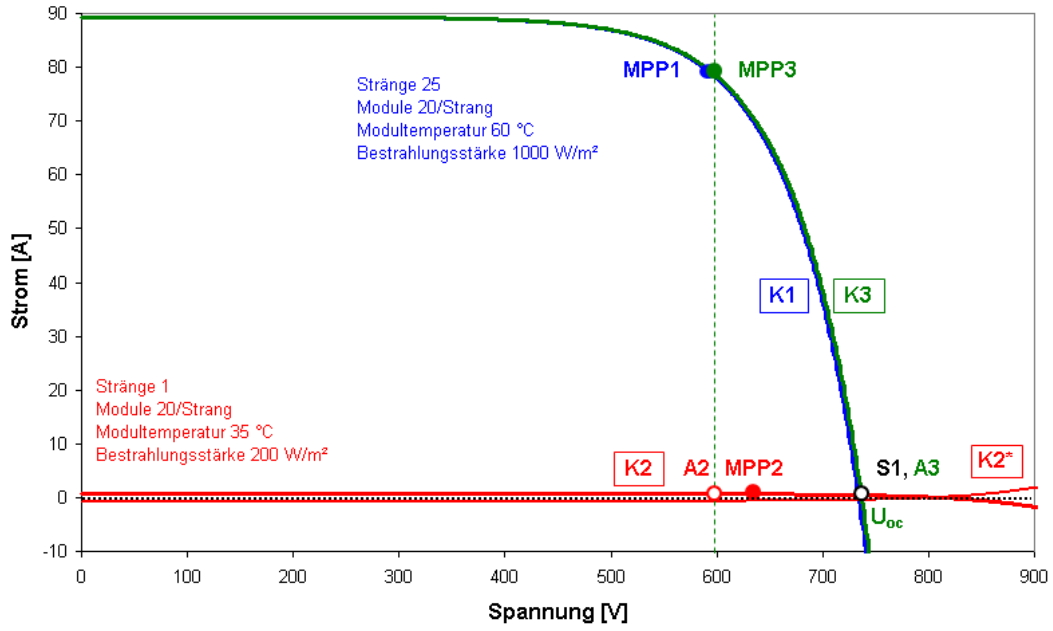

Bild 2: Betriebszustände des Solargenerators bei homogener Beschattung

Beispiel: Abweichende Bestrahlungsstärken - Ein Teilgenerator oder Strang weist wegen abweichender Verteilung der Bestrahlungsstärken eine reduzierte Modultemperatur um 25 °C auf, wodurch eine technologieabhängig höhere Spannung resultiert. Beispielsweise eine gegenseitige Abschattung von Modulen der untersten Reihe bei Nachführsystemen oder abweichende Orientierung von Teilgeneratoren auf Dä-

chern. Der Einzelstrang wird nicht mehr im MPP betrieben (Verschiebung des Arbeitspunkts A2 nach links, Bild 2). In diesem Fall besteht auch im Leerlauf keine Rückstromrelevanz.

Beispiel: Schneebedeckung - Die Situation, dass nur kleinere Flächen eines Solargenerators mit Schnee bedeckt sind, tritt ein, wenn Schnee bei einsetzendem Tauwetter teilweise von der Generatorfläche abrutscht (Bild 3). Für diesen Betriebsfall wird angenommen, dass der mit Schnee bedeckte Solargenerator lediglich eine homogene Bestrahlungsstärke von 10 W/m² empfängt. Die Modultemperatur des schneebedeckten Bereichs beträgt 0°C.

