

**Überwachung des Betriebsverhaltens
photovoltaischer Systeme**Leitfaden für Messen, Datenaustausch und Analyse
(IEC 61724 : 1998) Deutsche Fassung EN 61724 : 1998**DIN**
EN 61724

Diese Norm enthält die deutsche Übersetzung der Internationalen Norm

IEC 61724

ICS 27.160

Photovoltaic system performance monitoring –
Guidelines for measurement, data exchange and analysis
(IEC 61724 : 1998); German version EN 61724 : 1998Suivi des performances des systèmes photovoltaïques –
Recommandations pour les mesures, et le transfert et l'analyse des données
(CEI 61724 : 1998); Version allemande EN 61724 : 1998**Die Europäische Norm EN 61724 : 1998 hat den Status einer Deutschen Norm.****Beginn der Gültigkeit**

EN 61724 wurde am 1. August 1998 angenommen.

Nationales Vorwort

Diese Norm enthält die Deutsche Fassung der Europäischen Norm EN 61724 „Überwachung des Betriebsverhaltens photovoltaischer Systeme – Leitfaden für Messen, Datenaustausch und Analyse“, Ausgabe 1998-08, in die die Internationale Norm IEC 61724 : 1998 ohne irgendeine Abänderung übernommen worden ist.

Die Internationale Norm wurde vom TC 82 „Solar photovoltaic energy systems“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet und als 82/189/FDIS der IEC/CENELEC Parallelen Abstimmung unterworfen und von CENELEC am 1. August 1998 als EN 61724 angenommen.

Für die vorliegende Norm ist das nationale Arbeitsgremium K 373 „Photovoltaische Solarenergie-Systeme“ der Deutschen Elektrotechnischen Kommission im DIN und VDE (DKE) zuständig.

Norm-Inhalt war veröffentlicht als DIN IEC 82(Sec)74 : 1992-07.

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.

Fortsetzung Seite 2
und 10 Seiten EN

Der Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ist nachstehend wiedergegeben. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Norm waren die angegebenen Ausgaben gültig.

IEC hat 1997 die Benummerung der IEC-Publikationen geändert. Zu den bisher verwendeten Normnummern wird jeweils 60000 addiert. So ist zum Beispiel aus IEC 68 nun IEC 60068 geworden.

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
EN 60904-2 : 1993 + A1 : 1998	IEC 60904-2 : 1989 + A1 : 1998	DIN EN 60904-2 : 1995-04 DIN EN 60904-2/A1 : 1998-11	–
EN 60904-6 : 1994 + A1 : 1998	IEC 60904-6 : 1994 + A1 : 1998	DIN EN 60904-6 : 1996-02 DIN EN 60904-6/A1 : 1998-11	–
EN 61194 : 1995	IEC 61194 : 1992	DIN EN 61194 : 1996-12	–
EN 61829 : 1998	IEC 61829 : 1995	DIN EN 61829 : 1999-02	–

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 60904-2

Photovoltaische Einrichtungen – Teil 2: Anforderungen an Referenz-Solarzellen
(IEC 60904-2 : 1989); Deutsche Fassung EN 60904-2 : 1993

DIN EN 60904-2/A1

Photovoltaische Einrichtungen – Teil 2: Anforderungen an Referenz-Solarzellen – Änderung 1
(IEC 60904-2 : 1989/A1 : 1998); Deutsche Fassung EN 60904-2 : 1993/A1 : 1998

DIN EN 60904-6

Photovoltaische Einrichtungen – Teil 2: Anforderungen an Referenz-Solarmodule
(IEC 60904-6 : 1994); Deutsche Fassung EN 60904-6 : 1994

DIN EN 60904-6/A1

Photovoltaische Einrichtungen – Teil 2: Anforderungen an Referenz-Solarmodule – Änderung 1
(IEC 60904-6 : 1994/A1 : 1998); Deutsche Fassung EN 60904-6 : 1994/A1 : 1998

DIN EN 61194

Charakteristische Parameter von photovoltaischen (PV)-Inselsystemen
(IEC 61194 : 1992, modifiziert); Deutsche Fassung EN 61194 : 1995

DIN EN 61829

Photovoltaische (PV)-Modulgruppen aus kristallinem Silizium – Messen der Strom-/Spannungskennlinien am Einsatzort
(IEC 61829 : 1995); Deutsche Fassung EN 61829 : 1998

