

Terrestrische Photovoltaik-(PV)Module mit Silizium-Solarzellen
 Bauarteignung und Bauartzulassung
 (IEC 1215 : 1993)
 Deutsche Fassung EN 61215 : 1995

DIN
EN 61215

Diese Norm enthält die deutsche Übersetzung der Internationalen Norm **IEC 1215**

ICS 31.260

Deskriptoren: Photovoltaik, Solarzelle, Bauartzulassung, PV-Modul

Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval (IEC 1215 : 1993);
 German version EN 61215 : 1995

Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation (CEI 1215 : 1993);
 Version allemande EN 61215 : 1995

Die Europäische Norm EN 61215 : 1995 hat den Status einer Deutschen Norm.

Beginn der Gültigkeit

Die EN 61215 wurde am 06.03.1995 angenommen.

Nationales Vorwort

Diese Norm enthält die Deutsche Fassung EN 61215 : 1995-04.

Für die vorliegende Norm ist das Nationale Arbeitsgremium K 373 "Photovoltaische Solar-Energie-Systeme" der Deutschen Elektrotechnischen Kommission im DIN und VDE (DKE) zuständig.

Die gemeinsamen Abänderungen von CENELEC sind, wie im Vorwort der EN angegeben, in die Deutsche Fassung übernommen worden. Zusätzlich sind diese am Rand durch eine senkrechte Linie gekennzeichnet.

Der Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ist nachstehend wiedergegeben.

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf eine Norm ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils neueste gültige Ausgabe der in Bezug genommenen Norm.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe der Norm.

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Norm waren die angegebenen Ausgaben gültig.

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm
EN 60068-1 : 1994	IEC 68-1 : 1988	DIN EN 60068-1 : 1995-03
HD 323.2.3 S2 : 1987	IEC 68-2-3 : 1969	DIN IEC 68-2-3 : 1986-12
HD 323.2.21 S3 : 1988	IEC 68-2-21 : 1983	DIN IEC 68-2-21 : 1985-08
–	IEC 410 : 1973	DIN 45902-2 : 1975-05
HD 478.2.1 S1 : 1989	IEC 721-2-1 : 1982	DIN IEC 721-2-1 : 1992-07
EN 60891 : 1994	IEC 891 : 1987 + A1 : 1992	Übernahme als nationale Norm in Vorbereitung
EN 60904-1 : 1993	IEC 904-1 : 1987	DIN EN 60904-1 : 1995-04
EN 60904-3 : 1993	IEC 904-3 : 1989	DIN EN 60904-3 : 1995-04
–	QC 001002 : 1986	–
–	A1 : 1992	–

Fortsetzung Seite 2
 und 22 Seiten EN

Deutsche Elektrotechnische Kommission im DIN und VDE (DKE)

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN 45902-2

Harmonisiertes Gütebestätigungssystem für Bauelemente der Elektronik; Grundspezifikation: Verfahren und Tabellen für Attribut-Stichprobenprüfungen

DIN EN 60068-1

Umweltprüfungen – Teil 1: Allgemeines und Leitfaden (IEC 68-1 : 1988 + Corrigendum 1988 + A1 : 1992); Deutsche Fassung EN 60068-1 : 1994

DIN EN 60904-1

Photovoltaische Einrichtungen – Teil 1: Messen der photovoltaischen Strom-/Spannungskennlinien (IEC 904-1 : 1987); Deutsche Fassung EN 60904-1 : 1993

DIN EN 60904-3

Photovoltaische Einrichtungen – Teil 3: Meßgrundsätze für terrestrische photovoltaische (PV) Einrichtungen mit Angaben über die spektrale Strahlungsverteilung (IEC 904-3 : 1989); Deutsche Fassung EN 60904-3 : 1993

DIN IEC 68-2-3

Elektrotechnik; Grundlegende Umweltprüfverfahren; Prüfungen; Prüfung Ca: Feuchte Wärme, konstant; Identisch mit IEC 68-2-3, Ausgabe 1969 (Stand 1984)

DIN IEC 68-2-21

Elektrotechnik; Grundlegende Umweltprüfverfahren; Prüfungen; Prüfgruppe U: Mechanische Widerstandsfähigkeit der Anschlüsse; Identisch mit IEC 68-2-21, Ausgabe 1983

DIN IEC 721-2-1

Elektrotechnik; Klassifizierung von Umweltbedingungen; Natürliche Einflüsse, Temperatur und Luftfeuchte; Identisch mit IEC 721-2-1 : 1982 (Stand 1987)

ICS 31.260

Deskriptoren: Photovoltaische (PV) Module, kristallines Silizium, Konstruktion, Qualifikation, Prüfung, Annahmekriterien, Kennzeichnung

Deutsche Fassung

Terrestrische Photovoltaik-(PV)Module mit Silizium-Solarzellen Bauarteignung und Bauartzulassung (IEC 1215 : 1993)

Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval (IEC 1215 : 1993)

Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation (CEI 1215 : 1993)

Diese Europäische Norm wurde von CENELEC am 1995-03-06 angenommen.

Die CENELEC-Mitglieder sind gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist.

Auf dem letzten Stand befindliche Listen dieser nationalen Normen mit ihren bibliographischen Angaben sind beim Zentralsekretariat oder bei jedem CENELEC-Mitglied auf Anfrage erhältlich.

Diese Europäische Norm besteht in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch). Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CENELEC-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem Zentralsekretariat mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CENELEC-Mitglieder sind die nationalen elektrotechnischen Komitees von Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, Schweiz, Spanien und dem Vereinigten Königreich.

CENELEC

EUROPÄISCHES KOMITEE FÜR ELEKTROTECHNISCHE NORMUNG
European Committee for Electrotechnical Standardization
Comité Européen de Normalisation Electrotechnique

Zentralsekretariat: rue de Stassart 35, B-1050 Brüssel

Vorwort

Der Text der Internationalen Norm IEC 1215 : 1993, ausgearbeitet von dem IEC TC 82 "Solar photovoltaic energy systems", wurde der formellen Abstimmung unterworfen und von CENELEC am 1995-03-06 ohne irgendeine Abänderung als EN 61215 angenommen.

Nachstehende Daten wurden festgelegt:

- spätestes Datum, zu dem die EN auf nationaler Ebene durch Veröffentlichung einer identischen nationalen Norm oder durch Anerkennung übernommen werden muß (dop): 1996-03-01
- spätestes Datum, zu dem nationale Normen, die der EN entgegenstehen, zurückgezogen werden müssen (dow): 1996-03-01

Für Erzeugnisse, die vor 1996-03-01 der einschlägigen nationalen Norm entsprochen haben, wie durch den Hersteller oder durch eine Zertifizierungsstelle nachgewiesen, darf diese vorhergehende Norm für die Fertigung bis 2001-03-01 noch weiter angewendet werden.

Anhänge, die als "normativ" bezeichnet sind, gehören zum Norminhalt.

In dieser Norm ist Anhang ZA normativ. Der Anhang ZA wurde von CENELEC hinzugefügt.

Anerkennungsnotiz

Der Text der Internationalen Norm IEC 1215 : 1993 wurde von CENELEC ohne irgendeine Abänderung als Europäische Norm angenommen.

Redaktionelle Änderungen:

1 Anwendungsbereich und Zweck

Ersetze in Zeile drei "allgemeines Freiluftklima" durch "gemäßigtes Freiluftklima".

Bild 1: Reihenfolge der Eignungsprüfungen

Füge eine Verbindungslinie zwischen der Prüffolge 10.9 und der letzten waagerechten Linie von Bild 1 ein.

Inhalt

	Seite		Seite
Vorwort	2	10.15 Verwindungsprüfung	19
1 Anwendungsbereich und Zweck	3	10.16 Mechanische Belastungsprüfung	19
2 Normative Verweisungen	3	10.17 Hagelprüfung	20
3 Stichprobennahme	3	Anhang ZA (normativ) Andere in dieser Norm zitierte internationale Publikationen mit den Verweisungen auf die entsprechenden europäischen Publikationen	22
4 Kennzeichnung	3	Tabelle 1 Zusammenfassung der Eignungsprüfungen .	6
5 Prüfungen	3	Tabelle 2 Massen der Eiskugeln und Prüfungsgeschwindigkeiten	20
6 Annahmekriterien	3	Tabelle 3 Aufschlagpunkte	21
7 Größere sichtbare Schäden	4	Bild 1 Prüffolgen für die Bauarteignung	5
8 Prüfbericht	4	Bild 2 Korrekturfaktor der NOCT	10
9 Änderungen	4	Bild 3 Referenzplatte	11
10 Prüfverfahren	4	Bild 4 NOCT-Messung mit dem Referenzplattenverfahren	11
10.1 Sichtprüfung	4	Bild 5 Korrekturfaktor des Windes	12
10.2 Leistung bei Standard-Prüfbedingungen (STC)	4	Bild 6 Hot-Spot-Wirkung in einer Zelle vom Typ A ..	13
10.3 Isolationsprüfung	4	Bild 7 Sperrkennlinien	14
10.4 Messung der Temperaturkoeffizienten	6	Bild 8 Hot-Spot-Wirkung in einer Zelle vom Typ B ..	14
10.5 Messung der Nennbetriebszelltemperatur (NOCT)	7	Bild 9 Fall SP: Reihen-Parallel-Schaltung	14
10.6 Leistung bei der NOCT	12	Bild 10 Fall SPS: Reihen-Parallel-Reihen-Schaltung ..	15
10.7 Leistung bei niedriger Bestrahlungsstärke	12	Bild 11 Temperaturwechselprüfung	16
10.8 Dauerprüfung unter Freilandbedingungen	12	Bild 12 Feuchte-Frost-Zyklus	17
10.9 Hot-Spot Dauerprüfung	13	Bild 13 Hagelprüfeinrichtung	20
10.10 UV-Prüfung	16	Bild 14 Aufschlagpunkte	21
10.11 Temperaturwechselprüfung	16		
10.12 Feuchte-Frost-Prüfung	17		
10.13 Feuchte-Wärme-Prüfung	18		
10.14 Mechanische Widerstandsfähigkeit der Anschlüsse	18		

1 Anwendungsbereich und Zweck

Diese Internationale Norm legt die IEC-Anforderungen für die Bauartegnung und Bauartzulassung terrestrischer photovoltaischer Module fest, die für den Langzeitbetrieb in gemäßigten Freiluftklimaten geeignet sind, wie in der IEC-Publikation 721-2-1 definiert. Sie gilt nur für Bauarten mit kristallinem Silizium. Normen für Dünnschichtmodule und andere Umgebungsbedingungen, z. B. maritime oder äquatorielle Umweltbedingungen, sind in Vorbereitung.

Diese Norm gilt nicht für PV-Module, die in Verbindung mit konzentrierenden Einrichtungen eingesetzt werden.

Der Zweck der festgelegten Prüfungsfolgen ist die Feststellung der elektrischen und thermischen Kenngrößen des PV-Moduls sowie der Nachweis, im Rahmen eines vertretbaren Kosten- und Zeitaufwandes, daß das Modul geeignet ist, längere Zeit den im Anwendungsbereich beschriebenen Klimaten standzuhalten. Die tatsächliche Lebenserwartung der so als geeignet bezeichneten PV-Module wird von ihrer Konstruktion, der Umgebung und den Bedingungen abhängen, unter denen sie betrieben werden.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Normen enthalten Festlegungen, die durch Verweisung in diesem Text Bestandteil der vorliegenden Internationalen Norm sind. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Norm waren die angegebenen Ausgaben gültig. Alle Normen unterliegen der Überarbeitung, und Vertragspartner, deren Vereinbarungen auf dieser Internationalen Norm basieren, werden gebeten, die Möglichkeit zu prüfen, ob die jeweils neuesten Ausgaben der im folgenden genannten Normen angewendet werden können. Die Mitglieder von IEC und ISO führen Verzeichnisse der gegenwärtig gültigen Internationalen Normen.

IEC 68-1 : 1988

Environmental testing – Part 1: General and guidance

IEC 68-2-3 : 1969

Environmental testing – Part 2: Tests – Test Ca: Damp heat, steady state

IEC 68-2-21 : 1983

Environmental testing – Part 2: Tests – Test U: Robustness of terminations and integral mounting devices

IEC 410 : 1973

Sampling plans and procedures for inspection by attributes

IEC 721-2-1 : 1982

Classification of environmental conditions – Part 2: Environmental conditions appearing in nature – Temperature and humidity

IEC 891 : 1987, Amendment No.1 (1992)

Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic (PV) devices

IEC 904-1 : 1987

Photovoltaic devices – Part 1: Measurements of photovoltaic current-voltage characteristics

IEC 904-3 : 1989

Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data

QC 001002 : 1986, Amendment No.1 (1992)

Rules of Procedure of the IEC Quality Assessment System for Electronic Components (IECQ)

3 Stichprobennahme

Für die Eignungsprüfung sind acht Module (plus Ersatzmodule, wenn gewünscht) entsprechend dem in der IEC-Publikation 410 angegebenen Verfahren regellos einer oder mehrerer Produktionschargen zu entnehmen. Die Module

müssen aus festgelegten Werkstoffen und Komponenten nach entsprechenden Zeichnungen und Verfahrensunterlagen hergestellt sein und müssen den normalen Prüfungen, Qualitätskontrollen und Annahmeverfahren des Herstellers unterzogen worden sein. Die Module müssen in jedem Detail vollständig sein, und ihnen müssen die Bedien-, Einbau- und Anschlußanweisung des Herstellers beigelegt sein, die die höchstzulässige Systemspannung enthalten müssen.

Wenn die zu prüfenden PV-Module Prototypen einer neuen Konstruktion darstellen und nicht einer Produktionscharge entstammen, ist das im Prüfbericht festzuhalten (Abschnitt 8).

4 Kennzeichnung

Jedes Modul muß die folgenden deutlichen und unlöschbaren Kennzeichnungen tragen:

- Name, Monogramm oder Symbol des Herstellers;
- Typ oder Modellnummer;
- Seriennummer;
- Polarität der Anschlüsse oder Zuleitungen (Farbkodierung ist zulässig);
- höchste Systemspannung, für die das Modul geeignet ist.

Datum und Ort der Herstellung müssen auf dem Modul gekennzeichnet werden oder aus der Seriennummer zu entnehmen sein.

5 Prüfungen

Die Module sind in Gruppen zu unterteilen und den einzelnen Eignungsprüfungen nach Bild 1 in der festgelegten Reihenfolge zu unterziehen. Jeder Block bezieht sich auf den entsprechenden Abschnitt dieser Norm. Die Prüfverfahren und Schärfegrade, einschließlich der Anfangs- und Schlußmessungen, sofern erforderlich, sind im einzelnen in Abschnitt 10 beschrieben.

ANMERKUNG: Wenn die Schlußmessungen einer Prüfung als Anfangsmessungen für die nächste Prüfung in der Prüffolge dienen, brauchen sie nicht wiederholt zu werden. In diesen Fällen werden die Anfangsmessungen zu der betreffenden Prüfung übergegangen.

Bei der Ausführung der Prüfungen muß der Prüfer die Anweisungen des Herstellers für die Handhabung, Montage und den Anschluß genau befolgen. Die Prüfung in 10.4 darf weggelassen werden, wenn die Temperaturkoeffizienten α und β bereits bekannt sind.

Die Prüfbedingungen sind in Tabelle 1 zusammengefaßt.

6 Annahmekriterien

Eine Modulbauart hat die einzelnen Eignungsprüfungen bestanden und soll damit als IEC-bauartzugelassen bewertet werden, wenn jeder Prüfling alle folgenden Kriterien erfüllt:

- a) Die Verschlechterung der maximalen Leistung unter Standard-Prüfbedingungen (STC) überschreitet weder den vorgeschriebenen Grenzwert nach jeder Prüfung noch einen Wert von 8 % nach jeder Prüffolge.
- b) Bei keinem Prüfling ist während der Prüfungen eine Unterbrechung oder ein Masseschluß aufgetreten.
- c) Es ist kein sichtbares Anzeichen für einen größeren Schaden, wie in Abschnitt 7 definiert, aufgetreten.
- d) Nach den Prüfungen sind die Anforderungen der Isolationsprüfung erfüllt worden.