Bild 3: Teilweise schneebedeckter Solargenerator

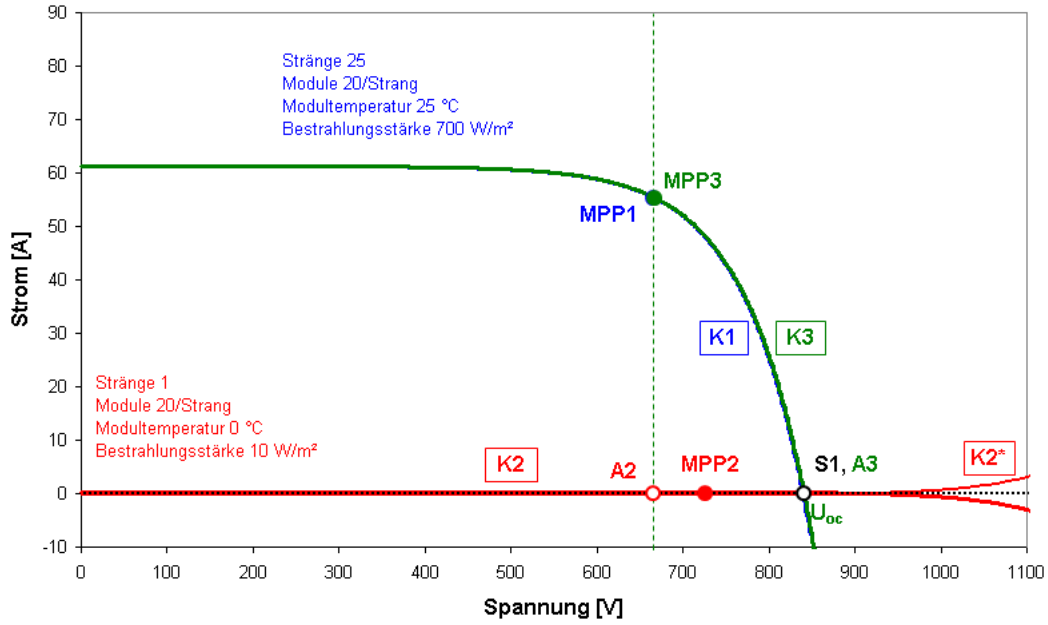

Bild 4: Betriebszustände des Solargenerators bei partieller Schneebedeckung

Eine realistische Modultemperatur für winterliche Verhältnisse bei einer Bestrahlungsstärke von 700 W/m² und Umgebungstemperaturen um den Gefrierpunkt, beträgt 25 °C. Die Kennlinien K1 und K3 sind nahezu deckungsgleich (Bild 4). Rückströme in den schneebedeckten Strang sind nicht möglich.

Beispiel: Großer Temperaturunterschied - In speziellen Situationen kann es vorkommen, dass ein einzelner Strang im Vergleich zum Restgenerator bei höheren Modultemperaturen betrieben wird. Vorstellbar wäre dies bei einer gebäudeintegrierten Anlage, wo Gebäudesegmente schlecht hinterlüftet oder sogar in isolierter Bauweise ausgeführt sind. Wird davon ausgegangen, dass einzelne Fassadenelemente zusätzlich thermisch isoliert sind, können sich Übertemperaturen von 40 °C bis 50 °C einstellen. Die maximale Modultemperatur würde dann Werte von bis zu 80 °C erreichen. Für den beschatteten Generatorbereich wird eine Modultemperatur auf dem Niveau der Umgebungstemperatur von 30 °C angenommen. Die Bestrahlungsstärke beträgt lediglich 300 W/m² (Bild 5).

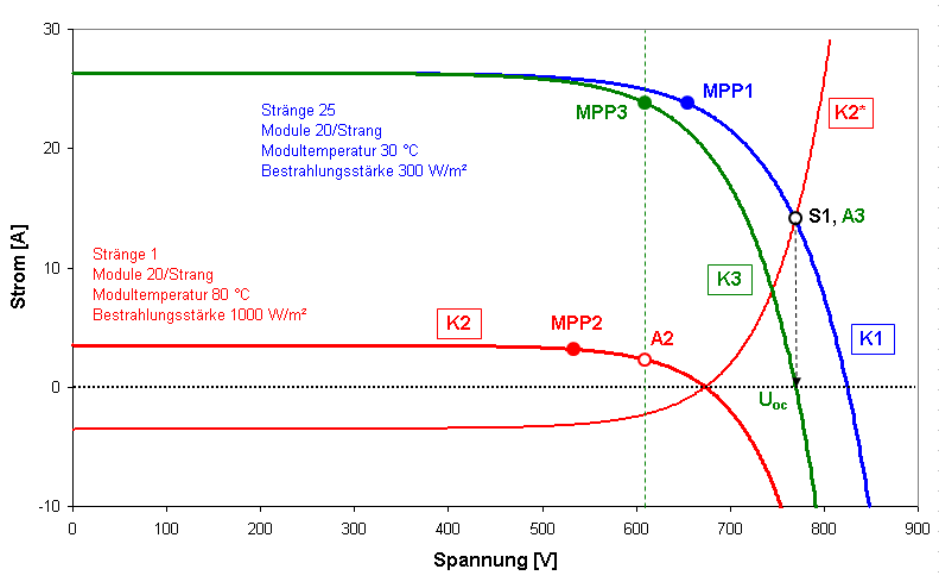

Bild 5: Rückstromverhältnisse bei großem Temperaturunterschied

Sollte dieser konstruierte Fall eintreten, was als unwahrscheinlich angenommen werden kann, würde im Leerlauffall ein Rückstrom von ca. 15 A fließen. Der MPP des betroffenen Stranges würde in Richtung Leerlaufspannung verlassen werden (A2).