ICS 27.180

Deskriptoren:

Deutsche Fassung

**Überwachung des Betriebsverhaltens
photovoltaischer Systeme
Leitfaden für Messen, Datenaustausch und Analyse
(IEC 61724 : 1998)**

Photovoltaic system performance monitoring – Guide-
lines for measurement, data exchange and analysis
(IEC 61724 : 1998)

Suivi des performances des systèmes photovoltaïques –
Recommandations pour les mesures, et le transfert
et l'analyse des données (CEI 61724 : 1998)

Diese Europäische Norm wurde von CENELEC am 1. August 1998 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, der Tschechischen Republik 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 des Schriftstücks 82/189/FDIS, zukünftige 1. Ausgabe von IEC 61724, ausgearbeitet von dem IEC/TC 82 „Solar photovoltaic energy systems“, wurde der IEC-CENELEC Parallelen Abstimmung unterworfen und von CENELEC am 01. 08. 1998 als EN 61724 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): 1999-05-01
- spätestes Datum, zu dem nationale Normen, die der EN entgegenstehen, zurückgezogen werden müssen (dow): 2001-05-01

Anhänge, die als „normativ“ bezeichnet sind, gehören zum Norm-Inhalt.

Anhänge, die als „informativ“ bezeichnet sind, enthalten nur Informationen.

In dieser Norm ist Anhang ZA normativ und Anhang A informativ.

Der Anhang ZA wurde von CENELEC hinzugefügt.

Anerkennungsnotiz

Der Text der Internationalen Norm IEC 61724 : 1998 wurde von CENELEC ohne irgendeine Abänderung als Europäische Norm angenommen.

Inhalt

	Seite
Vorwort	2
1 Anwendungsbereich	3
2 Normative Verweisungen	3
3 Gemessene Parameter	3
4 Überwachungsverfahren	4
4.1 Messung der Bestrahlungsstärke	4
4.2 Messung der Umgebungslufttemperatur	4
4.3 Messung der Windgeschwindigkeit	4
4.4 Messung der Modultemperatur	4
4.5 Messung von Spannung und Strom	4
4.6 Messung der elektrischen Leistung	4
4.7 Datenerfassungssystem	5
4.8 Abtastintervalle	5
4.9 Datenverarbeitungsverfahren	5
4.10 Aufzeichnungsintervall τ_r (ausgedrückt in h)	5
4.11 Überwachungszeit	5
5 Dokumentation	5
6 Datenformat	5
6.1 Separate Überschriften mit mehrfachen Datenberichten	5
6.2 Einzelberichtformat	6
7 Überprüfung der Datenqualität	6
8 Abgeleitete Parameter	6
8.1 Globale Bestrahlung	6
8.2 Elektrische Energie-Mengen	6
8.3 Leistung der BOS-Bauteile	8
8.4 Kennziffern der Systemleistung	8
Anhang A (informativ) Ein empfohlenes Verfahren zur Überprüfung des Datenerfassungssystems	9
Anhang ZA (normativ) Normative Verweisungen auf internationale Publikationen mit ihren entsprechenden europäischen Publikationen	10

1 Anwendungsbereich

Diese Internationale Norm empfiehlt Meßverfahren für die Überwachung energiebezogener photovoltaischer Systemkennwerte, wie Bestrahlungsstärke in der Ebene, Ausgangsleistung einer Modulgruppe, Speicherein- und -ausgangsleistung, Stromrichterein- und -ausgangsleistung; und für den Austausch und die Analyse der überwachten Daten. Der Zweck dieser Verfahren ist die Bestätigung des Gesamtbetriebsverhaltens von PV-Systemen, konfiguriert netzunabhängig, oder mit dem öffentlichen Netz verbunden, oder mit nicht-PV-Energiequellen wie Motorgeneratoren oder Windturbinen gemischt.

Wegen der relativ hohen Kosten der Meßeinrichtung darf diese Norm auf kleine Inselsysteme nicht angewendet 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 60904-2 : 1989 + A1 : 1998

Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for reference solar cells

IEC 60904-6 : 1994 + A1 : 1998

Photovoltaic devices – Part 6: Requirements for reference solar modules

IEC 61194 : 1992

Characteristic parameters of stand-alone photovoltaic (PV) systems

IEC 61829 : 1995

Crystalline silicon photovoltaic (PV) array – On-site measurement of I-V characteristics

3 Gemessene Parameter

Zu messende Parameter sind in Tabelle 1 und in Bild 1 dargestellt. Weitere Parameter können durch die Software des Datenerfassungssystems in Echtzeit aus den gemessenen Daten berechnet werden. Es ist zu beachten, daß alle Blöcke in Bild 1 mehrere Bauelemente repräsentieren können. Die gemessenen Parameter und die Modulgruppeneigenschaften sind in IEC 61194 definiert.