Falls zwei oder mehr PV-Module diese Kriterien nicht erfüllen, muß angenommen werden, daß die Bauart die Eignungsanforderungen nicht erfüllt hat. Falls nur ein

PV-Modul eine Prüfung nicht bestehen sollte, müssen zwei weitere PV-Module, die den Anforderungen von Abschnitt 3 entsprechen, der gesamten betreffenden Prüfungsfolge von Beginn an unterzogen werden. Falls eines oder beide dieser PV-Module wiederum nicht bestehen, muß angenommen werden, daß die Bauart die Eignungsanforderungen nicht erfüllt hat. Wenn jedoch beide PV-Module die Prüfungsfolge bestehen, ist die Bauart so zu bewerten, daß sie die Eignungsanforderungen erfüllt hat.

7 Größere sichtbare Schäden

Für den Zweck der Bauarteignung und -zulassung werden folgende Schäden als größere sichtbare Schäden angesehen:

- a) gebrochene, rissige, verbogene, versetzte oder gerissene äußere Oberflächen;
- b) ein Riß in einer Zelle, dessen Ausbreitung mehr als 10 % der Zellfläche vom elektrischen Schaltkreis des Moduls trennen könnte;
- c) Blasen oder Ablösungen, die einen durchgehenden Pfad zwischen irgendeinem Teil des elektrischen Schaltkreises und der Kante des Moduls bilden;
- d) Verlust der mechanischen Unversehrtheit in einem Maße, daß die Installation und/oder die Funktion des Moduls beeinträchtigt wären.

8 Prüfbericht

Nach der Bauartzulassung muß von der Prüfstelle entsprechend dem IECQ-Verfahren QC 001002 ein zertifizierter Bericht der Eignungsprüfung ausgestellt werden, der die gemessenen Funktions- und Leistungskennwerte sowie die Details jedes Schadens und aller Wiederholungsprüfungen enthält. Eine Kopie dieses Berichts hat der Hersteller für Referenzzwecke aufzubewahren.

9 Änderungen

Jede Veränderung der Konstruktion, der Werkstoffe, der Komponenten oder der Verarbeitung des PV-Moduls kann eine Wiederholung einiger oder aller Eignungsprüfungen zur Erhaltung der Bauartzulassung erforderlich machen.

10 Prüfverfahren

10.1 Sichtprüfung

10.1.1 Zweck

Feststellung von sichtbaren Schäden im Modul.

10.1.2 Durchführung

Jedes Modul ist bei einer Beleuchtungsstärke von mindestens 1000 lux einer sorgfältigen Sichtprüfung auf folgende Zustände zu unterziehen:

- rissige, verbogene, versetzte oder gerissene äußere Oberflächen;
- gebrochene Solarzellen;
- rissige Solarzellen;
- fehlerhafte Zusammenschaltungen oder Verbindungsstellen;
- Solarzellen stehen in Berührung miteinander oder mit dem Rahmen;
- Fehler von Klebverbindungen;
- Blasen oder Ablösungen, die einen durchgehenden Pfad zwischen einer Solarzelle und der Kante des Moduls bilden;
- klebrige Oberflächen bei Verwendung von Kunststoffmaterialien;
- fehlerhafte Anschlüsse, offene spannungführende elektrische Teile;

- alle anderen Zustände, die die Leistung/Funktion beeinflussen können.

Die Art und Lage aller Risse, Blasen oder Ablösungen usw., die die Leistung/Funktion des Moduls bei nachfolgenden Prüfungen verschlechtern oder beeinträchtigen könnten, sind zu notieren und/oder zu photographieren.

10.1.3 Anforderungen

Andere sichtbare Zustände als die in Abschnitt 7 genannten größeren sichtbaren Mängel sind für die Zwecke der Bauartzulassung annehmbar.

10.2 Leistung bei Standard-Prüfbedingungen (STC)

10.2.1 Zweck

Feststellung, wie sich die elektrische Leistung des PV-Moduls bei angeschlossener Last unter STC (Zellentemperatur: $25^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$, Bestrahlungsstärke: $1000\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$) bei natürlichem Sonnenlicht oder bei Verwendung eines Klasse-A-Sonnensimulators entsprechend den Anforderungen von IEC 904-3 ändert.

10.2.2 Durchführung

Die Strom-Spannungs-Kennlinie des PV-Moduls wird nach IEC 904-1 bei STC bestimmt. Falls erforderlich, werden Temperatur- und Einstrahlungskorrekturen nach IEC 891 durchgeführt.

10.3 Isolationsprüfung

10.3.1 Zweck

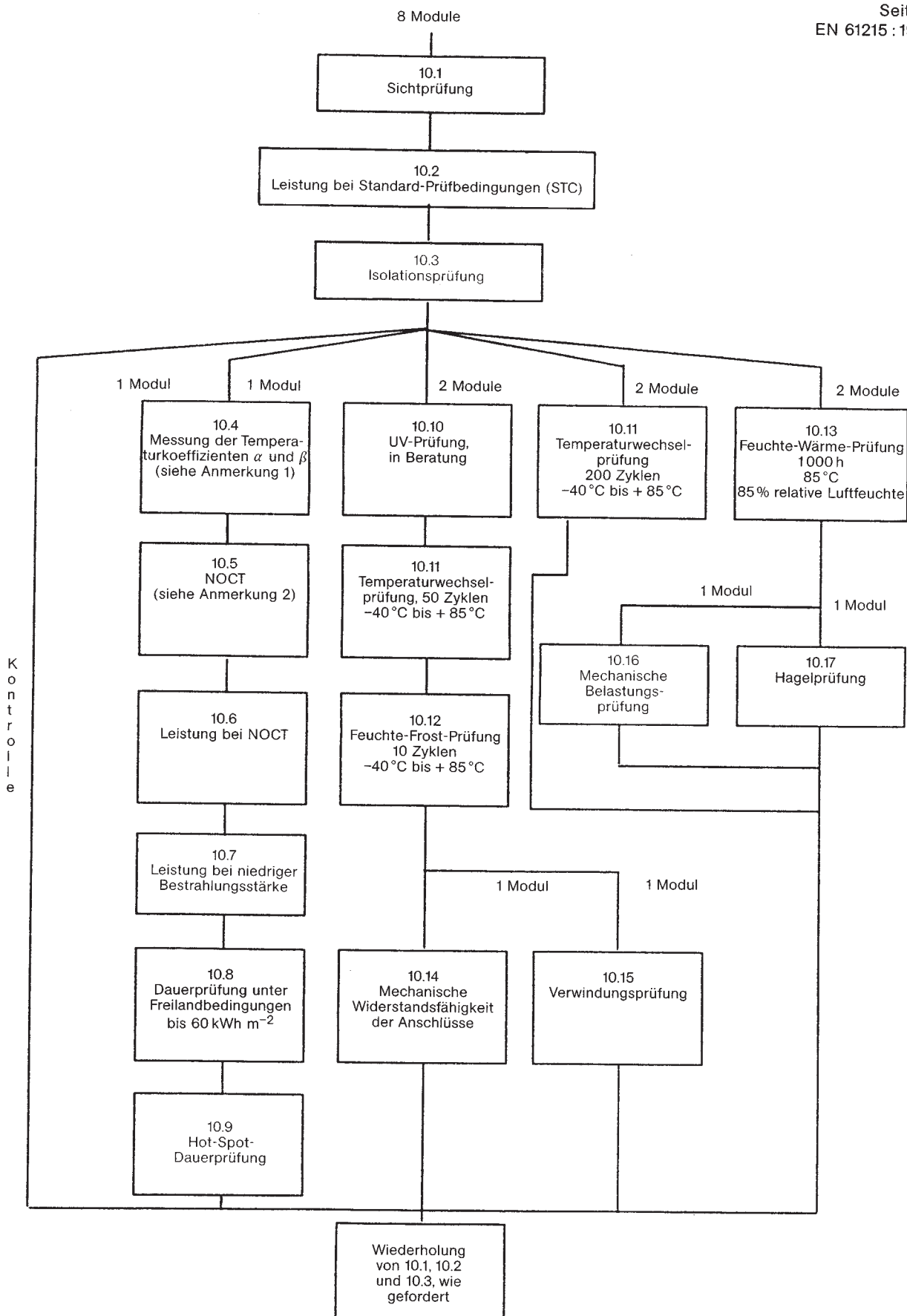
Nachweis, ob das Modul zwischen stromführenden Teilen und dem Rahmen ausreichend isoliert ist.

10.3.2 Prüfbedingungen

Die Prüfung der PV-Module soll bei der Umgebungstemperatur der umgebenden Atmosphäre (siehe IEC 68-1) und einer relativen Luftfeuchte nicht über 75 % durchgeführt werden.

10.3.3 Durchführung

- a) Die kurzgeschlossenen Ausgangsanschlüsse des PV-Moduls sind mit dem Pluspol eines Gleichstrom-Isolationsprüfers mit einer Strombegrenzung zu verbinden.
- b) Die ungeschützten Metallteile des PV-Moduls sind mit dem Minuspol des Isolationsprüfers zu verbinden. Hat das PV-Modul keinen Rahmen oder ist der Rahmen ein schlechter elektrischer Leiter, so muß das PV-Modul auf eine metallene nachgebildete Tragkonstruktion montiert werden, die mit dem Minuspol des Isolationsprüfers verbunden ist.
- c) Die an den Isolationsprüfer angelegte Spannung ist mit einer Geschwindigkeit von höchstens $500\text{V} \cdot \text{s}^{-1}$ auf einen Höchstwert gleich 1000V plus der doppelten Höchstspannung des Systems (d. h. der Leerlaufspannung des Systems bei Standard-Prüfbedingungen (STC)) zu erhöhen. Die Spannung muß 1 min lang bei diesem Wert gehalten werden. Wenn die Höchstspannung des Systems nicht größer als 50V ist, muß die angelegte Spannung 500V betragen.
- d) Die angelegte Spannung ist auf Null zu senken, und die Pole des Isolationsprüfers sind für 5 min kurzzuschließen, während das PV-Modul angeschlossen bleibt.
- e) Der Kurzschluß ist aufzuheben.
- f) An das PV-Modul ist eine Gleichspannung von mindestens 500V anzulegen, wobei der Isolationsprüfer wie bei den Schritten a) und b) angeschlossen bleibt. Der Isolationswiderstand ist zu bestimmen.



ANMERKUNG 1: Darf weggelassen werden, wenn α und β bereits bekannt sind.

ANMERKUNG 2: Im Falle von PV-Modulen, die nicht für die Montage an Unterkonstruktionen vorgesehen sind, darf die NOCT durch die mittlere Gleichtemperatur der Zellfläche bei Standard-Referenz-Umgebungsbedingungen (SRE) ersetzt werden, wobei das Modul wie vom Hersteller empfohlen zu montieren ist.

Bild 1: Prüffolgen für die Bauarteignung

Tabelle 1: Zusammenfassung der Eignungsprüfungen

Prüfung	Name	Prüfbedingungen
10.1	Sichtprüfung	detaillierte Liste für die Sichtprüfung siehe 10.1.2
10.2	Leistung bei Standard-Prüfbedingungen (STC)	Zellentemperatur: 25 °C Bestrahlungsstärke: 1000 W · m ⁻² , Spektralverteilung entsprechend Sonnenreferenzspektrum nach IEC 904-3
10.3	Isolationsprüfung	1000 V Gleichspannung + doppelte Leerlaufspannung des Systems bei Standard-Prüfbedingungen (STC) für 1 min Isolationswiderstand nicht kleiner als 50 MW bei 500 V Gleichspannung
10.4	Messung der Temperaturkoeffizienten	Details siehe 10.4
10.5	Messung der NOCT	solare Gesamtbestrahlungsstärke: 800 W · m ⁻² Umgebungstemperatur: 20 °C Windgeschwindigkeit: 1 m · s ⁻¹
10.6	Leistung bei NOCT	Zellentemperatur: NOCT Bestrahlungsstärke: 800 W · m ⁻² , Spektralverteilung entsprechend Referenzsonnenspektrum nach IEC 904-3
10.7	Leistung bei niedriger Bestrahlungsstärke	Zellentemperatur: 25 °C Bestrahlungsstärke: 200 W · m ⁻² , Spektralverteilung entsprechend Referenzsonnenspektrum nach IEC 904-3
10.8	Dauerprüfung unter Freilandbedingungen	solare Einstrahlung: 60 kWh · m ⁻²
10.9	Hot-Spot-Dauerprüfung	fünf einstündige Dauerprüfungen bei mit einer Bestrahlungsstärke von 1000 W · m ⁻² unter ungünstigsten Hot-Spot-Bedingungen
10.10	UV-Prüfung	in Vorbereitung
10.11	Temperaturwechselprüfung	50 und 200 Zyklen von - 40 °C bis + 85 °C
10.12	Feuchte-Frost-Prüfung	10 Zyklen von + 85 °C, 85% relativer Luftfeuchte bis - 40 °C
10.13	Feuchte-Wärme-Prüfung	1000 h bei + 85 °C, 85 % relativer Luftfeuchte
10.14	Mechanische Widerstandsfähigkeit der Anschlüsse	wie in IEC 68-2-21
10.15	Verwindungsprüfung	Auslenkungs-/Verbiegungswinkel: 1,2°
10.16	Mechanische Belastungsprüfung	zwei Zyklen gleichmäßiger Belastung mit 2400 Pa, nacheinander für 1 h auf die Vorder- und die Rückfläche aufgebracht
10.17	Hagelprüfung	Eiskugel von 25 mm Durchmesser mit 23,0 m · s ⁻¹ , auf 11 Aufschlagstellen gerichtet

10.3.4 Prüfungsanforderungen

- kein Durchschlag (weniger als 50 µA) oder keine Oberflächenrisse bei Schritt c);
- Isolationswiderstand mindestens 50 MΩ.

10.4 Messung der Temperaturkoeffizienten

10.4.1 Zweck

Ermittlung des Temperaturkoeffizienten des Stromes (α) und der Spannung (β) aus Messungen an einem PV-Modul. Die so ermittelten Koeffizienten sind bei der Bestrahlungsstärke gültig, bei der die Messungen durchgeführt wurden. Bei linearen PV-Modulen sind sie auch über einen Bestrahlungsstärkenbereich von $\pm 30\%$ dieses Wertes gültig. Dieses Verfahren ergänzt das Verfahren in IEC 891 zur Messung dieser Koeffizienten an einer repräsentativen Auswahl von Einzelzellen.

10.4.2 Prüfeinrichtung

- a) Sonnensimulator (Klasse B oder besser) nach einer zukünftigen IEC-Norm (in Vorbereitung). Einrichtungen zur Messung der Bestrahlungsstärke, des Kurzschlußstromes und der Leerlaufspannung nach IEC 904-1, Abschnitt 2.

ANMERKUNG: Die Verwendung eines gepulsten Sonnensimulators ist vorzuziehen, da sie nur eine

geringe zusätzliche Erwärmung hervorruft, die das Modul bei der Messung beeinflussen könnte. Wenn ein stationärer Sonnensimulator verwendet wird, sollte er mit einer Verschlussklappe oder einer gleichwertigen Einrichtung ausgerüstet sein, um den Zeitraum der Bestrahlung auf 0,5 s oder weniger zu vermindern.

- b) Einrichtungen zur Messung der Oberflächen- oder Zellentemperatur des Prüfmoduls mit einer Meßunsicherheit von $\pm 0,5\text{ °C}$.

- c) Eine Prüfkammer, in der das Prüfmodul untergebracht werden kann und die mit einem durchsichtigen Fenster sowie Einrichtungen zur gleichmäßigen Erwärmung und Abkühlung des Nutzraumes über den interessierenden Temperaturbereich ausgerüstet ist.

10.4.3 Durchführung

- a) Der Kurzschlußstrom des PV-Moduls ist bei der gewünschten Bestrahlungsstärke und bei Raumtemperatur nach IEC 904-1 zu ermitteln.