Ein realistischer Fall kann eintreten, wenn ein Teil einer Fassade (z. B. Brüstungsbereich) als isoliertes PV-Element ausgeführt wird, während ein anderer Teil als Vorhangfassade realisiert ist.

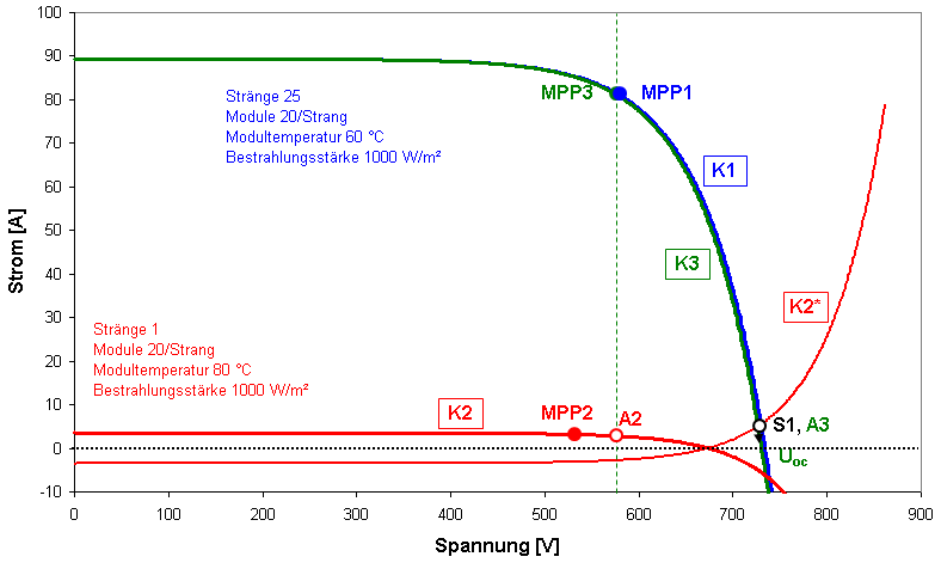

Bild 6: Rückstromverhältnisse bei Temperaturunterschied und hoher Bestrahlungsstärke

Im Vergleich zu den zuvor angenommen Bedingungen ist die Bestrahlungsstärke auf den Solargenerator und den thermisch isolierten Strang gleich. Es wird von einem Temperaturunterschied von 20 °C ausgegangen (Bild 6). Auch in diesem Fall würde im MPP-Betrieb des Wechselrichters kein Rückstrom fließen. Im Leerlauf stellt sich ein Rückstrom von ca. 5,5 A ein, also etwa der 1,5-fache Kurzschlussstrom des Moduls. Rückströme in dieser Größenordnung sollten vom Modul jederzeit beherrschbar sein.

Beispiel: Technologieabhängiges Rückstromverhalten - Im Vergleich zu kristallinen Modulen weisen Dünnschichtmodule einen flacheren Kennlinienverlauf auf.