Tabelle 1: In Echtzeit zu messende Parameter

Parameter	Symbol	Einheit	Parameter	Symbol	Einheit
Meteorologie			Belastung ³⁾		
Gesamtbestrahlungsstärke in der Ebene der Modulgruppe ¹⁾	G_I	$W \cdot m^{-2}$	Spannung bei Belastung	U_L	V
Umgebungstemperatur in einem Strahlungsschutzschild	T_{am}	°C	Belastungsstrom	I_L	A
Windgeschwindigkeit ²⁾	S_W	$m \cdot s^{-1}$	Belastungsleistung ⁶⁾	P_L	kW
Photovoltaische Modulgruppe			öffentliches Netz ³⁾		
Ausgangsspannung	U_A	V	Netzspannung	U_U	V
Ausgangsstrom	I_A	A	Strom in das öffentliche Netz ⁴⁾	I_{TU}	A
Ausgangsleistung	P_A	kW	Strom aus dem öffentlichen Netz ⁴⁾	I_{FU}	A
Modulgruppentemperatur	T_m	°C	Leistung in das öffentliche Netz ^{4), 6)}	P_{TU}	kW
Trägerneigungswinkel ⁵⁾	ϕ_T	Grad	Leistung aus dem öffentlichen Netz ^{4), 6)}	P_{FU}	kW
Trägerazimutwinkel ⁵⁾	ϕ_A	Grad			
Energiespeicherung ³⁾			Pufferquellen ³⁾		
Betriebsspannung	U_S	V	Ausgangsspannung	U_{BU}	V
Batterieeingangsstrom ⁴⁾	I_{TS}	A	Ausgangsstrom	I_{BU}	A
Batterieausgangsstrom ⁴⁾	I_{FS}	A	Ausgangsleistung	P_{BU}	kW
Batterieeingangsleistung ⁴⁾	P_{TS}	kW			
Batterieausgangsleistung ⁴⁾	P_{FS}	kW			

¹⁾ Gesamtbestrahlungsstärke, auch bekannt als Bestrahlungsstärke der Modulgruppenfläche, ist definiert als Gesamtstrahlungsleistung, sowohl direkt als auch diffus, die auf die Flächeneinheit einer geneigten Fläche trifft.

²⁾ Parameter wie Windgeschwindigkeit sind wahlweise, dürfen aber durch spezielle Verträge gefordert werden oder wenn die PV-Modulgruppe extremen Betriebsbedingungen ausgesetzt ist.

³⁾ Gleich- und Wechselstromeinheiten dürfen durch den Zusatz von Abkürzungen unterschieden werden. In Mehrphasensystemen müssen U_L , I_L und P_L für jede Phase angegeben werden.

⁴⁾ Üblicherweise kann ein Strom-/Leistungsmeßfühler für die Messung von Strom oder Leistung sowohl in Eingangs- als auch Ausgangsrichtung verwendet werden. Ein positives Vorzeichen im Ausgangssignal des Sensors bedeutet Eingang in die Energiespeicherungseinrichtung und ein negatives Vorzeichen bedeutet Ausgang aus der Energiespeicherungseinrichtung oder dem öffentlichen Netz. Ein- und Ausgang von einem einzelnen Sensor müssen in der Software separat gespeichert werden.

⁵⁾ Der Trägerwinkel ist wahlweise für Systeme mit Nachführung der Modulgruppen. Für einachsige Träger wird ϕ_T verwendet, um die Position der Modulgruppe über seiner Trägerachse zu beschreiben. Z. B. für einen horizontalen einachsigen Träger würde dieser Parameter den Winkel von der Horizontalen angeben, Osten ist negativ und Westen ist positiv.

⁶⁾ Eine direkte Messung der Ausgangsleistung des Wechselrichterteiles des Stromrichters darf gemacht werden, wenn es die Genauigkeit verbessert.