- b) Das Prüfmodul ist in die Prüfkammer einzubauen und eine geeignete Bestrahlungsstärke-Meßeinrichtung außerhalb der Prüfkammer, aber innerhalb des Strahlenganges des Sonnensimulators anzuordnen. Der Anschluß an die Meßdatenerfassung ist herzustellen.

c) Die Prüfkammer ist zu schließen und die Bestrahlungsstärke so einzustellen, daß das Prüfmodul den nach Schritt a) ermittelten Kurzschlußstrom erzeugt. Um diese Einstellung der Bestrahlungsstärke während der Prüfung aufrechtzuerhalten, ist die Bestrahlungsstärke-Meßeinrichtung zu verwenden.

d) Das PV-Modul ist auf die höchste Temperatur zu erwärmen, die von Interesse ist, die Beheizung auszuscha­len und das PV-Modul gleichmäßig abzukühlen.

e) Beim Abkühlen des PV-Moduls sind über einen Temperaturbereich von mindestens 30 °C Messungen des Kurzschlußstromes und der Leerlaufspannung in 5-°C-Intervallen durchzuführen.

ANMERKUNG: Es darf die vollständige Strom-Spannungs-Kennlinie bei jeder Temperatur gemessen werden, um den Kurvenkorrekturfaktor K nach IEC 891, Abschnitt 5, zu bestimmen.

f) Die Werte von I_{sc} und V_{oc} sind als Funktion der Temperatur graphisch darzustellen und eine Ausgleichskurve nach der Methode der kleinsten Quadrate durch jeden Wertesatz zu konstruieren.

g) Aus dem Anstieg der Stromkurve und der Spannungskurve in einem Punkt in der Mitte zwischen der niedrigsten und der höchsten interessierenden Temperatur sind die Temperaturkoeffizienten α und β für das PV-Modul zu berechnen.

10.5 Messung der Nennbetriebs-Zellentemperatur (NOCT)

10.5.1 Zweck

Ermittlung der NOCT des Moduls.

10.5.2 Einleitung

Die NOCT wird als die mittlere Temperatur des Flächenkontaktes im thermischen Gleichgewicht einer Solarzelle innerhalb eines für Außenaufstellung vorgesehenen PV-Moduls bei den folgenden Referenz-Umgebungsbedingungen (SRE) definiert:

- Neigungswinkel: bei senkrechtem Einfall von Sonnenlicht bei örtlichem Sonnenhöchststand
- Gesamtbestrahlungsstärke: $800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$
- Umgebungstemperatur: 20 °C
- Windgeschwindigkeit: $1 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$
- elektrische Belastung: ohne (Leerlauf)

Die NOCT kann vom Planer eines PV-Systems als Richtwert für die Temperatur verwendet werden, bei der ein PV-Modul im Einsatz betrieben wird. Sie stellt daher einen nützlichen Parameter dar, wenn die Leistung/Funktion verschiedener Modulanordnungen verglichen wird. Die wirkliche Betriebstemperatur zu einem bestimmten Zeitpunkt wird jedoch durch die Einbauart, die Bestrahlungsstärke, die Windgeschwindigkeit, die Umgebungstemperatur, die Himmels­temperatur sowie Reflexionen und Emissionen vom Boden und von nahegelegenen Gegenständen beeinflusst. Für genaue Voraussagen zur Leistung/Funktion müssen diese Faktoren berücksichtigt werden.

Es werden zwei Verfahren zur Ermittlung der NOCT beschrieben.

Das erste, "Primärverfahren" genannt, ist für alle PV-Module anwendbar. Bei PV-Modulen, die nicht für die Außenaufstellung ausgelegt sind, darf das Primärverfahren benutzt werden, um die mittlere Flächenkontakttemperatur einer Solarzelle bei Referenz-Umgebungsbedingungen zu bestimmen, wobei das PV-Modul eingebaut ist, wie durch den Hersteller empfohlen.

Das zweite, "Referenzplattenverfahren" genannt, ist schneller, aber nur für PV-Module des Types anwendbar, die auf Änderungen der Umgebungstemperatur (innerhalb eines beschränkten Bereiches von Windgeschwindigkeit und Bestrahlungsstärke) genauso ansprechen wie die für die Messung verwendeten Referenzplatten. Module aus kristallinem Silizium mit Glasvorderseite und Kunststoffrückseite gehören in diese Kategorie. Die Referenzplatten werden nach dem gleichen Verfahren geeicht wie beim Primärverfahren.

10.5.3 Primärverfahren

10.5.3.1 Prinzip

Dieses Verfahren basiert auf der Erfassung wirklich gemessener Daten für die Zellentemperatur in einem Bereich äußerer Bedingungen einschließlich der Referenz-Umgebungsbedingungen. Die Daten werden so dargestellt, daß sie eine genaue und wiederholbare Interpolation der NOCT erlauben.

Die Temperatur des Solarzellenkontaktes (T_j) ist primär eine Funktion der Umgebungstemperatur (T_{amb}), der mittleren Windgeschwindigkeit (V) und der Gesamtbestrahlungsstärke der Sonne (G), die auf die wirksame Fläche des PV-Moduls fällt. Die Temperaturdifferenz ($T_j - T_{amb}$) ist weitestgehend von der Umgebungstemperatur unabhängig und bei Werten oberhalb $400 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ im wesentlichen linear proportional der Bestrahlungsstärke. Das Verfahren erfordert die graphische Darstellung ($T_j - T_{amb}$) über G in einen Zeitraum, in dem die Windbedingungen günstig sind. Durch Addition von 20 °C zu dem Wert von ($T_j - T_{amb}$), der sich durch Interpolation auf die Bestrahlungsstärke für die Referenz-Umgebungsbedingung von $800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ ergibt, wird dann ein vorläufiger NOCT-Wert bestimmt. Schließlich wird ein von der mittleren Umgebungstemperatur und der Windgeschwindigkeit während des Prüfzeitraumes abhängiger Korrekturfaktor zu der vorläufigen NOCT addiert, um sie auf 20 °C und $1 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ zu korrigieren.

10.5.3.2 Prüfeinrichtung

Die folgende Prüfeinrichtung ist erforderlich:

a) Ein offener Rahmen, um das Prüfmodul (die Prüfmodule) und das Pyranometer in der festgelegten Weise (siehe 10.5.3.3) aufzunehmen. Der Rahmen muß so ausgelegt sein, daß er die Wärmeableitung von den PV-Modulen minimiert und die Wärmeabstrahlung von ihren Vorder- und Rückseitenflächen so wenig wie möglich stört.

ANMERKUNG: Wenn die Module nicht für eine Montage an einem Tragegestell ausgelegt sind, sollte(n) das Prüfmodul (die Prüfmodule) eingebaut werden, wie vom Hersteller empfohlen.

b) Ein Pyranometer, das in der Ebene des PV-Moduls (der PV-Module) und innerhalb von 0,3 m Abstand zur Testanordnung installiert ist.

c) Meßgeräte zur Messung der Windgeschwindigkeit bis hinab zu $0,25 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ und der Windrichtung, die etwa 0,7 m über der höchsten Stelle des PV-Moduls (der Module) und 1,2 m nach Osten oder Westen angebracht sind.

d) Ein Sensor für die Umgebungstemperatur mit einer Zeitkonstanten ähnlich der des PV-Moduls (der PV-Module), der in einer Sonnenschutzhütte mit guter Belüftung nahe den Windfühlern angebracht ist.

e) Sensoren für die Zellentemperatur, die mit Wärmeleitpaste auf den Rückseiten von zwei Solarzellen nahe der Mitte jedes Prüfmoduls befestigt sind, oder eine andere erforderliche Apparatur für die von der IEC zugelassene Messung der Zellentemperatur.

f) Ein Datenerfassungssystem zur Aufzeichnung der folgenden Parameter innerhalb eines Zeitraumes von nicht mehr als 60 s:

Parameter:

Bestrahlungsstärke
Umgebungstemperatur
Zellentemperatur
Windgeschwindigkeit
Windrichtung

Meßunsicherheit:

Die Gesamtmeßunsicherheit der NOCT muß ± 1 K betragen.

10.5.3.3 Prüfmoduleinbau

Neigungswinkel: Das Prüfmodul (die Prüfmodule) muß (müssen) so angeordnet sein, daß es (sie) senkrecht zur direkten Sonneneinstrahlung (innerhalb von $\pm 5^\circ$) bei örtlichen Sonnenhöchststand steht (stehen).

Höhe: Die Unterkante des Prüfmoduls (der Prüfmodule) muß sich 0,6 m oder mehr über dem örtlichen Bodenniveau oder dem Erdniveau befinden.

Aufbau: Um die thermischen Randbedingungen von PV-Modulen zu simulieren, die in einem Generatorfeld verschaltet sind, muß (müssen) das Prüfmodul (die Prüfmodule) in eine ebene Fläche eingebaut werden, die sich in allen Richtungen mindestens 0,6 m über den Rand des PV-Moduls (der Module) hinaus erstreckt. Bei PV-Modulen, die für frei stehende rückseitenfreie Montage ausgelegt sind, müssen schwarze Aluminiumbleche oder andere Module der gleichen Bauart zum Ausfüllen des verbleibenden Bereiches der ebenen Oberfläche verwendet werden.

Umgebung: Es darf keine Behinderungen geben, die eine volle Bestrahlung des Prüfmoduls (der Prüfmodule) während des Zeitraumes von 4 h vor dem örtlichen Sonnenhöchststand bis 4 h danach verhindern. Der das PV-Modul (die PV-Module) umgebende Boden darf keinen unnormal hohen Reflexionsgrad aufweisen und muß eben und horizontal oder vom Prüfaufbau nach allen Seiten abfallend sein. Gras oder andere Vegetationsarten, schwarzer Asphalt oder Erde im Bereich der örtlichen Umgebung sind zulässig.

10.5.3.4 Durchführung

- a) Die Prüfeinrichtung mit dem Prüfmodul (den Prüfmodulen) ist aufzustellen, wie in 10.5.3.3 beschrieben. Es ist sicherzustellen, daß das Prüfmodul (die Prüfmodule) im Leerlauf betrieben wird (werden).
- b) An einem geeigneten klaren sonnigen Tag mit wenig Wind sind Zellentemperatur, Umgebungstemperatur, Bestrahlungsstärke, Windgeschwindigkeit und Windrichtung in Abhängigkeit von der Zeit aufzuzeichnen.
- c) Alle Daten, die unter den folgenden Bedingungen ermittelt wurden, sind zu verwerfen:
 - Bestrahlungsstärke unter $400 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$;
 - Windgeschwindigkeiten außerhalb des Bereiches von $1 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1} \pm 0,75 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$;
 - Umgebungstemperaturen außerhalb des Bereiches von $20^\circ\text{C} \pm 15^\circ\text{C}$ oder mit Änderungen um mehr als 5°C ;
 - ein Zeitraum von 10 min nach einer Windböe mit mehr als $4 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$;
 - Windrichtung innerhalb von $\pm 20^\circ\text{C}$ um Ost oder West.
- d) Aus mindestens 10 annehmbaren Datenpunkten, die einen Bestrahlungsstärkebereich von mindestens $300 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ umfassen, ist $(T_j - T_{\text{amb}})$ als Funktion der Bestrahlungsstärke graphisch darzustellen. Durch die Datenpunkte ist eine Gerade zu zeichnen.
- e) Aus der Geraden wird der Wert von $(T_j - T_{\text{amb}})$ für $800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ ermittelt, und es werden 20°C addiert, um den vorläufigen NOCT-Wert zu erhalten.
- f) Die mittlere Umgebungstemperatur T_{amb} und die mittlere Windgeschwindigkeit V , die zu den zulässigen

Datenpunkten gehören, sind zu berechnen und der zutreffende Korrekturfaktor aus Bild 2 zu ermitteln.

g) Der Korrekturfaktor ist zum vorläufigen NOCT-Wert zu addieren, um ihn auf 20°C und $1 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ zu korrigieren. Diese Summe ist die NOCT des Moduls.

h) Das gesamte Verfahren ist an einem anderen Tag zu wiederholen und der Mittelwert der beiden NOCT-Werte zu bilden, wenn sie um nicht mehr als $0,5^\circ\text{C}$ voneinander abweichen. Wenn die Differenz mehr als $0,5^\circ\text{C}$ beträgt, sind das Verfahren an einem dritten Tag zu wiederholen und alle drei NOCT-Werte zu mitteln.

10.5.4 Referenzplattenverfahren

10.5.4.1 Prinzip

Dieses Verfahren basiert auf dem Vergleich der Temperatur des Prüfmoduls (der Prüfmodule) mit der Temperatur von Referenzplatten bei den gleichen Bedingungen für Bestrahlungsstärke, Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit. Die Stagnationstemperatur der Bezugsplatte in der Referenz-Umgebungsbedingung (SRE) wird unter Anwendung des in 10.5.3 beschriebenen Primärverfahrens ermittelt.

Die NOCT des Prüfmoduls wird durch Korrektur der Temperaturdifferenz zwischen dem Prüfmodul und den Referenzplatten auf die SRE und Addition dieses Wertes zur mittleren stationären Temperatur der Referenzplatten in der SRE erhalten. Es wurde nachgewiesen, daß die gemessene Temperaturdifferenz unempfindlich gegen Schwankungen der Bestrahlungsstärke und kleine Änderungen der Umgebungstemperatur und der Windgeschwindigkeit ist.

10.5.4.2 Referenzplatten

Die Referenzplatten müssen aus einer Hartaluminiumlegierung mit den Maßen nach Bild 3 hergestellt sein. Die Vorderseite muß matt schwarz und die Rückseite glänzend weiß lackiert sein. Die Meßeinrichtungen für die Referenzplattentemperatur müssen die erforderliche Meßunsicherheit aufweisen. Ein Verfahren, das zwei Thermoelemente benutzt, ist in Bild 3 dargestellt. Je ein Thermoelement wird mit wärmeleitendem und elektrisch isolierendem Kleber in jeden Zweig der gefrästen Nut geklebt, nachdem jegliche Isolierung in einem Abstand von 25 mm von der Verbindungsstelle entfernt wurde. Die verbleibenden Enden der Leiter der Thermoelemente werden mit Aluminiumkitt in die Nut eingeklebt.

Es müssen mindestens drei Referenzplatten hergestellt und nach dem in 10.5.3 beschriebenen Primärverfahren geeicht werden. Die so bestimmten Stagnationstemperaturen müssen im Bereich von 46°C bis 50°C liegen und dürfen sich nicht um mehr als 1°C unterscheiden. Eine der Referenzplatten muß für Kontrollzwecke unbenutzt bleiben. Vor Ausführung der NOCT-Messung sind die Stagnationstemperaturen der Referenzplatten gegen die der Kontrollplatte bei den zulässigen Bedingungen nach 10.5.3.4 c) zu überprüfen, um mögliche Änderungen ihrer thermischen Eigenschaften nachzuweisen. Wenn die gemessenen Temperaturen der Referenzplatten um mehr als 1°C voneinander abweichen, muß die Ursache untersucht werden, und es müssen erforderliche Korrekturmaßnahmen ergriffen werden, bevor die Prüfung fortgesetzt wird.

10.5.4.3 Prüfort

Es ist ein ebener Prüfort mit vernachlässigbaren Windstörungen durch Gebäude, Bäume oder topographische Gegebenheiten auszuwählen. Nichtgleichförmige Sonnenreflexionen vom Erdboden und von Gegenständen hinter der Prüfebene müssen vermieden werden.