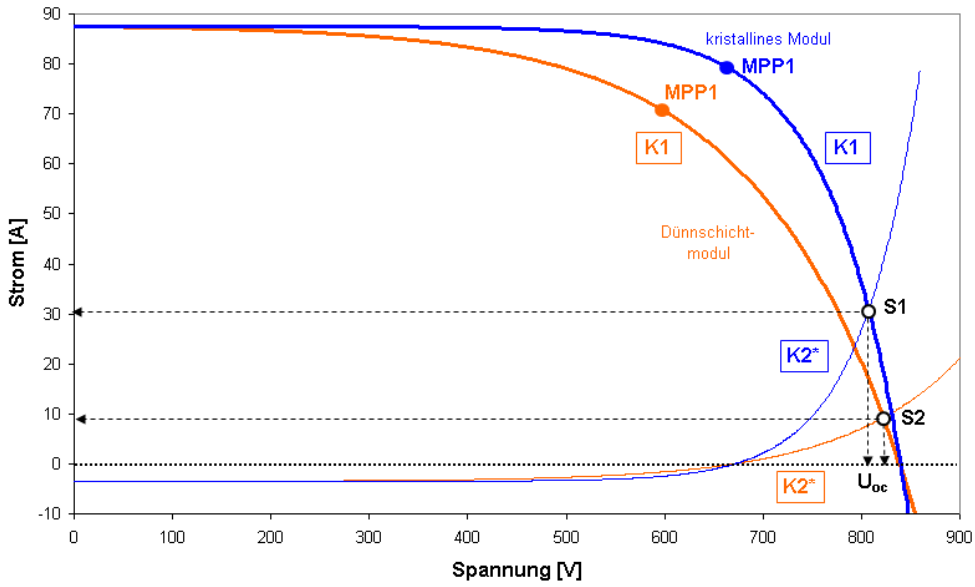

Bild 7: Rückstromverhältnisses in Abhängigkeit der Technologie

In Bezug auf die Rückstromproblematik wirkt sich dieser Umstand jedoch positiv aus. Das Bild 7 stellt die Verhältnisse beider Technologien gegenüber. Die angenommenen Eckdaten beider Modultypen wurden identisch gewählt. In beiden Fällen wird ein auf 16 Module verkürzter Einzelstrang angenommen, was nicht einem regulären Betrieb entspricht. Durch den flacheren Kennlinienverlauf der Dünnschichtmodule resultiert ein geringerer Rückstrom. Auf die Darstellung der resultierenden Kennlinien wurde wegen der Übersichtlichkeit verzichtet.

Dünnschichtmodule sind auf Grund der flacheren Kennliniencharakteristik weniger rückstromgefährdet als kristalline Module. Über die Rückstrombelastbarkeit dieser Module sind die Hersteller jedoch zurückhaltender.

4.3 Rückstromsituationen im fehlerhaften Betrieb der Photovoltaikanlage

Eine Photovoltaikanlage ist aus diversen Komponenten aufgebaut, die den funktionalen Betrieb der Gesamtanlage sicher stellen müssen. Solargenerator und Modulleitungen sind über den gesamten Lebenszyklus der Anlage den Witterungsbedingungen ausgesetzt. Im ungünstigsten Fall trifft dies auch für Generatoranschlusskästen, DC-Freischaltstellen und Wechselrichter zu. Für die Rückstromproblematik sind die Fehler im Installationsbereich der Module, Gestellsysteme und Leitungen von besonderer Bedeutung. Besonderes Augenmerk muss dabei auf Erdschlüsse, defekte Bypassdioden oder Installationsfehler gelegt werden. Auf Grund vorliegender Erfahrungen müssen Erdschlüsse als wahrscheinlichste Fehlerquelle angenommen werden. Detaillierte Statistiken zu den Schadenursachen existieren jedoch nicht. Bei den Versicherern, wo zumindest ansatzweise Statistiken geführt werden, rangieren diese Fehler unter der Rubrik „technisches Versagen“ oder werden einer mangelhaft ausgeführten Installation zugeschrieben.

Fehlerfall: Defekte Bypassdioden – Bypassdioden sind in die Anschlussdose eines Solarmoduls integriert. Sie haben die Aufgabe im Beschattungsfall die Verluste im Modul zu minimieren. Die Wahrscheinlichkeit, dass eine Bypassdiode einen Defekt erleidet, ist als gering anzunehmen. Schäden wurden bislang nur vereinzelt gemeldet. Die häufigste Schadenursache kann die Einwirkung induktiver Überspannung durch indirekte Blitzwirkung darstellen. Hier kann es sein, dass gleich mehrere Dioden in mehreren Modulen betroffen sind.

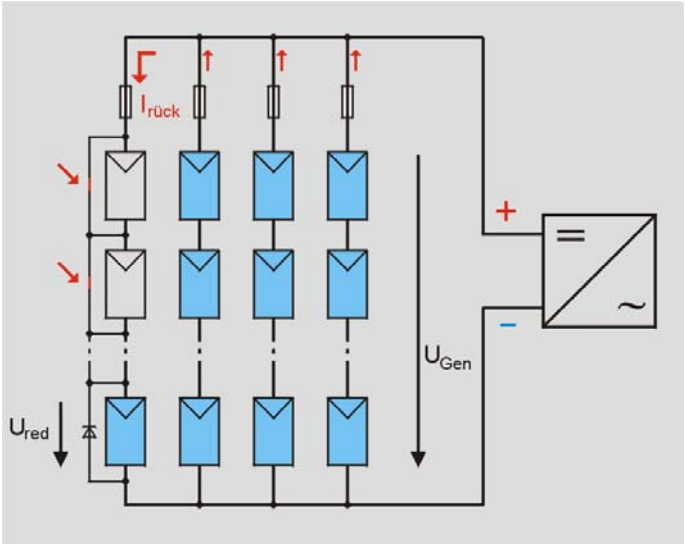

Bild 8: Rückstrom bei leitend defekten Bypassdioden

Kommt es zu einem Versagen der Bypassdiode, müssen zwei Fälle unterschieden werden. Eine Unterbrechung hat für Rückströme keine Folgen. Ist die Diode jedoch leitend defekt, wird der entsprechende Modulteil kurzgeschlossen (Bild 8). Das bedeutet, dass der betroffene Strang mit einer reduzierten Spannung am Restgenerator betrieben wird. Schädigende Rückströme können aber nur fließen, wenn mehrere Bypassdioden gleichzeitig leitend defekt sind. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Defekt eintritt ist als gering einzuschätzen.