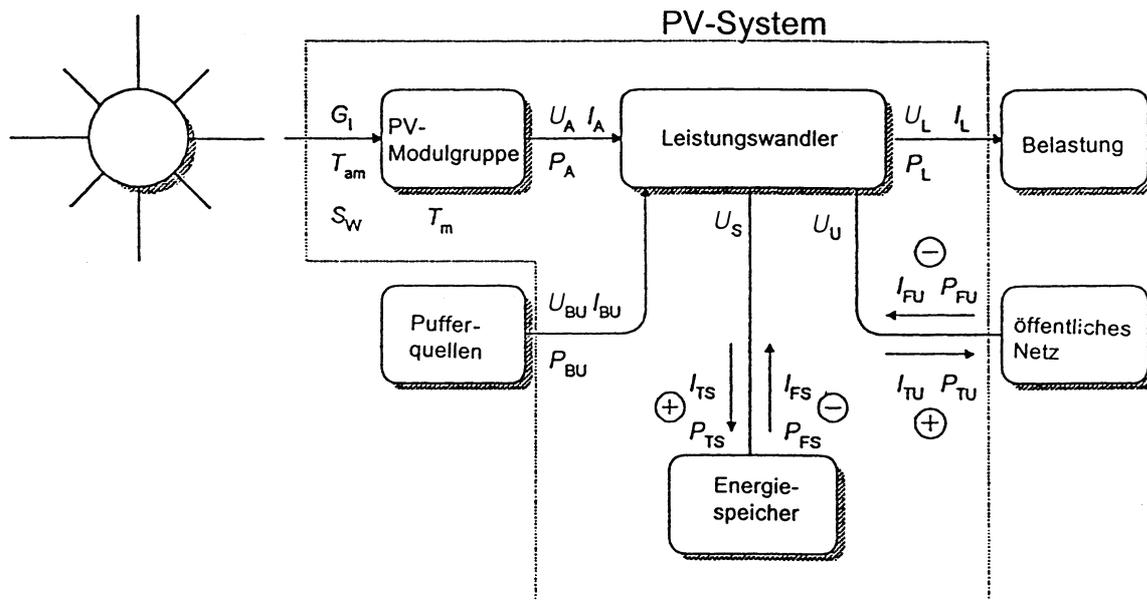


Bild 1: In Echtzeit zu messende Parameter

Die durch alle Hilfssysteme aufgenommene parasitäre Leistung muß als Leistungsverlust der PV-Anlage angesehen und nicht als Belastung berücksichtigt werden. Alle Überwachungssysteme, die nicht bedeutsam für den Betrieb der PV-Anlage sind, werden als Teil der Belastung angesehen. Die Überwachungseinrichtung darf den Hauptteil des Gesamtenergieverbrauchs darstellen, und der Endverbraucher sollte darauf aufmerksam gemacht werden, daß zusätzliche Leistung benötigt werden kann, um die Gesamtbelastungsanforderungen zu erfüllen.

4 Überwachungsverfahren

4.1 Messung der Bestrahlungsstärke

Die Bestrahlungsstärkedaten müssen in der gleichen Ebene der Modulgruppe aufgezeichnet werden, wie für die Leistungsanalyse des PV-Systems. Die horizontalen Daten dürfen auch aufgezeichnet werden, um den Vergleich mit meteorologischen Standarddaten anderer Orte zu ermöglichen.

Die Bestrahlungsstärke der Fläche muß in der gleichen Ebene gemessen werden wie die der photovoltaischen Modulgruppe mittels einer geeichten Referenzzelle oder eines Pyranometers. Wenn Referenzzellen oder -module verwendet werden, müssen sie nach IEC 60904-2 oder IEC 60904-6 kalibriert und gewartet werden. Der Standort dieser Sensoren muß repräsentativ sein für die Bestrahlungsstärkebedingungen der Modulgruppe. Die Genauigkeit der Bestrahlungsstärkefühler einschließlich der Signalaufbereitung muß besser als 5 % der Ablesung sein.

4.2 Messung der Umgebungslufttemperatur

Die Umgebungslufttemperatur muß mit einem abgeschirmten Temperaturfühler an einem Ort gemessen werden, der repräsentativ ist für die Modulgruppenbedingungen. Die Genauigkeit der Umgebungslufttemperatur-Fühler muß besser als 1K sein.