10.5.4.4 Prüfeinrichtung

Die folgende Prüfeinrichtung ist erforderlich (siehe Bild 4).

a) Eine Anzahl von Referenzplatten, wie in 10.5.4.2 beschrieben (eine mehr als die Anzahl der gleichzeitig zu prüfenden PV-Module).

b) Ein Pyranometer oder ein PV-Referenzzelle.

c) Ein offener Rahmen, um das Prüfmodul (die Prüfmodule), die Referenzplatten und das Pyranometer so zu unterstützen, daß sie sich bei dem örtlichen Sonnenhöchststand senkrecht (innerhalb von $\pm 5^\circ\text{C}$) zum direkten Sonnenstrahl befinden. Jedes Modul muß eng durch zwei Referenzplatten flankiert sein, wobei sich die untere Kante des Moduls etwa 1 m über dem Boden befindet. Der Rahmen muß so ausgelegt sein, daß die Wärmeableitung von dem PV-Modul (den Modulen) und den Platten möglichst klein gehalten und die freie Wärmeabstrahlung von ihren Vorder- und Rückseitenflächen so wenig wie möglich gestört wird.

d) Meßgeräte zur Messung der Windgeschwindigkeit bis hinab zu $0,25 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ und der Windrichtung, die annähernd 0,7 m oberhalb der Oberkante des Moduls (der Module) und 1,2 m nach Osten oder Westen angebracht sind, wie in Bild 4 angegeben.

e) Ein Fühler für die Umgebungstemperatur mit einer Zeitkonstanten ähnlich der der Module, der in einer Sonnenschutzhütte mit guter Belüftung nahe den Windfühlern angebracht ist.

f) Fühler für die Zelltemperatur, die mit Lot oder Wärmeleitpaste auf den Rückseiten von zwei Solarzellen nahe der Mitte jedes Prüfmoduls befestigt sind, oder eine andere erforderliche Apparatur für die von der IEC zugelassene Messung der Zelltemperatur.

g) Ein Datenerfassungssystem zur Aufzeichnung der folgenden Parameter innerhalb eines Zeitraumes von nicht mehr als 60 s:

Parameter:

- Bestrahlungsstärke
- Umgebungstemperatur
- Zelltemperatur
- Windgeschwindigkeit
- Windrichtung
- Referenzplattentemperaturen

Meßunsicherheit:

Die Gesamtmeßunsicherheit der NOCT muß $\pm 1 \text{ K}$ betragen.

10.5.4.5 Durchführung

a) Die Prüfeinrichtung mit dem Prüfmodul (den Prüfmodulen) und den Referenzplatten ist aufzustellen, wie in Bild 4 dargestellt. Es ist sicherzustellen, daß das Prüfmodul (die Prüfmodule) im Leerlauf betrieben wird (werden).

b) An einem geeigneten klaren sonnigen Tag mit wenig Wind sind die Zelltemperatur(en) des Prüfmoduls (der Prüfmodulen), Referenzplattentemperatur, Bestrahlungsstärke, Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Windrichtung in Abhängigkeit von der Zeit aufzuzeichnen.

c) Alle Daten, die während der oder 15 min nach den folgenden Bedingungen ermittelt wurden, sind zu verwerfen:

- Bestrahlungsstärke unter $750 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ oder über $850 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$;
- Windgeschwindigkeiten über $2 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$, die länger als 30 s andauern;
- Windgeschwindigkeiten unter $0,5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$;

– Windrichtung innerhalb von $\pm 20^\circ\text{C}$ um Ost oder West;

– Temperaturdifferenzen der Referenzplatten größer als 1°C .

d) Für jeden Datenpunkt in dem ausgewählten Zeitraum ist die mittlere Temperatur T_P aller Referenzplatten aufzunehmen.

e) Für jeden Datenpunkt in dem ausgewählten Zeitraum und für jedes Prüfmodul:

1. ist die mittlere Zelltemperatur aufzunehmen und

$$\Delta T_{JP} = T_J - T_P$$

zu berechnen. Schwankt ΔT_{JP} um mehr als 4°C , so ist das Referenzplattenverfahren nicht anwendbar und das in 10.5.3 beschriebene Primärverfahren muß verwendet werden.

2. ist der Mittelwert ΔT_{JPm} aller ΔT_{JP} zu bilden.

3. ist ΔT_{JPm} wie folgt auf die Referenz-Umgebungsbedingungen (SRE) zu korrigieren:

$$\Delta T_{JPm} (\text{korrigiert}) = \frac{f}{\beta R} \cdot \Delta T_{JPm} (\text{unkorrigiert})$$

wobei

f Korrekturfaktor der Bestrahlungsstärke, entspricht 800 dividiert durch den Mittelwert der Bestrahlungsstärken über den ausgewählten Zeitraum;

β Korrekturfaktor der Umgebungstemperatur, ermittelt aus dem Mittelwert der Umgebungstemperaturen T_{amb} über den ausgewählten Zeitraum entsprechend der nachstehenden Tabelle (lineare Interpolation für die β -Werte ist zulässig).

$T_{amb} (^\circ\text{C})$	β
0	1,09
10	1,05
20	1,00
30	0,96
40	0,92
50	0,87

R Korrekturfaktor des Windes, ermittelt aus dem Mittelwert der Windgeschwindigkeiten über den ausgewählten Zeitraum entsprechend dem Diagramm in Bild 5.

4. ist die NOCT des Prüfmoduls wie folgt zu berechnen:

$$\text{NOCT} = T_{PR} + \Delta T_{JPm} (\text{korrigiert})$$

wobei T_{PR} die mittlere Stagnationstemperatur unter Referenz-Umgebungsbedingungen (SRE) ist.

f) Das gesamte Verfahren ist an einem anderen Tag zu wiederholen und der Mittelwert der beiden NOCT-Werte für jedes Prüfmodul zu bilden, wenn sie um nicht mehr als $0,5^\circ\text{C}$ voneinander abweichen. Wenn die Differenz mehr als $0,5^\circ\text{C}$ beträgt, ist das Verfahren an einem dritten Tag zu wiederholen und der Mittelwert aus allen drei NOCT-Werten zu bilden.

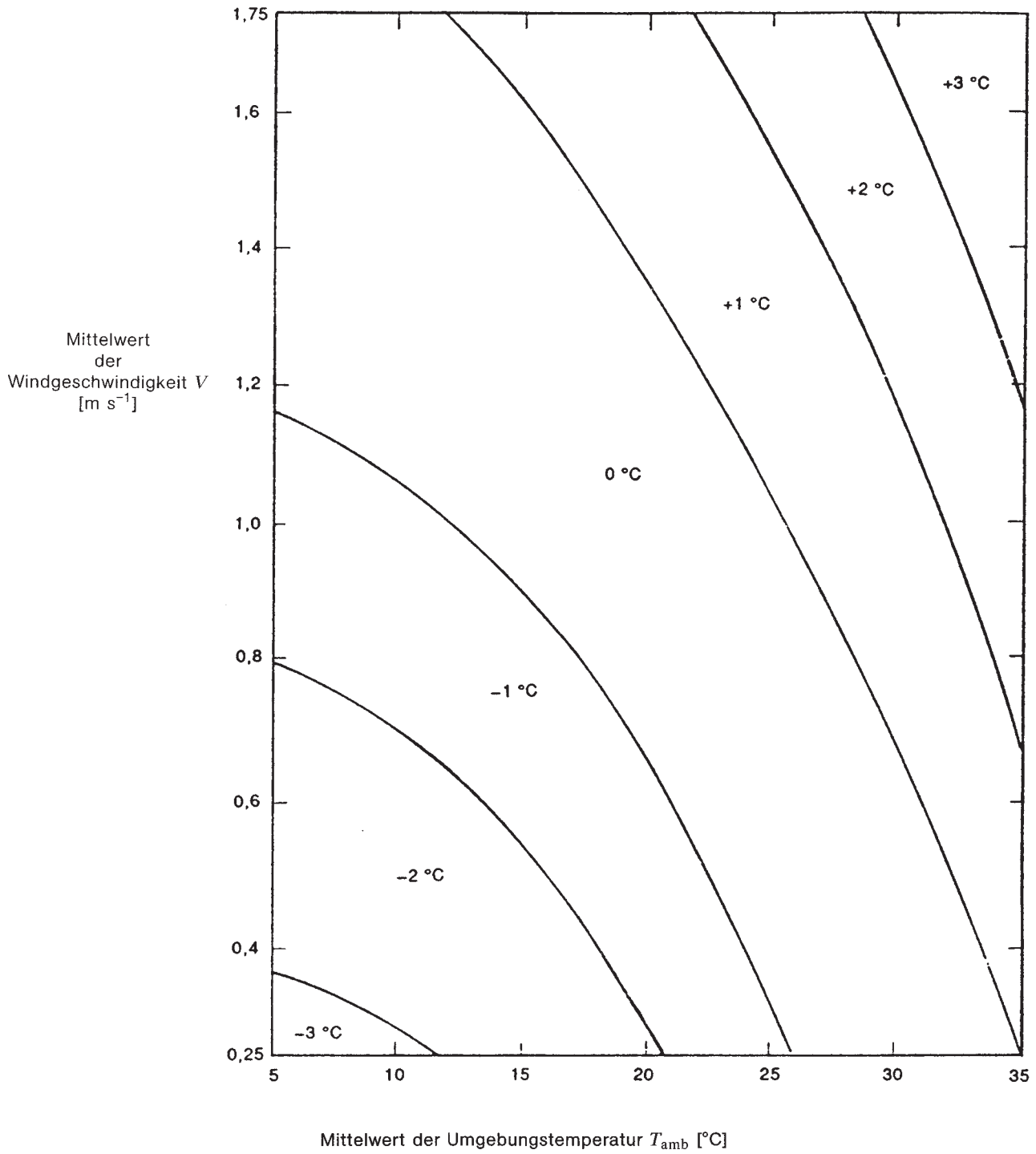


Bild 2: Korrekturfaktor der NOCT

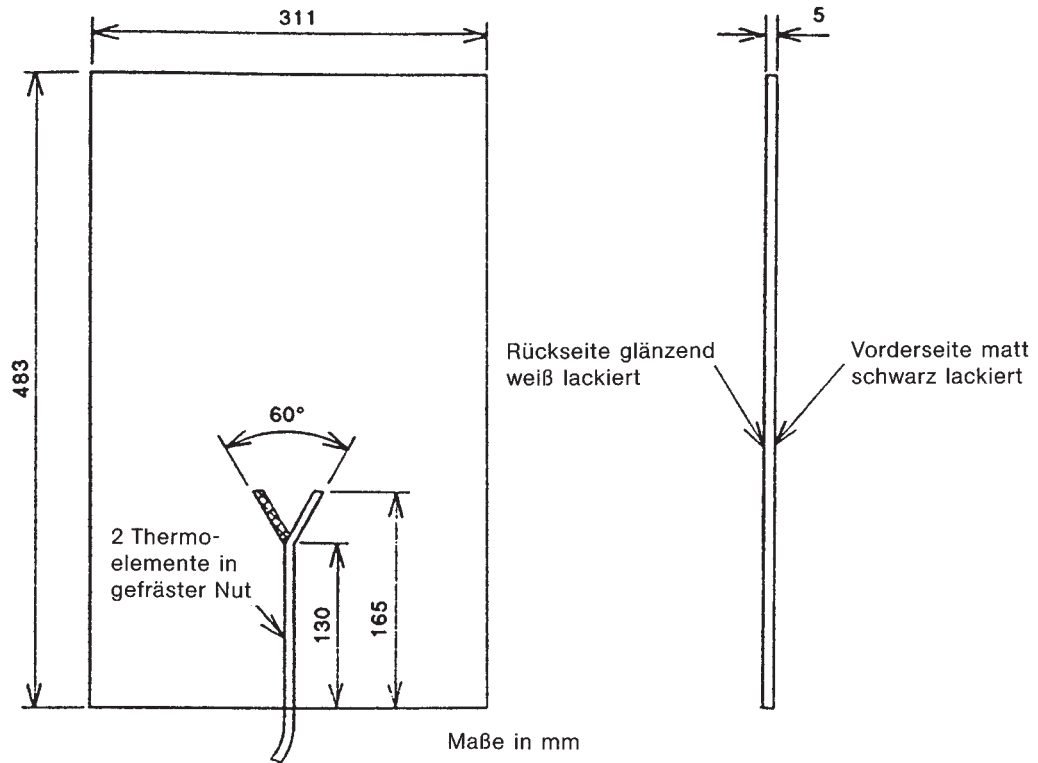


Bild 3: Referenzplatte

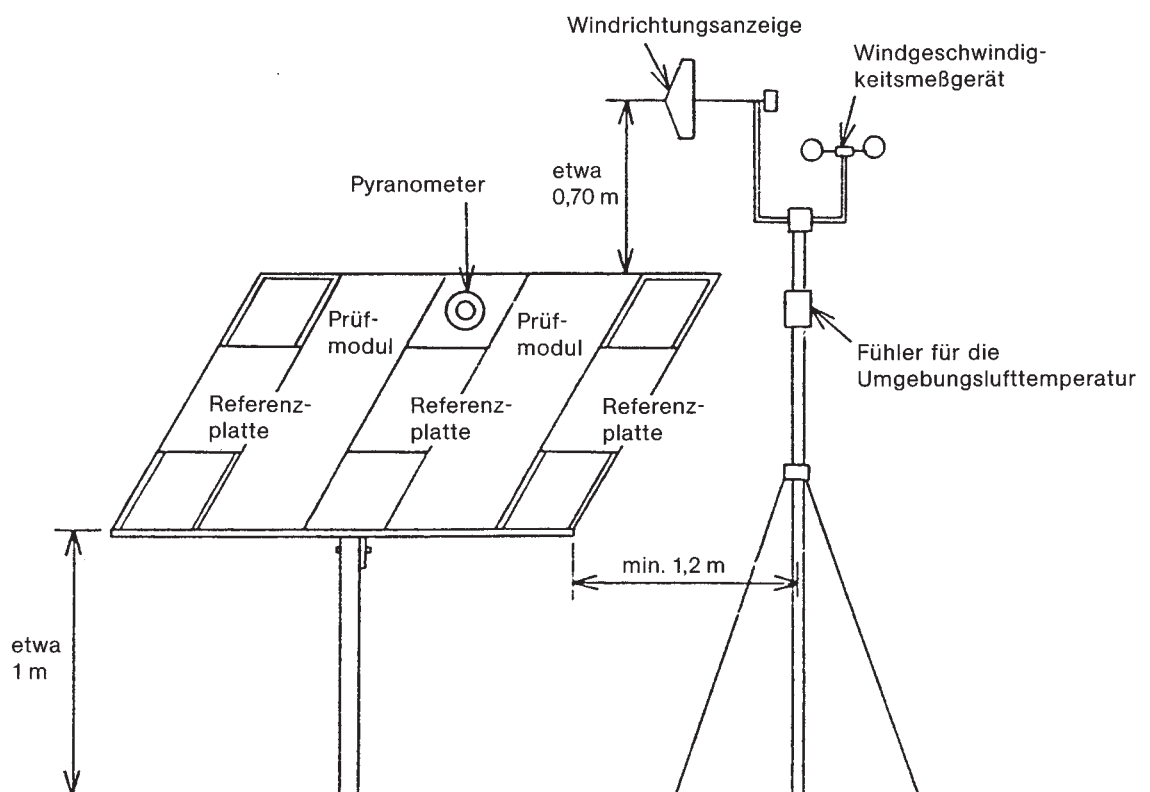


Bild 4: NOCT-Messung mit dem Referenzplattenverfahren

Korrekturfaktor des Windes R

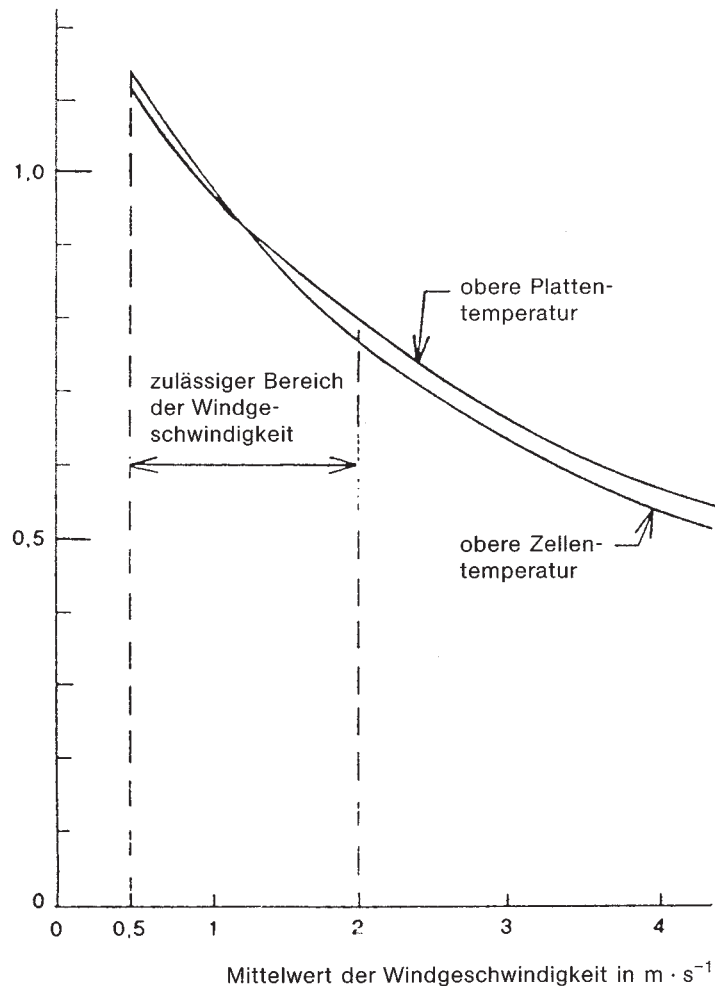


Bild 5: Korrekturfaktor des Windes

10.6 Leistung bei der NOCT

10.6.1 Zweck

Ermittlung, wie sich die elektrische Leistung des PV-Moduls bei der NOCT und einer Bestrahlungsstärke von $800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ mit dem Referenzsonnenspektrum nach IEC 904-3 ändert.