Fehlerfall: Erdschluss - Die Ursachen für Erdschlüsse können sehr vielfältig sein. Das Solarmodul selbst und die komplette DC-Installation können meist als ursächlich angenommen werden. Glasbruch, verletzte Rückseitenfolie oder reduzierte Isolationswiderstande sind auf Modulseite die häufigsten Fehler. Im Installationsbereich sind Materialermüdung, Tierfraß oder unsachgemäße Installation der Leitungen häufig Anlass für einen Erdschluss (Bild 9). Berichte von Versicherern und Gutachtern weisen aus, dass in vielen Fällen die technisch anerkannten Regeln der Technik bei der Installation nicht immer eingehalten werden.

Bild 9: Beispiele für Erdschlüsse(Glasbruch, Kabelquetschung, Materialversagen)

Für die anzustellenden Betrachtungen müssen das Wechselrichterkonzept und die Erdungsverhältnisse auf der DC-Seite berücksichtigt werden. Rückströme im Erdschlussfall können nur auftreten, wenn durch einen oder mehrere Erdschlüsse Teile eines Stranges oder Solargenerators kurzgeschlossen werden. Der Anteil der überbrückten Module hat direkten Einfluss auf die Höhe des auftretenden Rückstroms.

Systeme mit ungeerdetem Solargenerator

Werden Wechselrichter mit Potenzialtrennung (einfache Trennung) in einem PV-System eingesetzt, weist der Solargenerator keine eindeutigen Spannungsverhältnisse gegenüber Erdbezug auf. Insbesondere im Segment des kleineren bis mittleren Leistungsbereichs dürfte diese Art von Anlagenkonzept am häufigsten vertreten sein. Durch die Ausführung der Solarmodule in Schutzklasse II und die erd- und kurzschlusssichere Verlegung der Leitungen geht man nach normativer Interpretation der IEC 60364-712 (DIN VDE 0100-712) davon aus, dass dem Schutz bei Überlastung auf der DC-Seite genüge getan ist. Wegen des fehlenden Erdbezugs führt ein einzelner Erdschluss weder zu einer Gefährdung von Personen, noch zu Rückströmen in Teilen des Solargenerators. Man geht davon aus, dass der Fehler detektierbar ist und im angemessenen Zeitraum beseitigt werden kann.

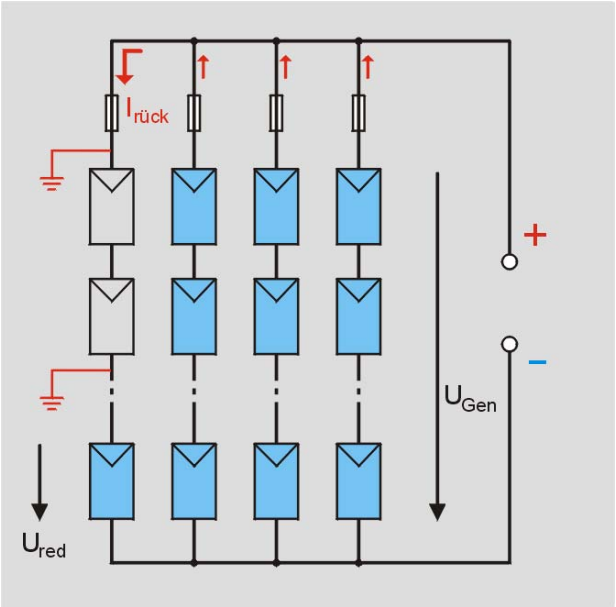

Bild 10: Doppelter Erdschluss bei Solargenerator ohne Erdbezug

Erst wenn ein zweiter Erdschluss vorliegt, können Teile eines Stranges beispielsweise über das verwendete Gestellsystem kurzgeschlossen werden (Bild 10). Die Verbindung zum Erdpotenzial wird dann über das meist geerdete Gestellsystem hergestellt. Da das Gestellsystem als Bezugspotenzial anzusehen ist, kann man sich vorstellen, dass bei zwei Erdschlüssen auch in unterschiedlichen Strängen größere Teile des Solargenerators kurzgeschlossen sind.

Systeme mit Erdung aktiver Teile

Falls zwischen Gleich- und Wechselspannungsseite eine einfache Trennung besteht, ist es erlaubt einen aktiven Leiter des DC-Systems zu erden. Optional ist es auch möglich eine Mittelpunkterdung durchzuführen (Bild 11).

Derartige Systeme weisen im Bezug auf die Spannungsverhältnisse im Solargenerator eindeutig definierte Verhältnisse auf. Nachteilig ist jedoch, dass bereits bei *einem* sich einstellenden Erdschluss hohe Erdströme fließen können, die im ungünstigsten Fall den Kurzschlussstrom des gesamten Solargenerators erreichen. Die Verbreitung dieser Systeme ist eher selten.