4.3 Messung der Windgeschwindigkeit

Wenn anwendbar, muß die Windgeschwindigkeit in einer Höhe und an einem Ort gemessen werden, der repräsentativ ist für die Modulgruppenbedingungen. Die Genauigkeit der Windgeschwindigkeits-Fühler muß für Windgeschwindigkeiten $\leq 5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ besser sein als $0,5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ und für Windgeschwindigkeiten über $5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ besser als 10 % der Ablesung.

4.4 Messung der Modultemperatur

Die PV-Modultemperatur muß an Orten gemessen werden, die repräsentativ für die Modulgruppenbedingungen sind, mit Temperaturfühlern auf der Rückseite eines oder mehrerer Module. Die Auswahl der Modulorte ist in Verfahren A von IEC 61829 festgelegt. Es muß darauf geachtet werden, daß die Temperatur der Zelle vor dem Fühler durch die Anwesenheit des Fühlers nicht wesentlich geändert wird. Die Genauigkeit dieser Fühler einschließlich der Signalaufbereitung muß besser als 1K sein.

4.5 Messung von Spannung und Strom

Die Spannungs- und Stromparameter dürfen Wechsel- oder Gleichstrom sein. Die Genauigkeit der Spannungs- und Strom-Fühler einschließlich der Signalaufbereitung muß besser als 1 % der Ablesung sein. Wechselspannung und -strom brauchen nicht in jeder Situation überwacht werden.

4.6 Messung der elektrischen Leistung

Die elektrischen Leistungsparameter dürfen Wechselstrom, Gleichstrom oder beides sein. Die Gleichstromleistung kann entweder in Echtzeit berechnet werden aus dem Produkt der geprüften Spannungs- und Stromeinheiten oder direkt mit einem Leistungsfühler gemessen werden. Wenn die Gleichstromleistung berechnet wird, muß die Berechnung mit den **abgetasteten** Spannungs- und Stromeinheiten erfolgen und nicht mit den **durchschnittlichen** Spannungs- und Stromeinheiten¹⁾ Die Gleichstromleistung eines netzunabhängigen Wechselrichters darf einen großen Anteil von überlagerten Wechselstromrippeln haben. Es kann notwendig sein, ein Gleichstrom-Leistungsmeßgerät zu verwenden, um die Gleichstromleistung genau zu messen. Die Wechselstromleistung muß gemessen werden mit einem Leistungsfühler, der bei dem Leistungsfaktor und der harmonischen Verzerrung genau zählt. Die Genauigkeit der Leistungsfühler einschließlich der Signalaufbereitung muß besser als 2 % der Ablesung sein.

¹⁾ Der Fehler zwischen der Gleichstromleistung, berechnet aus den geprüften Spannungs- und Stromeinheiten, und der Gleichstromleistung, berechnet aus den durchschnittlichen Spannungs- und Stromeinheiten, hängt von der Prüfrate und der Änderung des Stromes ab. Bei größeren Stromänderungen kann der Fehler signifikant sein.

Ein integrierender Leistungsfühler mit schnellem Ansprechverhalten (z. B. ein kWh-Meßgerät) darf verwendet werden, um Prüffehler zu vermeiden.

4.7 Datenerfassungssystem

Für die Überwachung ist ein automatisches Datenerfassungssystem erforderlich. Die Gesamtgenauigkeit des Überwachungssystems muß durch ein Kalibrierverfahren, wie es in Anhang A angegeben ist, ermittelt werden. Das Überwachungssystem sollte aus handelsüblich verfügbarer Hard- und Software aufgebaut sein, die durch Benutzerhandbücher genau dokumentiert sind. Technische Unterstützung sollte verfügbar sein.

4.8 Abtastintervalle

Die Abtastintervalle von Parametern, die direkt von der Bestrahlungsstärke abhängen, müssen 1 min oder kleiner sein. Für Parameter, die eine größere Zeitkonstante haben, darf ein beliebiges Intervall zwischen 1 min und 10 min festgelegt werden. Besondere Beachtung für eine steigende Abtastfrequenz muß jedem Parameter geschenkt werden, der sich schnell als Funktion der Systembelastung ändern kann. Alle Parameter müssen während des angegebenen Überwachungszeitraumes kontinuierlich gemessen werden.