10.6.2 Durchführung

Das Modul ist gleichmäßig auf die NOCT zu erwärmen und seine Strom-Spannungs-Kennlinie bei einer Bestrahlungsstärke von $800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ (gemessen mit einer geeigneten Referenzzelle) nach IEC 904-1 unter Verwendung von natürlichem Sonnenlicht oder eines Sonnensimulators der Klasse A entsprechend den Anforderungen in der betreffenden IEC-Publikation aufzunehmen.

Alternativ ist die bei Raumtemperatur und $800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ gemessene Strom-Spannungs-Kennlinie nach IEC 891 auf die NOCT umzurechnen.

10.7 Leistung bei niedriger Bestrahlungsstärke

10.7.1 Zweck

Ermittlung, wie sich die elektrische Leistung des Moduls bei 25°C und einer Bestrahlungsstärke von $200 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ (gemessen mit einer geeigneten Referenzzelle) nach IEC 904-1 unter Verwendung von natürlichem Sonnenlicht oder eines Sonnensimulators der Klasse A entsprechend den Anforderungen in der betreffenden IEC-Publikation mit der Belastung ändert.

10.7.2 Durchführung

Die Strom-Spannungs-Kennlinie des Moduls ist bei $25^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ und einer Bestrahlungsstärke von $200 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ (gemessen mit einer geeigneten Referenzzelle) nach IEC 904-1 unter Verwendung von natürlichem Sonnenlicht oder eines Sonnensimulators der Klasse A entsprechend den Anforderungen in der betreffenden IEC-Publikation aufzunehmen. Die Bestrahlungsstärke muß mit Hilfe von Neutralfiltern oder eines anderen Verfahrens, das die spektrale Verteilung der Bestrahlungsstärke nicht beeinflußt, auf den festgelegten Wert abgeschwächt werden.

Erforderlichenfalls sind Korrekturen für die Temperatur und die Bestrahlungsstärke anzubringen.

10.8 Dauerprüfung unter Freilandbedingungen

10.8.1 Zweck

Vorläufige Einschätzung, ob ein Modul geeignet ist, dem Betrieb bei Freilandbedingungen standzuhalten, und um synergistische Alterungseffekte festzustellen, die in Laborprüfungen eventuell nicht nachgewiesen werden können.

ANMERKUNG: Bei absoluten Beurteilungen hinsichtlich Modullebensdauer auf der Grundlage, daß diese Prüfung bestanden wurde, sollte Vorsicht geübt werden, da die Prüfung nur von kurzer Dauer ist und die Umweltbedingungen bei der Prüfung veränderlich sind. Diese Prüfung sollte nur als Richtlinie oder zur Darstellung möglicher Probleme angewendet werden.

10.8.2 Prüfeinrichtung

- Eine Sonnenstrahlungs-Meßeinrichtung mit einer Genauigkeit von $\pm 10\%$.
- Ein Hilfsmittel zur Montage des Moduls, wie vom Hersteller empfohlen, koplanar zur Strahlungsüberwachungseinrichtung.

10.8.3 Durchführung

- Das Modul ist kurzzuschließen und wie vom Hersteller empfohlen koplanar zum Strahlungssensor im Freien zu montieren. Vor der Prüfung des Moduls müssen alle vom Hersteller empfohlenen Hot-Spot-Schutzeinrichtungen installiert sein.
- Das Modul ist einer Gesamtbestrahlung von $60 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2}$, wie mit dem Strahlungssensor gemessen, unter den in IEC 721-2-1 definierten Bedingungen für allgemeine Freiluftklimata auszusetzen.

10.8.4 Schlußmessungen

Die Prüfungen 10.1, 10.2 und 10.3 sind zu wiederholen.

10.8.5 Anforderungen

- Keine Feststellung größerer sichtbarer Fehler, wie in Abschnitt 7 definiert.
- Die Verschlechterung der maximalen Leistung bei Standard-Prüfbedingungen (STC) darf 5% des vor der Prüfung gemessenen Wertes nicht überschreiten.
- Der Isolationswiderstand muß die gleichen Anforderungen erfüllen wie bei den Anfangsmessungen.

10.9 Hot-Spot-Dauerprüfung

10.9.1 Zweck

Feststellung, ob sich das Modul eignet, den Erwärmungseffekten infolge Hot-Spots standzuhalten, z.B. dem Aufschmelzen von Lötverbindungen oder der Degradation von Kapselungen. Dieser Fehler könnte durch rissige oder fehlerhaft angepaßte Zellen, Vorschaltungsfehler, Teilabschattungen oder Verschmutzung hervorgerufen werden.

10.9.2 Hot-Spot-Effekte

Hot-Spot-Erwärmung tritt in einem PV-Modul ein, wenn sein Betriebsstrom den reduzierten Kurzschlußstrom einer seiner abgeschatteten oder fehlerhaften Zellen oder Zellengruppen übersteigt. Beim Auftreten eines solchen Zustandes wird die beeinflusste Zelle oder Zellengruppe in den Sperrbereich gezwungen und muß Leistung abgeben, was zur Überhitzung führen kann.

Bild 6 veranschaulicht die Hot-Spot-Wirkung in einem PV-Modul, das aus einer Reihe hintereinandergeschalteter Zellen besteht, von denen die Zelle Y teilweise abgeschattet ist. Die Verlustleistung in Y ist gleich dem Produkt aus dem Modulstrom und der Sperrspannung über Y. Bei jeder Bestrahlungsstärke wird die maximale Leistung im Kurzschlußzustand abgegeben, wenn die Sperrspannung über Y gleich der von den restlichen $(s-1)$ Zellen im Modul erzeugten Spannung ist. Dies ist in Bild 6 durch das schraffierte Rechteck wiedergegeben, das im Schnittpunkt der Sperr-Strom-Spannungs-Kennlinie der Zelle Y mit dem Bild der Vorwärts-Strom-Spannungs-Kennlinie der $(s-1)$ Zellen konstruiert wurde.

Da die Sperrkennlinie von Zelle zu Zelle erheblich variieren kann, müssen die Zellen in spannungsbegrenzte (Typ A) oder strombegrenzte (Typ B) Zellen eingeteilt werden, je nachdem, wie die Sperrkennlinie die "Prüfbereichsgrenze" nach Bild 7 schneidet.

Bild 6 zeigt auch die Bedingung für die maximale Verlustleistung einer fehlerhaften oder abgeschatteten Zelle vom Typ A. Diese tritt auf, wenn die Sperrkennlinie das Spiegelbild der Kennlinie der $(s-1)$ Zellen im Punkt ihrer maximalen Leistung schneidet.

Im Unterschied dazu zeigt Bild 8, daß die maximale Verlustleistung einer Solarzelle vom Typ B auftritt, wenn sie vollständig abgeschattet ist. Es sollte jedoch beachtet werden, daß in diesem Fall die Verlustleistung nur ein Teil der vom Modul verfügbaren Gesamtleistung sein kann.

10.9.3 Einteilung der Zellenverschaltungen

Die Solarzellen in einem PV-Modul werden auf eine der folgenden Weisen verschaltet:

Fall S: Reihenschaltung von s Zellen in einem Zweig (Bild 6);

Fall SP: Reihen-Parallel-Schaltung, d. h. eine Parallelschaltung von p Zweigen, jeweils mit s Zellen in Reihe (Bild 9);

Fall SPS: Reihen-Parallel-Reihen-Schaltung, d. h. eine Reihenschaltung von b Blöcken, wobei jeder Block aus einer Parallelschaltung von p Zweigen besteht, jeweils mit s Zellen in Reihe (Bild 10).

Sofern vorhanden, begrenzen By-Passdioden die Sperrspannung der umschlossenen Zellen und legen damit den zu prüfenden Teil der Schaltung fest. Jede Anordnung erfordert ein besonderes Hot-Spot-Prüfverfahren. Die maximale innere Verlustleistung tritt bei kurzgeschlossenem Modul auf.

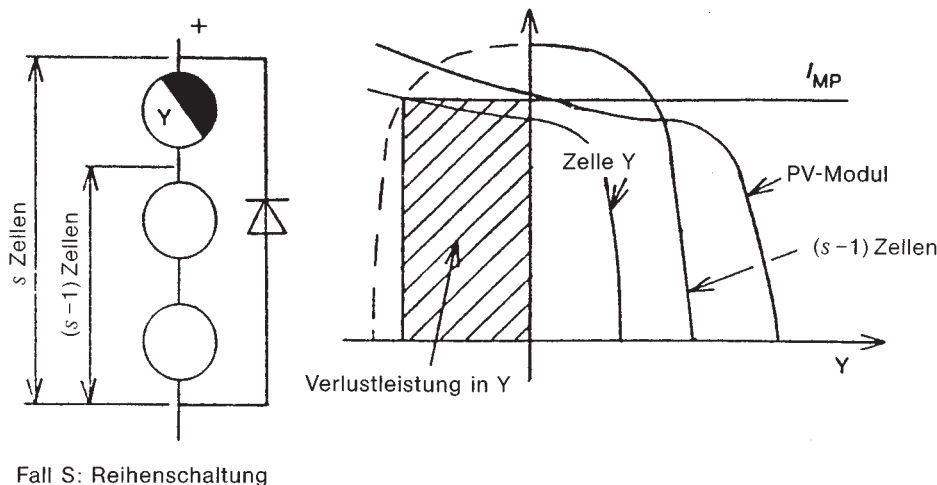


Bild 6: Hot-Spot-Wirkung in einer Zelle vom Typ A

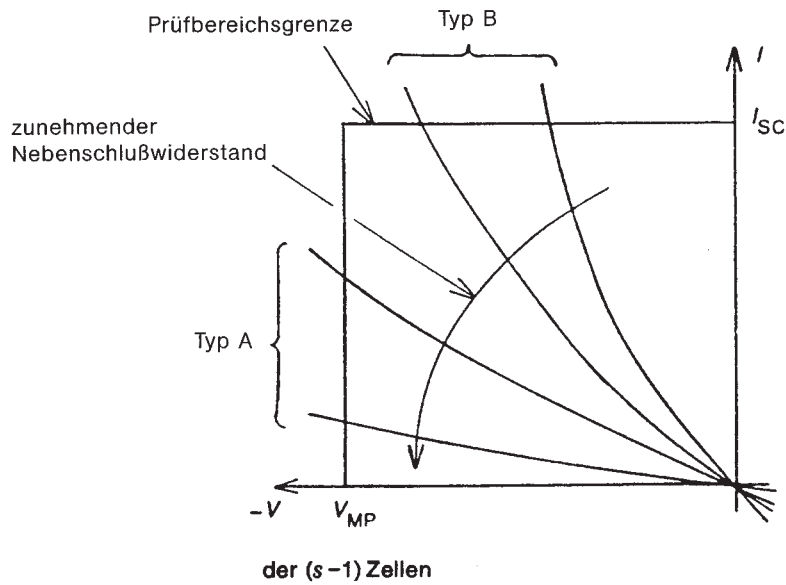


Bild 7: Sperrkennlinien

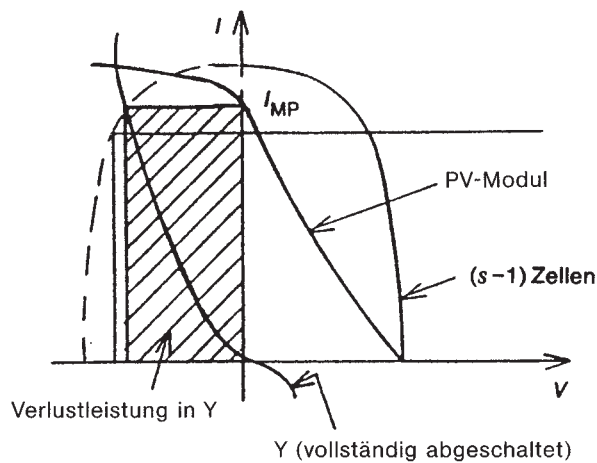


Bild 8: Hot-Spot-Wirkung in einer Zelle vom Typ B

10.9.4 Prüfeinrichtung

- Eine Strahlungsquelle 1: stationärer Sonnensimulator oder natürliches Sonnenlicht, die eine Bestrahlungsstärke von mindestens $700 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ mit einer Inhomogenität von nicht mehr als $\pm 2\%$ und einer Zeitstabilität innerhalb von $\pm 5\%$ erzeugen können.
- Eine Strahlungsquelle 2: stationärer Sonnensimulator der Klasse B (oder besser) oder natürliches Sonnenlicht mit einer Bestrahlungsstärke von $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \pm 10\%$.
- Eine Meßeinrichtung für die Strom-Spannungskennlinien der PV-Module.
- Ein Satz von undurchsichtigen Abdeckungen zum Abschatten der Prüfzelle in Schritten von 5% .
- Ein geeignetes Temperaturmeßgerät, sofern erforderlich.

10.9.5 Durchführung

Alle Prüfungen müssen bei einer Umgebungstemperatur von $25^\circ\text{C} \pm 5^\circ\text{C}$ und einer Windgeschwindigkeit unter $2 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ durchgeführt werden. Vor der Prüfung des Moduls sind alle vom Hersteller empfohlenen Hot-Spot-Schutzeinrichtungen zu installieren.