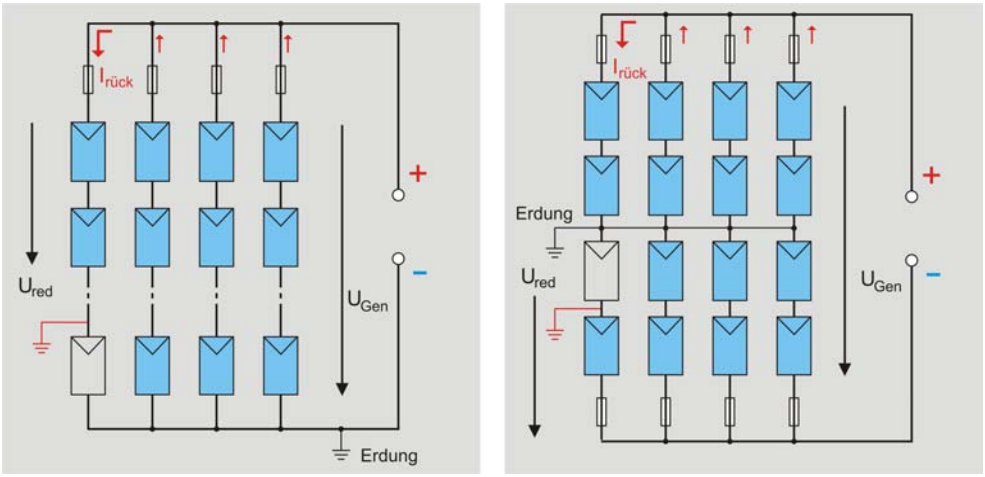

Bild 11: Einfacher Erdschluss bei Systemen mit Erdung aktiver Teile des Solargenerators

Systeme ohne einfache Trennung

Die DIN VDE 0100-712 Abschnitt 712-.413.1.1.1.2 schreibt für Systeme, die nicht über eine einfache Trennung zwischen Gleich- und Wechselstromseite verfügen, einen Fehlerstrom-Schutzschalter vor (Bild 12). Der Minuspol des Solargenerators ist dann direkt mit dem Nullleiter der Wechselstromseite verbunden. Dieser ist mit dem Sternpunkt des Netztransformators verbunden, der wiederum geerdet ist. Das bedeutet, dass eine direkte Verbindung zum Erdpotential besteht. Daraus ergeben sich ähnliche Konsequenzen wie bei den Systemen mit Erdung eines aktiven Teils des Solargenerators. Hier würde im Falle eines einzelnen Erdschlusses ein Fehlerstrom gegen Erde fließen, was zur Folge hätte, dass der Fehlerstrom-Schutzschalter unmittelbar auslösen und die Anlage außer Betrieb setzen würde (Solargenerator im Leerlauf).

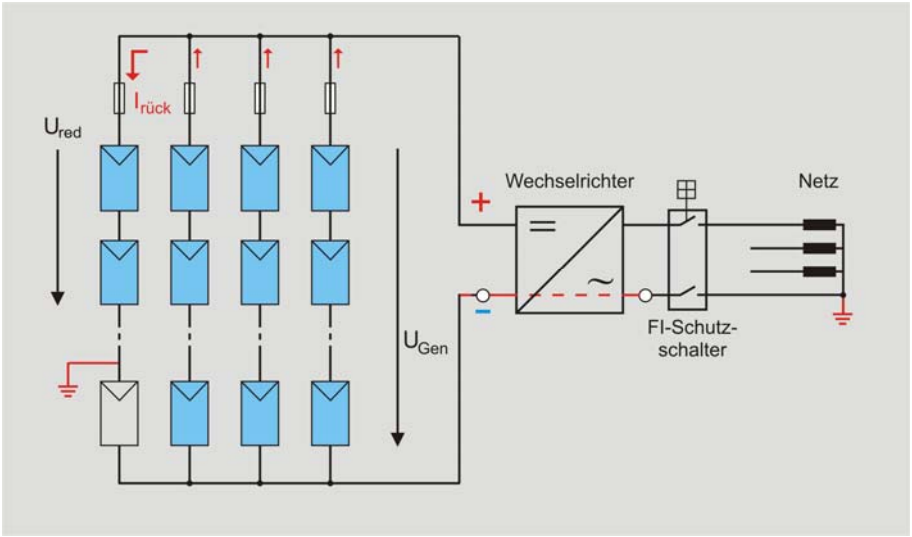

Bild 12: Einfacher Erdschluss bei Solargeneratoren ohne einfache Trennung

Die Wahrscheinlichkeit, dass Rückströme auftreten ist also wiederum größer als bei Systemen mit einfacher Trennung zwischen Gleich- und Wechselstromseite.

Fehlerfall Installationsfehler

In den Fällen wo Leitungen und Steckverbindungen auf dem Dach nachträglich angeschlossen werden, kann es leicht zu Verwechslungen der Steckverbindungen kommen. Solange Modulstränge immer im gleichen Schema installiert werden, sollte dies kein Problem sein. Bei abweichendem Installationsschema z. B. bei versetzen Dächern, bei denen die Strangbildung nur über zwei Generatorebenen möglich ist, führen falsche Polungen innerhalb eines Strangs dazu, dass die Spannung des verpolten Moduls nicht mehr zur Verfügung steht. Im Falle eines Rückstroms werden die Bypassdioden des betroffenen Moduls leitend. In Abhängigkeit der Anzahl der verpolten Module können dann erhebliche Rückströmen fließen (Bild 13).

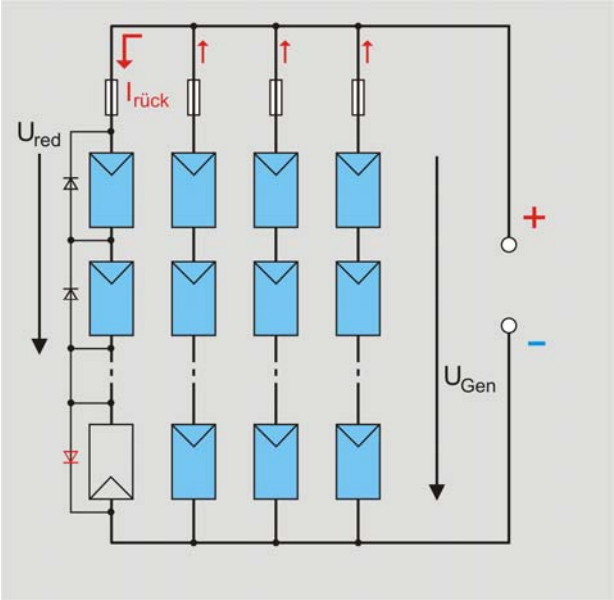

Bild 13 Rückstromverhältnisse für den Fall einer Verpolung

Die beschriebenen möglichen Fehlerfälle zeigen, dass bereits beim Eintreten eines Fehlers Rückströme mit zerstörerischem Potenzial auftreten können. Die Höhe des Rückstroms steht dabei im direkten Zusammenhang mit der elektrischen Verkürzung des geschädigten Stranges. Als „worst case“ muss der Leerlauf eines kristallinen Solargenerators angenommen werden.

Eine erste Auswertung von Herstellerangaben bezüglich der Angaben zur Rückstrombelastung hat ergeben, dass der doppelte Kurzschlussstrom bei STC-Bedingungen als typische Rückstrombelastung angenommen werden kann (grüne Linie im Bild 14).