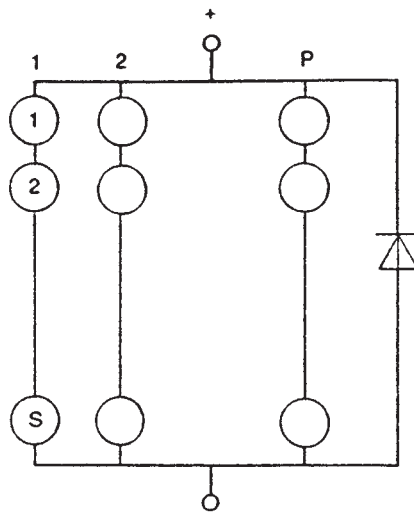


Bild 9: Fall SP: Reihen-Parallel-Schaltung

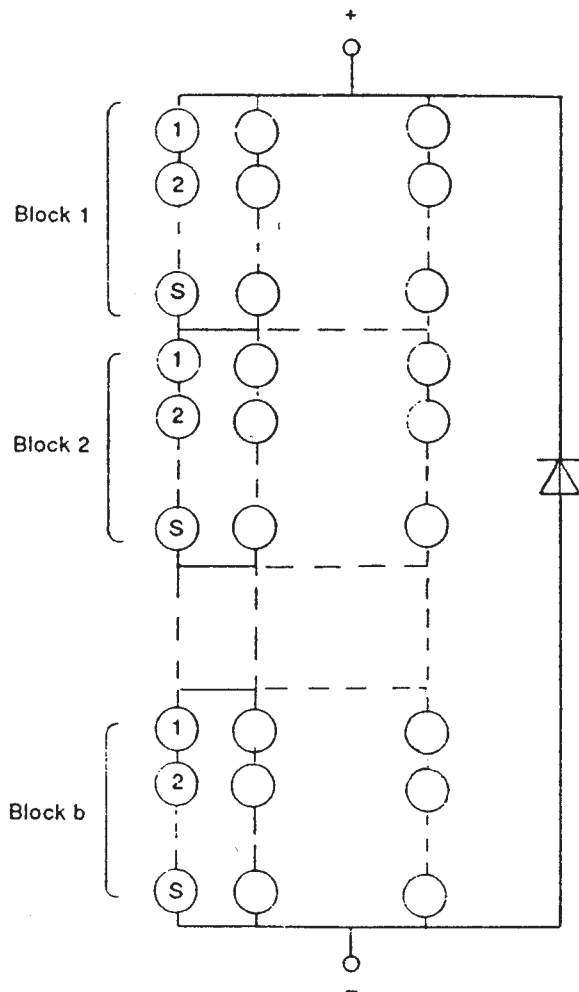


Bild 10: Fall SPS: Reihen-Parallel-Reihen-Schaltung

10.9.5.1 Fall S

- a) Das nicht abgeschattete PV-Modul ist mit der Strahlungsquelle 1 einer Bestrahlungsstärke von mindestens $700 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ auszusetzen. Die Strom-Spannungs-Kennlinie ist zu messen und der Strom im Punkt maximaler Leistung zu ermitteln, I_{MP} .
- b) Das PV-Modul ist kurzzuschließen und nach einem der nachstehenden Verfahren eine Zelle auszuwählen:
 1. Wird das PV-Modul der Strahlungsquelle 1 bei einer stabilen Bestrahlungsstärke von mindestens $700 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ ausgesetzt, ist mit einem geeigneten Temperaturmeßgerät die heißeste Zelle zu bestimmen.
 2. Bei der Bestrahlungsstärke nach Schritt a) ist nacheinander jede Zelle vollständig abzuschatten und die Zelle oder eine der Zellen auszuwählen, die bei der Abschattung den größten Abfall des Kurzschlußstromes bewirken. Bei diesem Vorgang darf sich die Bestrahlungsstärke höchstens um $\pm 5\%$ ändern.
- c) Bei der gleichen Bestrahlungsstärke (innerhalb von $\pm 3\%$) wie in Schritt a) ist die ausgewählte Zelle vollständig abzuschatten und zu überprüfen, daß der I_{SC} -Wert des PV-Moduls kleiner als der in Schritt a) ermittelte I_{MP} -Wert ist. Wird diese Bedingung nicht erfüllt, so kann der Zustand der maximalen Verlustleistung innerhalb einer Einzelzelle nicht erfüllt werden. In diesem Fall ist die Prüfung mit vollständiger Abschattung der ausgewählten Zelle fortzusetzen, aber Schritt d) zu übergehen.

d) Der abgeschattete Bereich der ausgewählten Zelle ist allmählich zu verkleinern, bis der I_{SC} -Wert des PV-Moduls I_{MP} so nahekommt wie möglich. Bei dieser Bedingung wird die maximale Leistung innerhalb der ausgewählten Zelle abgegeben.

e) Das PV-Modul ist der Strahlungsquelle 2 auszusetzen. Der I_{SC} -Wert ist aufzuzeichnen, das Modul im Zustand der maximalen Verlustleistung zu belassen und erforderlichenfalls die Abschattung nachzustellen, um I_{SC} bei dem festgelegten Wert zu halten.

f) Nach 1 h ist das PV-Modul gegen die Lichtquelle abzuschatten und nachzuweisen, daß I_{SC} nicht größer als 10% von I_{MP} ist.

g) Nach 30 Minuten ist die Bestrahlungsstärke wieder auf $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ einzustellen.

h) Der Zyklus der Schritte e), f) und g) ist insgesamt fünfmal auszuführen.

10.9.5.2 Fall SP

a) Das nicht abgeschattete PV-Modul ist mit der Strahlungsquelle 1 einer Bestrahlungsstärke von mindestens $700 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ auszusetzen. Die Strom-Spannungs-Kennlinie ist zu messen und der Kurzschlußstrom I_{SC}^* , der dem Zustand der maximalen Verlustleistung infolge Hot-Spot entspricht, aus der folgenden Gleichung zu bestimmen, die voraussetzt, daß alle Zweige den gleichen Strom erzeugen:

$$I_{SC}^* = I_{SC} \cdot \frac{p-1}{p} + \frac{I_{MP}}{p}$$

dabei sind

- I_{SC} der Kurzschlußstrom des nicht abgeschatteten PV-Moduls;
- I_{MP} der Strom im Punkt maximaler Leistung des nicht abgeschatteten PV-Moduls;
- p die Anzahl der parallelen Zweige im PV-Modul.

b) Das PV-Modul ist kurzzuschließen und nach einem der nachstehenden Verfahren eine Solarzelle auszuwählen:

1. Das PV-Modul wird mit der Strahlungsquelle 1 einer stabilen Bestrahlungsstärke von mindestens $700 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ ausgesetzt, und es ist mit einem geeigneten Temperaturmeßgerät die heißeste Solarzelle zu ermitteln.
 2. Bei der Bestrahlungsstärke entsprechend Schritt a) ist nacheinander jede Zelle vollständig abzuschatten und die Zelle oder eine der Zellen auszuwählen, die bei der Abschattung den größten Abfall des Kurzschlußstromes bewirken. Bei diesem Vorgang darf sich die Bestrahlungsstärke höchstens um $\pm 5\%$ ändern.
- c) Bei der gleichen Bestrahlungsstärke (innerhalb von $\pm 3\%$) wie in Schritt a) ist zu überprüfen, daß der I_{SC} -Wert des PV-Moduls bei vollständiger Abschattung der ausgewählten Zelle kleiner als der in Schritt a) ermittelte I_{SC}^* -Wert ist. Wird diese Bedingung nicht erfüllt, so kann der Zustand der maximalen Verlustleistung innerhalb einer Einzelzelle nicht erfüllt werden. In diesem Fall ist die Prüfung mit vollständiger Abschattung der ausgewählten Zelle fortzusetzen, aber Schritt d) zu übergehen.
- d) Der abgeschattete Bereich der ausgewählten Zelle ist allmählich zu verkleinern, bis der I_{SC} -Wert des PV-Moduls I_{SC}^* so nahekommt wie möglich. Bei dieser Bedingung wird die maximale Leistung innerhalb der ausgewählten Zelle abgegeben.
- e) Das PV-Modul ist der Strahlungsquelle 2 auszusetzen. Der I_{SC} -Wert ist aufzuzeichnen, das PV-Modul im

Zustand der höchsten Leistungsabgabe zu belassen und erforderlichenfalls die Abschattung nachzustellen, um I_{SC} bei dem festgelegten Wert zu halten.

f) Nach 1 Stunde ist das PV-Modul gegen die Lichtquelle abzuschatten und nachzuweisen, daß I_{SC} nicht größer als 10% von I_{MP} ist.

g) Nach 30 Minuten ist die Bestrahlungsstärke wieder auf $1000\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ einzustellen.

h) Der Zyklus der Schritte e), f) und g) ist insgesamt fünfmal auszuführen.

10.9.5.3 Fall SPS

a) Das nicht abgeschattete PV-Modul ist kurzzuschließen und mit der Strahlungsquelle 1 einer Bestrahlungsstärke von mindestens $700\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ auszusetzen. Es sind mindestens 30% der Zellen regellos aus dem PV-Modul auszuwählen, jede Zelle nacheinander vollständig abzuschatten und mit einer Thermographieeinrichtung oder einem anderen geeigneten Verfahren die Gleichgewichtstemperatur zu bestimmen.

b) Die im Schritt a) ermittelte heißeste Zelle ist vollständig abzuschatten.

c) Während ihre Temperatur weiterhin überwacht wird, ist der abgeschattete Bereich allmählich zu verkleinern und der Zustand zu bestimmen, bei dem die maximale Temperatur erreicht wird.

d) Das PV-Modul ist der Strahlungsquelle 2 auszusetzen und bei den im Schritt c) festgelegten Abschattungsbedingungen zu halten.

e) Nach 1 Stunde ist das PV-Modul gegen die Lichtquelle abzuschatten.

f) Nach 30 Minuten ist die Bestrahlungsstärke wieder auf $1000\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ einzustellen.

g) Der Zyklus der Schritte d), e) und f) ist insgesamt fünfmal auszuführen.

10.10 UV-Prüfung

10.10.1 Zweck

Feststellung der Eignung des PV-Moduls, der Aussetzung von Ultraviolett-(UV-)Strahlung standzuhalten.

Die UV-Prüfung ist in Vorbereitung.

10.11 Temperaturwechselprüfung

10.11.1 Zweck

Feststellung der Eignung des PV-Moduls, thermischer Fehlanspassung, Materialermüdung und anderen Beanspruchungen, die durch wiederholte Temperaturänderungen hervorgerufen werden, standzuhalten.

10.11.2 Prüfeinrichtung

a) Eine Klimakammer mit automatischer Temperaturregelung und Apparaturen zur Umwälzung der Luft im Innern sowie zur Vermeidung von Kondensation am PV-Modul während der Prüfung, in der ein oder mehrere PV-Module den Temperaturzyklen nach Bild 11 unterworfen werden können.

b) Einrichtungen zur Befestigung oder Halterung des PV-Moduls (der PV-Module) in der Klimakammer, so daß die umgebende Luft frei zirkulieren kann. Die Wärmeableitung der Befestigung oder Halterung muß so niedrig sein, daß das PV-Modul (die PV-Module) für praktische Zwecke thermisch isoliert ist (sind).

c) Einrichtungen zur Messung und Aufzeichnung der Temperatur an dem PV-Modul (den PV-Modulen) mit einer Genauigkeit von $\pm 1^\circ\text{C}$. Die Temperaturfühler müssen auf der Vorder- oder Rückseite des PV-Moduls nahe seines Zentrums angebracht sein. Wenn mehr als ein PV-Modul gleichzeitig geprüft werden, reicht die Überwachung der Temperatur eines repräsentativen Prüflings aus.

d) Einrichtungen zur Überwachung der Kontinuität der inneren Schaltung jedes PV-Moduls während der gesamten Prüfung.

e) Meßeinrichtungen zur Überwachung der Unversehrtheit der Isolierung zwischen einem der Anschlüsse und dem PV-Modulrahmen oder der Tragekonstruktion.

10.11.3 Durchführung

a) Das PV-Modul (die PV-Module) ist (sind) bei Raumtemperatur in der Klimakammer zu installieren. Ist der Modulrahmen ein schlechter elektrischer Leiter, so ist das PV-Modul auf einem Metallrahmen zu montieren, der eine offene Tragekonstruktion nachbildet.

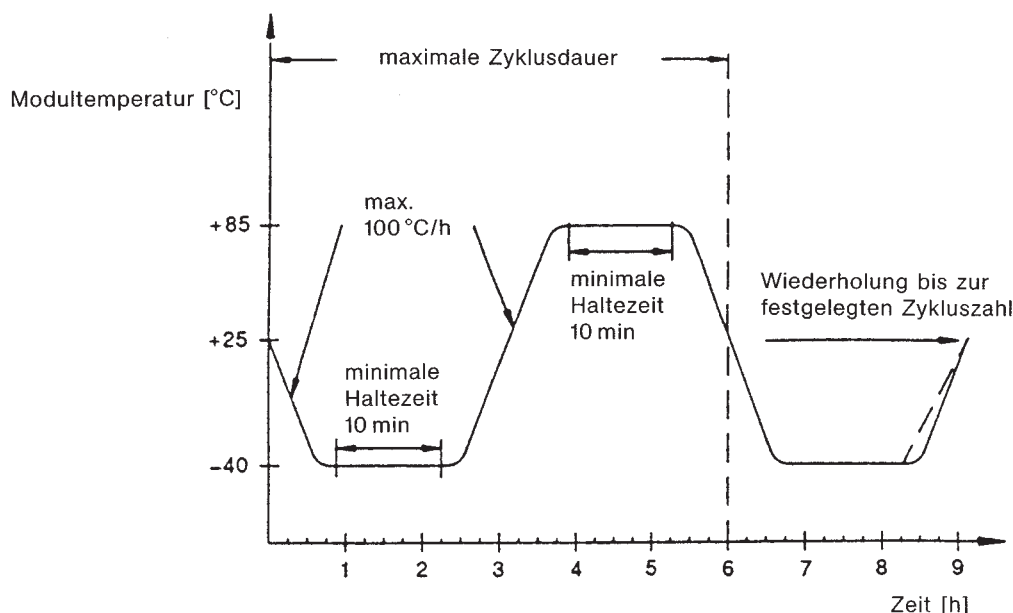


Bild 11: Temperaturwechselprüfung

b) Die Temperaturüberwachungseinrichtung ist an den Temperaturfühler (die Temperaturfühler) anzuschließen. Die Meßeinrichtungen für die Kontinuitätsmessung sind mit den Anschlüssen des PV-Moduls zu verbinden. Die Isolationseinrichtung ist zwischen einer Anschlußklemme und dem Modulrahmen oder der Tragekonstruktion anzuschließen.

c) Nach dem Schließen der Klimakammer und Umwälzen der Luft um das PV-Modul (die PV-Module) mit einer Geschwindigkeit von mindestens $2 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ ist (sind) das PV-Modul (die PV-Module) entsprechend dem Profil in Bild 11 Temperaturwechseln zwischen den Modultemperaturen $-40^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ und $+85^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ auszusetzen. Die Änderungsgeschwindigkeit der Temperatur zwischen dem oberen und dem unteren Grenzwert darf nicht größer als $100^\circ\text{C}/\text{h}$ sein. Die Modultemperatur muß bei jedem Grenzwert mindestens 10 min lang konstant bleiben. Eine Zyklusdauer darf 6 h nicht überschreiten. Die Anzahl der Zyklen muß sein, wie in den betreffenden Blöcken von Bild 1 angegeben.

d) Während der gesamten Prüfung ist die Modultemperatur aufzuzeichnen und es ist (sind) das PV-Modul (die PV-Module) zu überwachen, um nachzuweisen, daß während der Prüfungsdauer zu keiner Zeit Unterbrechungen oder Masseschluß aufgetreten sind.

10.11.4 Schlußmessungen

Nach einer Mindesterholungszeit von 1 h sind die Prüfungen 10.1, 10.2 und 10.3 zu wiederholen.

10.11.5 Anforderungen

- Keine Feststellung von periodisch auftretenden Unterbrechungen oder Masseschlüssen während der Prüfung.
- Keine Feststellung größerer sichtbarer Schäden nach Abschnitt 7.
- Die Verschlechterung der maximalen Leistung unter Standard-Prüfbedingungen (STC) darf 5 % des Meßwertes vor der Prüfung nicht überschreiten.
- Der Isolationswiderstand muß denselben Anforderungen entsprechen wie bei den Anfangsmessungen.

10.12 Feuchte-Frost-Prüfung

10.12.1 Zweck

Ermittlung der Eignung des PV-Moduls, Einwirkungen hoher Temperatur und Luftfeuchte mit anschließenden

Temperaturen unter 0°C standzuhalten. Dies ist keine Wärmeschockprüfung. Es bestehen zwei alternative Verfahren: das Einkammerverfahren und das Zweikammerverfahren.

10.12.2 Einkammerverfahren

10.12.2.1 Prüfeinrichtung

a) Eine Klimakammer mit automatischer Temperatur- und Luftfeuchteregeleung, in der ein oder mehrere PV-Module dem in Bild 12 festgelegten Luftfeuchte-Frost-Zyklus unterzogen werden können. Bei Temperaturen unter 0°C muß der Taupunkt der Kammerluft gleich der Kammertemperatur sein.

b) Einrichtungen zur Messung und Aufzeichnung der Modultemperatur mit einer Genauigkeit von $\pm 1^\circ\text{C}$. (Wenn mehr als ein PV-Modul gleichzeitig geprüft werden, reicht die Überwachung der Temperatur eines repräsentativen Prüflings aus.)

c) Einrichtungen zur Überwachung der Kontinuität der inneren Schaltung jedes PV-Moduls während der gesamten Prüfung.

d) Meßeinrichtungen zur Überwachung der Unversehrtheit der Isolierung zwischen einem der Anschlüsse und dem Modulrahmen oder der Tragekonstruktion.