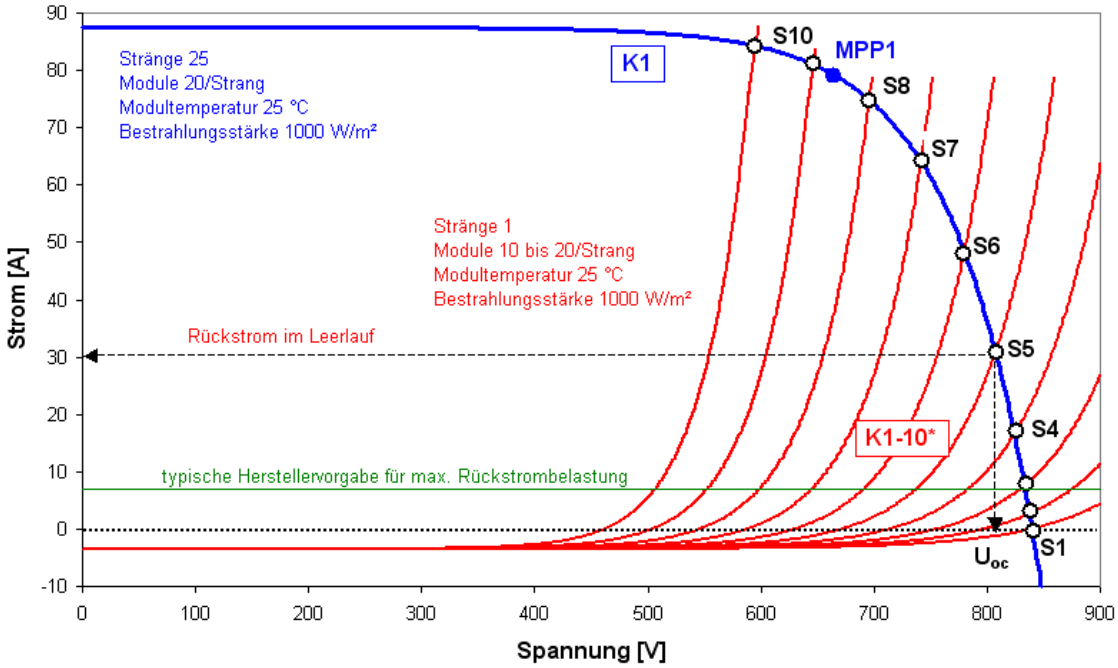

Bild 14: Rückstrombelastung von elektrisch verkürzten Strängen (K2 bis K10)

Der Schnittpunkt S1 entspricht einem nicht elektrisch verkürzten Strang im Vergleich zum Restgenerator. Bei höheren Spannungsdifferenzen stellen sich entsprechend höhere Rückströme ein. In Bild 14 ist jeweils ein um 1 bis 10 Module verkürzter Strang dargestellt (K2-10*). Es kann davon ausgegangen werden, dass ein um ca. 10 % spannungsverkürzter Strang den resultierenden Rückstrom gerade noch dauerhaft führen kann.

5 Zusammenfassung

Die Photovoltaik bietet im mittleren bis größerem Leistungsbereich ein großes Einsatzpotenzial für Sicherungen. Die Meinung der Fachleute, ob Sicherungen überhaupt notwendig sind, gehen auseinander. Die durchgeführten theoretischen Betrachtungen machen deutlich, dass im regulären Betrieb von Solargeneratoren auch mit großer Strangzahl keine gravierenden Rückströme zu erwarten sind. Konstruierte extreme Betriebszustände, wie sie im Anwendungsfall wahrscheinlich nie auftreten, bestätigen dies. Andere Verhältnisse stellen sich ein, wenn die Anlage durch einen Fehler in den nicht regulären Betrieb übergeht. In diesem Fall muss unter Berücksichtigung des Erdungskonzepts des Solargenerators oder dem gewählten Wechselrichterkonzept bestimmt werden, ob Sicherungen zum Einsatz kommen. Die zurzeit anwendbare Normung geht davon aus, dass ein einzelner Fehler beherrscht wird. Mehrfachfehler finden bislang keine Berücksichtigung, müssen aber als durchaus

relevant angenommen werden. Es ist zu bedenken, dass eine PV-Anlagen ein hochinvestives Gut darstellt, das unter Umständen weit über den zu erwartenden Nutzungszeitraum hinaus in Betrieb bleibt. Kein Betreiber wird seine funktionierende Anlage demontieren lassen, nur weil die anberaumte Betriebsdauer von 20 bis 25 Jahren erreicht ist. Zwangsläufig werden sich also alterungsbedingte Mehrfachfehler durch Verschleiß einstellen.

Es wäre sicher falsch die Fehlerbetrachtungen nur auf den MPP-Betrieb des Wechselrichters zu beschränken, wo die Rückstromgefahr ein wesentlich niedriges Potenzial aufweist. Es wird immer Situationen geben in denen die Anlage auch bei guten Bestrahlungsverhältnissen in den Leerlauf geht (Wartung, Reparatur, Netzausfall). Der Leerlauffall ist deshalb als der kritischste Betriebszustand anzunehmen.

Ob die typische, von Herstellerseite angegebene Rückstrombelastbarkeit mit 2-fachen Kurzschlussstrom bei STC, als zu vorsichtig zu bewerten ist, kann nicht endgültig beantwortet werden. Gerade bei den neuen Dünnschichttechnologien bestehen noch große Unsicherheiten. Für kristalline Module kann davon ausgegangen werden, dass Spannungsunterschiede von bis zu 10 % zwischen einem fehlerhaften Strang und dem Restgenerator zwar zu Rückströmen führt, aber keine thermischen Überlastungen zur Folge haben.

6 Literatur

[1] Kremer, P.: “Arcing potential in fuses: Missing standards for adequate testing of fuses in PV-applications”, International Workshop: Arcing in Photovoltaic DC Arrays – Potential dangers and possible solutions, BFH Burgdorf, Schweiz, 31st October 2007.

[2] European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy: “PV Status Report 2009”, Ispra, Italien, 2009.

[3] Laukamp, H.; Bopp, G.; Henze, N.; Kremer, P.; Moya, A. S.; Wittwer, C.: „Gibt es relevante Rückströme in PV-Generatoren?“, 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, Deutschland, März 2010.