10.12.2.2 Durchführung

a) An der vorderen oder rückwärtigen Oberfläche des PV-Moduls (der PV-Module) ist nahe des Zentrums ein geeigneter Temperaturfühler zu befestigen.

b) Das PV-Modul (die PV-Module) ist (sind) bei Raumtemperatur unter einem Winkel von mindestens 5° gegen die Horizontale in der Klimakammer zu installieren. Ist der Rahmen ein schlechter elektrischer Leiter, so wird das PV-Modul auf einem Metallrahmen montiert, der eine offene Tragekonstruktion nachbildet.

c) Die Temperaturüberwachungseinrichtung ist an den Temperaturfühler (die Temperaturfühler) anzuschließen. Die Meßeinrichtungen für die Kontinuitätsmessung sind mit den Anschlüssen des PV-Moduls zu verbinden. Die Isolationsüberwachungseinrichtung ist zwischen einer Anschlußklemme und dem Rahmen oder der Halterung anzuschließen.

d) Nach dem Schließen der Klimakammer ist (sind) das PV-Modul (die PV-Module) 10 vollständigen Zyklen entsprechend dem Profil in Bild 12 auszusetzen. Die obere und die untere Grenztemperatur müssen innerhalb von

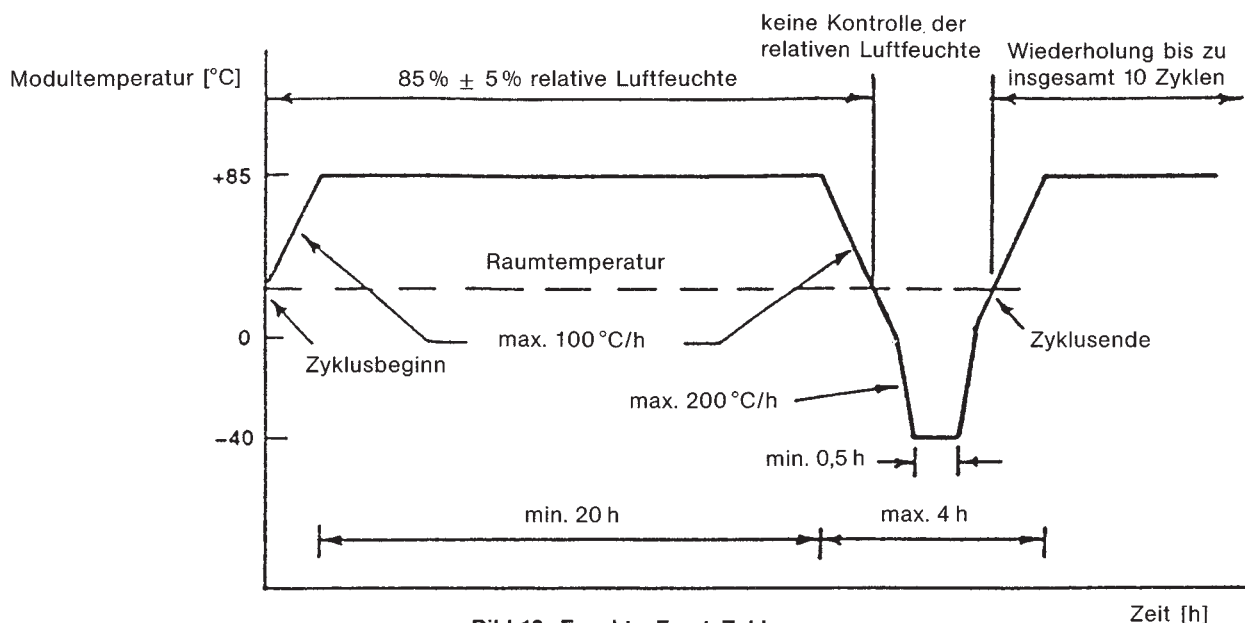


Bild 12: Feuchte-Frost-Zyklus

Zeit [h]

$\pm 2^\circ\text{C}$ der festgelegten Werte liegen, und die relative Luftfeuchte muß bei allen Temperaturwerten oberhalb der Raumtemperatur innerhalb von $\pm 5\%$ des festgelegten Wertes gehalten werden.

e) Während der gesamten Prüfung ist die Modultemperatur aufzuzeichnen, und es ist (sind) das PV-Modul (die PV-Module) zu überwachen, um nachzuweisen, daß während der Prüfdauer zu keiner Zeit Unterbrechungen oder Masseschluß aufgetreten sind.

10.12.3 Zweikammerverfahren

10.12.3.1 Prüfeinrichtung

a) Eine Klimakammer (Kammer A) mit automatischer Temperatur- und Luftfeuchterege lung, mit der ein oder mehrere PV-Module von Raumtemperatur auf 85°C bei relativen Luftfeuchten bis zu 85% erwärmt werden können.

b) Eine zweite Klimakammer (Kammer B) mit automatischer Temperaturregelung, mit der das PV-Modul (die PV-Module) von Raumtemperatur auf -40°C gekühlt werden kann (können). Der Taupunkt dieser Kammer muß so sein, wie für das Einkammerverfahren festgelegt.

c) Meßeinrichtungen für Modultemperatur-, Kontinuitäts- und Isolationsmessung, wie für das Einkammerverfahren gefordert.

10.12.3.2 Durchführung

a) An der vorderen oder rückwärtigen Oberfläche des PV-Moduls (der PV-Module) ist nahe des Zentrums ein geeigneter Temperaturfühler zu befestigen.

b) Es ist sicherzustellen, daß sich die Luft in den Kammern A und B bei Raumtemperatur und einer relativen Luftfeuchte von $85\% \pm 5\%$ befindet.

c) Das PV-Modul (die PV-Module) ist (sind) bei Raumtemperatur unter einem Winkel von mindestens 5° gegen die Horizontale in der Kammer A zu installieren. Ist der Rahmen ein schlechter elektrischer Leiter, so ist das PV-Modul auf einem Metallrahmen zu montieren, der eine offene Tragekonstruktion nachbildet.

d) Die Temperaturüberwachungseinrichtung ist an den Temperaturfühler (die Temperaturfühler) anzuschließen. Die Meßeinrichtungen für die Kontinuitätsmessung sind mit den Anschlüssen des PV-Moduls zu verbinden. Die Isolationsüberwachungseinrichtung ist zwischen einer Anschlußklemme und dem Rahmen oder der Tragekonstruktion anzuschließen.

e) Nach dem Schließen der Kammer ist (sind) das PV-Modul (die PV-Module) dem ersten Teil des Profils in Bild 12 auszusetzen, wobei bei Raumtemperatur begonnen und geendet wird. Die obere Grenztemperatur muß innerhalb von $\pm 2^\circ\text{C}$ des festgelegten Wertes liegen, und die relative Luftfeuchte muß während dieses Teils des Zyklus bei $85\% \pm 5\%$ gehalten werden.

f) Das PV-Modul ist bei Raumtemperatur so schnell wie möglich in die Kammer B zu überführen und dort wie zuvor unter einem Winkel von mindestens 5° gegen die Horizontale zu montieren und wieder an die Meßmittel für die Temperatur-, Kontinuitäts- und Isolationsmessung anzuschließen.

g) Nach dem Schließen der Kammer ist (sind) das PV-Modul (die PV-Module) dem zweiten Teil des Profils in Bild 12 auszusetzen, wobei bei Raumtemperatur begonnen und geendet wird. Die untere Grenztemperatur muß innerhalb von $\pm 2^\circ\text{C}$ des festgelegten Wertes liegen.

h) Die Schritte b) bis einschließlich g) sind mit insgesamt 10 vollständigen Zyklen zu wiederholen. Während der gesamten Prüfung ist die PV-Modultemperatur aufzuzeichnen, und es ist (sind) das PV-Modul (die

PV-Module) zu überwachen, um nachzuweisen, daß während der Prüfdauer zu keiner Zeit Unterbrechungen oder Masseschluß aufgetreten sind.

10.12.4 Schlußmessungen

Nach einer Erholungszeit zwischen 2 h und 4 h sind die Prüfungen 10.1, 10.2 und 10.3 zu wiederholen.

10.12.5 Anforderungen

– Keine Feststellung von periodisch auftretenden Unterbrechungen oder Masseschlüssen während der Prüfung.

– Keine Feststellung größerer sichtbarer Schäden nach Abschnitt 7.

– Die Verschlechterung der maximalen Leistung unter Standard-Prüfbedingungen (STC) darf 5% des Meßwertes vor der Prüfung nicht überschreiten.

– Der Isolationswiderstand muß denselben Anforderungen entsprechen wie bei den Anfangsmessungen.

10.13 Feuchte-Wärme-Prüfung

10.13.1 Zweck

Ermittlung der Eignung des PV-Moduls, der Wirkung von langfristigem Eindringen von Luftfeuchtigkeit standzuhalten.

10.13.2 Durchführung

Die Prüfung muß nach IEC 68-2-3 mit den folgenden Festlegungen durchgeführt werden:

a) Vorbehandlung

Das PV-Modul (die PV-Module) ist (sind) ohne Vorbehandlung bei Raumtemperatur in die Kammer zu einzu bringen.

b) Schärfegrade

Es gelten folgende Schärfegrade:

Prüf temperatur: $85^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$

relative Luftfeuchte: $85\% \pm 5\%$

Prüfdauer: in Vorbereitung.

c) Erholung

Das PV-Modul (die PV-Module) ist (sind) einer Erholungszeit zwischen 2 h und 4 h zu unterwerfen.

10.13.3 Schlußmessungen

Am Ende der Erholungszeit sind die Prüfungen 10.1, 10.2 und 10.3 zu wiederholen.

10.13.4 Anforderungen

– Keine Feststellung größerer sichtbarer Schäden nach Abschnitt 7.

– Die Verschlechterung der maximalen Leistung unter Standard-Prüfbedingungen (STC) darf 5% des Meßwertes vor der Prüfung nicht überschreiten.

– Der Isolationswiderstand muß denselben Anforderungen entsprechen wie bei den Anfangsmessungen.

10.14 Mechanische Widerstandsfähigkeit der Anschlüsse

10.14.1 Zweck

Feststellung, ob die Anschlüsse und die Befestigung der Anschlüsse am Modulgehäuse Beanspruchungen standhalten werden, die bei normalem Zusammenbau oder normaler Handhabung wahrscheinlich auftreten.

10.14.2 Arten von Anschlüssen

Es werden drei Arten von Modulanschlüssen betrachtet:

– Typ A: Draht oder freie Anschlußleitung;

– Typ B: Löt klemme, Gewindekontakt, Schrauben, Klemmen usw.;

– Typ C: Steckverbindung.

10.14.3 Durchführung

Vorbehandlung: 1 h unter den Bedingungen der Normalatmosphäre für die Messung und Prüfung.

10.14.3.1 Anschlüsse Typ A

Zugprüfung: wie in IEC 68-2-21, Prüfung Ua, beschrieben, mit den folgenden Festlegungen:

- Es müssen alle Anschlüsse geprüft werden.
- Die Zugkraft darf nie größer als das Gewicht des PV-Moduls sein.

Biegeprüfung: wie in IEC 68-2-21, Prüfung Ub, beschrieben, mit den folgenden Festlegungen:

- Es müssen alle Anschlüsse geprüft werden.
- Verfahren 1: 10 Zyklen (1 Zyklus ist eine Biegung in jeder der entgegengesetzten Richtungen).

10.14.3.2 Anschlüsse Typ B

Zug- und Biegeprüfungen:

- Bei PV-Modulen mit offenen Anschlüssen muß jeder Anschluß wie für Anschlüsse Typ A geprüft werden.
- Wenn sich die Anschlüsse in einer Anschlußdose befinden, muß folgende Verfahrensweise angewendet werden:

- Ein Kabel bzw. eine Leitung der vom Modulhersteller empfohlenen Größe und Ausführung, auf geeignete Länge geschnitten, ist nach den vom Hersteller empfohlenen Verfahren innerhalb der Anschlußdose mit den Anschlüssen zu verbinden. Das Kabel bzw. die Leitung ist durch die Kabeldurchführungen zu führen, wobei darauf zu achten ist, daß eine etwa vorhandene Kabelklemmvorrichtung benutzt wird. Der Deckel ist wieder sicher zu befestigen. Anschließend muß das PV-Modul wie für Anschlüsse Typ A geprüft werden.

Drehmomentenprüfung: wie in IEC 68-2-21, Prüfung Ud, beschrieben, mit den folgenden Festlegungen:

- Alle Anschlüsse müssen geprüft werden.
- Schärfegrad 1.

Die Muttern oder Schrauben sollten sich hinterher wieder lösen lassen, wenn sie nicht speziell für Dauerbefestigung vorgesehen sind.

10.14.3.3 Anschlüsse Typ C

Ein Kabel bzw. eine Leitung der vom Modulhersteller empfohlenen Größe und Ausführung, auf geeignete Länge geschnitten, ist mit den Anschlüssen der Steckverbindung zu verbinden, anschließend sind die Prüfungen für Anschlüsse Typ A durchzuführen.

10.14.4 Schlußmessungen

Die Prüfungen 10.1 und 10.2 sind zu wiederholen.

10.14.5 Anforderungen

- Keine Feststellung mechanischer Schäden.
- Die Verschlechterung der maximalen Leistung unter Standard-Prüfbedingungen (STC) darf 5 % des Meßwertes vor der Prüfung nicht überschreiten.

10.15 Verwindungsprüfung

10.15.1 Zweck

Feststellung von Schäden, die bei der Montage auf einer nicht einwandfreien Tragekonstruktion am PV-Modul entstehen könnten.

10.15.2 Durchführung

- Das PV-Modul ist so mit Meßeinrichtungen zu bestücken, daß die elektrische Kontinuität der inneren Schaltung und der Isolationswiderstand des PV-Moduls während der Prüfung ständig überwacht werden können.

Der Isolationswiderstand ist zu messen, wie in der Prüfung 10.3 beschrieben, außer daß nur einer der Modulanschlüsse mit dem Prüfgerät verbunden werden darf.

b) Es sind drei Ecken des PV-Moduls in derselben Ebene anzuordnen.

c) Die vierte Ecke ist aus dieser Ebene um den Abstand:

$$h = 0,021 \cdot \sqrt{L^2 + W^2}$$

auszulenken; dabei sind

h die senkrecht zur Diagonalen des PV-Moduls gemessene Auslenkung (entsprechend einem Verwindungswinkel von $1,2^\circ$);

L die Länge des PV-Moduls;

W die Breite des PV-Moduls.

ANMERKUNG: Das PV-Modul darf während der Prüfung nicht in Betrieb sein.

10.15.3 Schlußmessungen

Die Prüfungen 10.1 und 10.2 sind zu wiederholen.

10.15.4 Anforderungen

- Keine Feststellung von periodisch auftretenden Unterbrechungen oder Masseschlüssen während der Prüfung.
- Keine Feststellung größerer sichtbarer Schäden nach Abschnitt 7.
- Die Verschlechterung der maximalen Leistung unter Standard-Prüfbedingungen (STC) darf 5 % des Meßwertes vor der Prüfung nicht überschreiten.

10.16 Mechanische Belastungsprüfung

10.16.1 Zweck

Feststellung, ob das PV-Modul geeignet ist, Wind-, statischen Schnee- oder Eislasten standzuhalten.

10.16.2 Durchführung

a) Das PV-Modul ist so mit Meßeinrichtungen zu bestücken, daß die elektrische Kontinuität der inneren Schaltung während der Prüfung ständig überwacht werden kann.

b) Das PV-Modul ist nach dem vom Hersteller vorgeschriebenen Verfahren an einer starren Konstruktion zu montieren. (Bestehen verschiedene Befestigungsmöglichkeiten, so ist die ungünstigste Anordnung zu verwenden, bei der der Abstand zwischen den Befestigungstellen am größten ist.)

c) Auf die vordere Oberfläche ist gleichmäßig verteilt allmählich eine Belastung aufzubringen, die 2 400 Pa entspricht. (Diese Belastung darf pneumatisch oder mittels eines wassergefüllten Sackes aufgebracht werden, der die gesamte Oberfläche bedeckt. Im letzteren Fall muß das PV-Modul horizontal montiert werden.) Die Last ist 1 h lang zu belassen.

d) Ohne das PV-Modul von der starren Konstruktion zu entfernen, ist dasselbe Verfahren an der Rückseite des PV-Moduls vorzunehmen.

e) Die Schritte c) und d) sind zu wiederholen.

ANMERKUNG: 2 400 Pa entsprechen einem Winddruck von $130 \text{ km} \cdot \text{h}^{-1}$ (etwa $\pm 800 \text{ Pa}$) mit einem Sicherheitsfaktor von 3 für böige Winde. Wenn festgestellt werden soll, ob das PV-Modul geeignet ist, großen Schnee- und Eisablagerungen standzuhalten, muß die während der Prüfung auf die Vorderseite des PV-Moduls aufgebrachte Last von 2 400 Pa auf 5 400 Pa erhöht werden.

10.16.3 Schlußmessungen

Die Prüfungen 10.1, 10.2 und 10.3 sind zu wiederholen.

10.16.4 Anforderungen

- Keine Feststellung von periodisch auftretenden Unterbrechungen oder Masseschlüssen während der Prüfung.
- Keine Feststellung größerer sichtbarer Schäden nach Abschnitt 7.
- Die Verschlechterung der maximalen Leistung unter Standard-Prüfbedingungen (STC) darf 5 % des Meßwertes vor der Prüfung nicht überschreiten.
- Der Isolationswiderstand muß denselben Anforderungen entsprechen wie bei den Anfangsmessungen.

10.17 Hagelprüfung

10.17.1 Zweck

Nachweis, daß das PV-Modul geeignet ist, dem Aufschlag von Hagelkörnern standzuhalten.

10.17.2 Prüfeinrichtung

- a) Formen aus einem geeigneten Material, um Eisku-

geln des geforderten Durchmessers herzustellen. Der Normdurchmesser muß 25 mm betragen, für spezielle Umweltbedingungen darf jedoch auch jeder andere in Tabelle 2 aufgeführte Durchmesser festgelegt werden.

b) Eine auf $-10^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ eingestellte Gefriereinrichtung.

c) Ein Vorratsbehälter zur Aufbewahrung der Eiskugeln bei einer Temperatur von $-4^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$.

d) Eine Abschubvorrichtung, mit deren Hilfe eine Eiskugel mit einer Toleranz von $\pm 5\%$ auf die festgelegte Geschwindigkeit gebracht werden kann, so daß sie an der festgelegten Zielstelle auf das PV-Modul aufschlägt. Die Flugbahn der Eiskugel von der Abschubvorrichtung zum PV-Modul darf horizontal, vertikal oder schräg unter einem dazwischen liegenden Winkel verlaufen, solange die Prüfungsanforderungen eingehalten werden.

e) Eine starre Halterung für die Befestigung des zu prüfenden PV-Moduls entsprechend der vom Hersteller vorgeschriebenen Anweisung, wobei die Aufschlagflä-

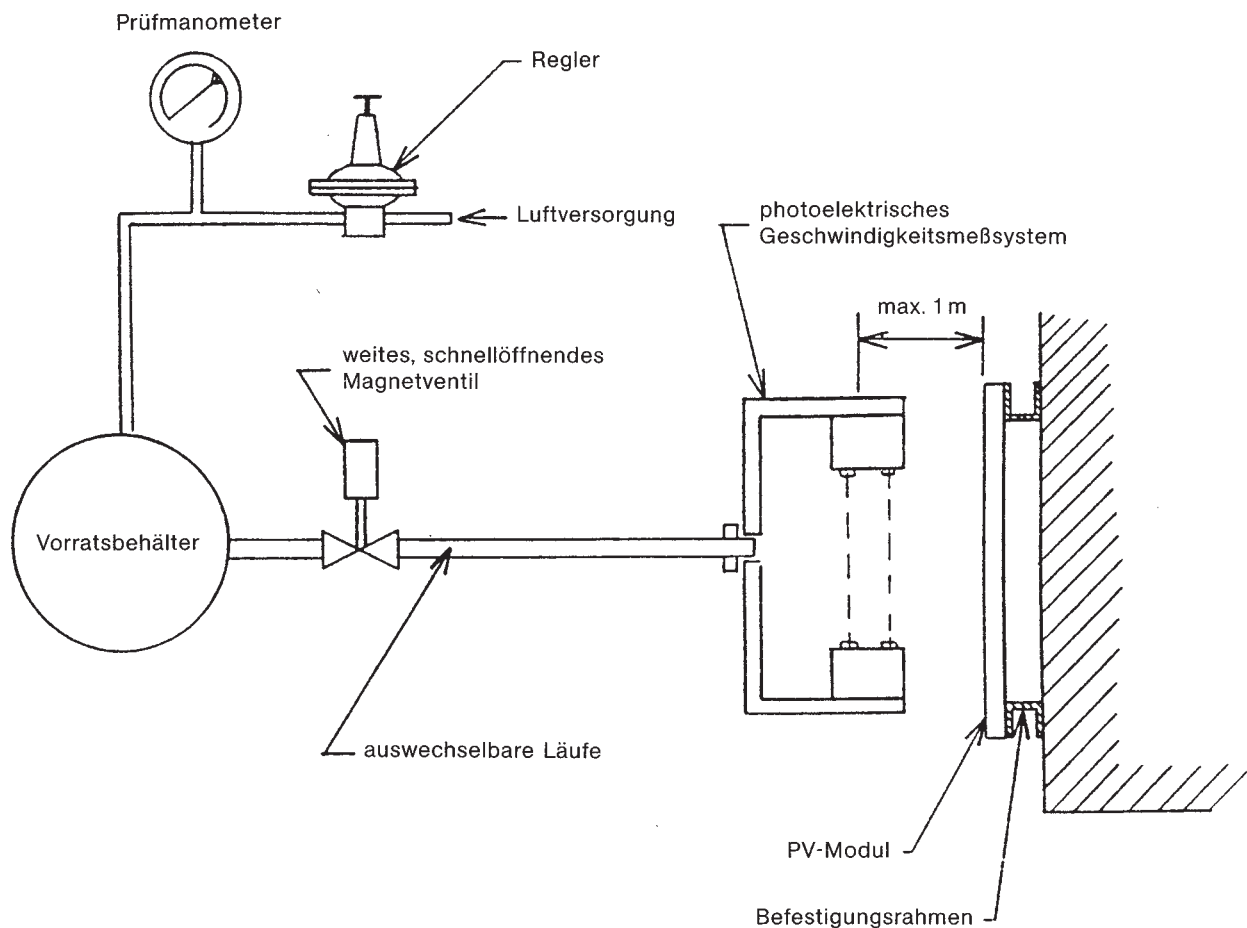


Bild 13: Hagelprüfeinrichtung

Tabelle 2: Massen der Eiskugeln und Prüfgeschwindigkeiten

Durchmesser mm	Masse g	Prüfgeschwindigkeit $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$	Durchmesser mm	Masse g	Prüfgeschwindigkeit $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
12,5	0,94	16,0	45	43,9	30,7
15	1,63	17,8	55	80,2	33,9
25	7,53	23,0	65	132,0	36,7
35	20,7	27,2	75	203,0	39,5

che rechtwinklig zur Flugbahn der Eiskugel verlaufen muß.

- f) Eine Waage für die Bestimmung der Masse einer Eiskugel mit einer Genauigkeit von $\pm 2\%$.
- g) Ein Gerät zur Messung der Geschwindigkeit der Eiskugel mit einer Genauigkeit von $\pm 2\%$. Der Geschwindigkeitsmeßaufnehmer darf keinen größeren Abstand als 1 m zur Oberfläche des PV-Moduls haben.

Bild 13 zeigt als Beispiel schematisch eine geeignete Einrichtung, die eine pneumatische horizontale Abschlußvorrichtung, einen vertikalen Modulhalter und ein Geschwindigkeitsmeßgerät umfaßt, das elektronisch die Zeit mißt, die die Eiskugel benötigt, um die Strecke zwischen zwei Lichtschranken zurückzulegen.

10.17.3 Durchführung

- a) Unter Verwendung der Formen und der Gefriereinrichtung sind ausreichend viele Eiskugeln der geforderten Größe für die Prüfung herzustellen, einschließlich einiger Kugeln für das Einstellen der Abschlußvorrichtung.
- b) Jede Eiskugel ist auf Risse, Größe und Masse zu untersuchen. Eine annehmbare Kugel muß folgende Kriterien erfüllen:
 - mit bloßem Auge keine Risse sichtbar;
 - Durchmesser mit $\pm 5\%$ Toleranz zum geforderten Durchmesser;

– Masse mit $\pm 5\%$ Toleranz zum entsprechenden Nennwert in Tabelle 2.

- c) Die Eiskugeln sind in den Vorratsbehälter zu legen und bis zur Anwendung mindestens 1 h darin zu belassen.
- d) Es ist sicherzustellen, daß alle voraussichtlich mit den Eiskugeln in Berührung kommenden Oberflächen der Abschlußvorrichtung etwa Raumtemperatur haben.
- e) Es ist eine Reihe von Schußversuchen auf ein simuliertes Ziel entsprechend dem nachstehenden Schritt auszuführen
- g) und die Abschlußvorrichtung so einzustellen, daß die mit der Geschwindigkeitsmeßapparatur an der vorgeschriebenen Stelle gemessene Geschwindigkeit der Eiskugel mit $\pm 5\%$ Toleranz zur entsprechenden Prüfgeschwindigkeit der Hagelkörner gemäß Tabelle 2 liegt.
- f) Das PV-Modul ist bei Raumtemperatur in der vorgeschriebenen Halterung zu befestigen, wobei die Aufschlagfläche rechtwinklig zur Flugbahn der Eiskugeln liegt.
- g) Dem Vorratsbehälter ist eine Eiskugel zu entnehmen und in die Abschlußvorrichtung zu legen. Es ist auf das erste in Tabelle 3 festgelegte Ziel zu zielen und die Eiskugel abzuschießen. Zwischen der Entnahme der Eiskugel aus dem Behälter und dem Aufschlag auf das PV-Modul dürfen nicht mehr als 60 s verstreichen.
- h) Das PV-Modul ist am Aufschlagpunkt auf sichtbare Schäden zu prüfen, alle sichtbaren Wirkungen des Aufschlages sind zu notieren. Abweichungen bis zu 10 mm von dem festgelegten Aufschlagpunkt sind zulässig.

Tabelle 3: Aufschlagpunkte

Schuß Nr	Zielpunkt
1	Eine Ecke des Modulfensters, Abstand nicht weiter als 50 mm vom Rahmen
2	Am Randbereich des PV-Moduls, Abstand nicht weiter als 12 mm vom Rahmen
3, 4	Über den Kanten der Zellen nahe einem elektrischen Anschluß
5, 6	Über Punkten mit minimalem Abstand zwischen den Zellen
7, 8	Auf dem Modulfenster, Abstand nicht weiter als 12 mm von einem der Punkte, an denen das PV-Modul an der Halterung befestigt ist
9, 10	Auf dem Modulfenster an Punkten, die am weitesten von den für die Schüsse 7 und 8 gewählten Punkten entfernt sind
11	Ein beliebiger Punkt, der besonders empfindlich für den Schlag von Hagelkörnern sein könnte

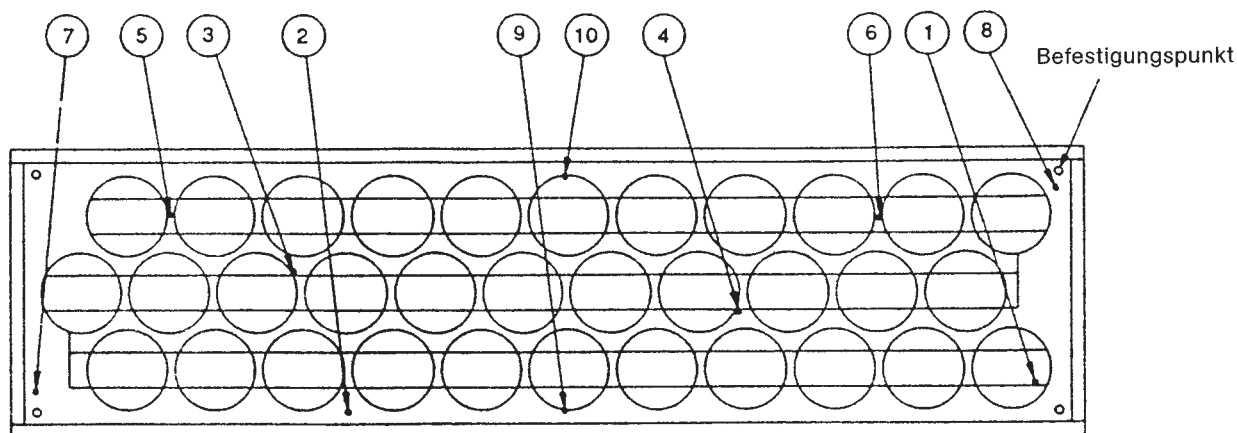


Bild 14: Aufschlagpunkte

j) Wenn das PV-Modul unbeschädigt ist, sind die Schritte g) und h) für alle übrigen Aufschlagpunkte nach Tabelle 3 und wie in Bild 14 dargestellt zu wiederholen.

10.17.4 Schlußmessungen

Die Prüfungen 10.1, 10.2 und 10.3 sind zu wiederholen.

10.17.5 Anforderungen

- Keine Feststellung größerer sichtbarer Schäden nach Abschnitt 7.
- Die Verschlechterung der maximalen Leistung unter Standard-Prüfbedingungen (STC) darf 5% des Meßwertes vor der Prüfung nicht überschreiten.
- Der Isolationswiderstand muß denselben Anforderungen entsprechen wie bei den Anfangsmessungen.

Anhang ZA (normativ)

Andere in dieser Norm zitierte internationale Publikationen mit den Verweisungen auf die entsprechenden europäischen Publikationen

Diese Europäische Norm enthält durch datierte oder undatierte Verweisungen Festlegungen aus anderen Publikationen. Diese normativen Verweisungen sind an den jeweiligen Stellen im Text zitiert, und die Publikationen sind nachstehend aufgeführt. Bei datierten Verweisungen gehören spätere Änderungen oder Überarbeitungen dieser Publikation zu dieser Europäischen Norm nur, falls sie durch Änderung oder Überarbeitung eingearbeitet sind. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe der in Bezug genommenen Publikation (einschl. Änderungen).

ANMERKUNG: Wenn internationale Publikationen durch gemeinsame Abänderungen von CENELEC geändert wurden, durch (mod) angegeben, gelten die entsprechenden EN/HD.

Publikation	Jahr	Titel	EN/HD	Jahr
IEC 68-1	1988	Environmental testing – Part 1: General and guidance	EN 60068-1 ¹⁾	1994
IEC 68-2-3	1969	Part 2: Tests – Test Ca: Damp heat, steady state	HD 323.2.3 S2 ²⁾	1987
IEC 68-2-21	1983	Test U: Robustness of terminations and integral mounting devices	HD 323.2.21 S3 ³⁾	1988
IEC 410	1973	Sampling plans and procedures for inspection by attributes	–	–
IEC 721-2-1	1982	Classification of environmental conditions – Part 2: Environmental conditions appearing in nature – Temperature and humidity	HD 478.2.1 S1 ⁴⁾	1989
IEC 891 + A1	1987 1992	Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices	EN 60891	1994
IEC 904-1	1987	Photovoltaic devices – Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics	EN 60904-1	1993
IEC 904-3	1989	Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data	EN 60904-3	1993
QC 001002	1992	Rules of procedure of the IEC Quality Assessment System for Electronic Components (IECQ)	–	–
A1	1992		–	–

1) EN 60068-1 enthält das Corrigendum Oktober 1988 und A1:1992 zu IEC 68-1

2) HD 323.2.3 S2 enthält A1:1984 zu IEC 68-2-3

3) HD 323.2.21 S3 enthält A1:1985 zu IEC 68-2-21

4) HD 478.2.1 S1 enthält A1:1987 zu IEC 721-2-1:1982