ANMERKUNG: Die Änderungsrate für viele der interessierenden Parameter kann relativ hoch sein. Die Bestrahlungsstärke, z. B., kann sich bei teilweise bewölkten Bedingungen um mehr als $200 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ verändern. Es ist nicht Absicht dieser Internationalen Norm, Einzelheiten über elektrische Transienten zu erhalten; eine ausreichende Abtastrate ist notwendig, um die durchschnittliche Leistung in einem durchschnittlichen Intervall zu charakterisieren. Im allgemeinen sollten die Parameter in Tabelle 1 jede Minute abgetastet werden. Modul- und Umgebungstemperatur dürfen mit einer geringeren Rate abgetastet werden, aber es wird bevorzugt und ist bequemer, alle Parameter mit der gleichen Rate abzutasten. Alle Parameter sollten während des angegebenen Überwachungszeitraumes kontinuierlich gemessen werden.

4.9 Datenverarbeitungsverfahren

Die gewonnenen Daten müssen für jeden Parameter in zeitgewichtete Durchschnitte verarbeitet werden. Maximal- und Minimalmengen sowie Transienten von besonderem Interesse dürfen festgestellt werden, falls gefordert. Bei integrierenden Leistungssensoren werden die gewonnenen Daten summiert und durch das Aufzeichnungsintervall τ_r dividiert.

4.10 Aufzeichnungsintervall τ_r (ausgedrückt in h)

Die verarbeiteten Datenwerte jedes Parameters müssen stündlich aufgezeichnet werden. Wenn gefordert darf häufiger aufgezeichnet werden, solange 1 h ein ganzes Vielfaches des Aufzeichnungsintervalls τ_r ist.

In jedem Aufzeichnungsintervall muß am Ende der Zeitspanne, in der die Messungen unternommen wurden, die Zeit und das Datum aufgezeichnet werden. Die Zeit muß sich immer auf die örtliche Standardzeit beziehen, nicht auf die Sonnenzeit. Universalzeit kann sinnvoll sein, um Winter- und Sommerzeit-Wechsel zu vermeiden.

4.11 Überwachungszeit

Die Überwachungszeit muß genügend sein, um repräsentative Betriebsdaten der Belastungs- und Umgebungsbedingungen zu erhalten. Deshalb muß die Mindestzeitspanne ausgewählt werden nach der endgültigen Verwendung der gesammelten Daten.

5 Dokumentation

Ein Überwachungslogbuch muß geführt werden über alle unüblichen Vorfälle, Bauteilewechsel, Fehler, Ausfälle oder Unfälle. Andere Kommentare, die für die Interpretierung und Bewertung der Daten nützlich sein können, müssen ebenfalls notiert werden, wie z. B. Wetter, Fühler nachkalibrierung, Wechsel des Datenerfassungssystems, Belastung, oder Systembetrieb, oder Probleme mit den Fühlern oder dem Datenerfassungssystem. Jede Systemwartung (wie Wechsel von Modulen, Änderung des Neigungswinkels der Modulgruppe oder Reinigung von verschmutzten Oberflächen von Modulgruppen) muß explizit dokumentiert werden.

6 Datenformat

Es ist nicht zwingend vorgeschrieben, daß die Daten in einem der nachfolgend veranschaulichten beiden Formate gespeichert oder ausgetauscht werden. Das erste Verfahren jedoch, basierend auf separate Berichtüberschriften und Datenberichten, ist in verschiedenen Ländern in Gebrauch und kann den Datenaustausch zwischen Organisationen unterstützen. Für aktuellen Datentransfer müssen die Begriffe für Zeilenprotokoll, Kommunikationsprotokoll und Prüfsumme ebenfalls angegeben werden.

6.1 Separate Überschriften mit mehrfachen Datenberichten

Dieses Format ergibt eine Berichtüberschrift aus Ort, Datum, Zeit und Kommentaren gefolgt von einem oder mehreren Datenberichten. Ein Bericht ist mit einer Druckzeile vergleichbar.

a) Jeder Bericht muß aus einem oder mehreren Feldern bestehen, die durch ein Feldtrennzeichen (FS) getrennt sind, das vorzugsweise ein Komma (ASCII 44), oder wahlweise ein Tab (ASCII 9) sein darf. Die Berichte sollten durch ein „Zeilenende“-Zeichen (EOL) getrennt werden, das besteht aus einem „Wagenrücklauf“-Zeichen (ASCII 13), einem „Zeilenschaltung“-Zeichen (ASCII 10) oder „Wagenrücklauf“-Zeichen gefolgt von einem „Zeilenschaltung“-Zeichen.

b) Die Berichtüberschrift muß in folgender Form sein:

„Station“ FS Datum FS Zeit FS Kommentare

bei der

„Station“ der Name des Ortes in Anführungsstrichen (ASCII 34) ist, von dem nur die ersten acht Buchstaben verbindlich sind;

das Datum, der Tag der Messung im Format yy-mm-dd (einschließlich mit AnfangsnulLEN) ist;

Zeit ist die Zeit, aufgezeichnet im Format hh-mm. Mitternacht sollte als 24 h des vorausgegangenen Tages bezeichnet werden, nicht als 0 h des nächsten Tages;

ANMERKUNG: Wegen der Einzigartigkeit der Software des Datenerfassungssystems können unterschiedliche Formate für Datum und Zeit notwendig sein.

Kommentare sollten verwendet werden, um zusätzliche Systemeigenschaften zu beschreiben, oder dürfen verwendet werden, um unübliche Vorfälle, Schaltbedingungen oder andere Nachrichten nach Belieben des Leiters der PV-Anlage aufzuzeichnen, in ASCII, Extended ASCII (oder äquivalent) entsprechend dem örtlichen Buchstabencode.

- c) Ein Datenbericht besteht aus seiner Datenberichtnummer als erstes Feld, gefolgt von einem oder mehreren numerischen Datenfeld(Datenfeldern). Die Datenfelder werden für die spezifischen Berichte wie folgt definiert, wobei die Symbole von Tabelle 1 verwendet werden:

Datenbericht 1: 1 FS G_I FS T_A FS T_m FS U_A FS I_A
FS P_A

Datenbericht 2: 2 FS U_S FS I_{TS} FS I_{FS} FS P_{TS}
FS P_{FS}

Datenbericht 3: 3 FS U_L FS I_L FS P_L FS U_{BU} FS I_{BU}
FS P_{BU}

Datenbericht 4: 4 FS U_U FS I_{TU} FS I_{FU} FS P_{TU}
FS P_{FU}

Jede Anzahl zusätzlicher Datenberichte darf wahlweise in das Aufzeichnungsintervall aufgenommen werden. Der Inhalt dieser Datenberichte darf von der überwachenden Organisation definiert werden mit der Ausnahme, daß das erste Feld die Berichtsnummer angeben sollte.

- d) Alle numerischen Daten sollten im ASCII-Code geschrieben werden. Daten können aufgezeichnet werden entweder im variablen Feldformat oder im festen Feldformat, als ganze Zahlen oder mit Dezimalteilung mit Dezimalpunkt als Trennung (ASCII 46). Wenn irgendein numerisches Datenfeld bei einer PV-Installation nicht vorhanden ist oder wenn ein Datenwert für einen Bericht nicht vorhanden ist, sollte ein leeres Feld das Nichtvorhandensein des Wertes anzeigen. Deshalb sollte das Feldtrennzeichen am Ende des leeren Feldes unmittelbar dem Feldtrennzeichen des vorhergehenden Feldes folgen. Alle Feldtrennzeichen, die direkt vor dem „Zeilenende“-Zeichen stehen, sollten unterdrückt werden. Wenn z. B. im Datenbericht 2 nur die Werte I_{TS} und P_{TS} verfügbar sind, sollte der Bericht wie folgt geschrieben werden:

2 FS FS I_{TS} FS FS P_{TS} EOL

6.2 Einzelberichtformat

Ein anderes Format, das verwendet werden kann, ist das Einzelberichtformat, indem alle Daten eines Aufzeichnungsintervalls in einer Zeile aufgelistet sind. Das Einzelberichtformat unterstützt die visuelle Untersuchung, besonders in Verbindung mit festen Feldbreiten, da alle Daten eines Parameters in einer einzelnen vertikalen Spalte angegeben sind.

Daten FS Zeit FS G_I FS T_A FS T_m FS U_A FS I_A FS P_A
FS U_S FS I_{TS} FS I_{FS} usw.

Jedes Feld sollte durch ein Feldtrennzeichen (FS) getrennt sein, das vorzugsweise ein Komma (ASCII 44), oder wahlweise ein Tab (ASCII 9) sein darf.

7 Überprüfung der Datenqualität

Alle aufgezeichneten Daten sollten auf Vollständigkeit und Lücken überprüft werden, um offensichtliche Anomalien zu erkennen, bevor eine detaillierte Analyse ausgeführt wird.

Ein vernünftiger Satz von Grenzen muß für jeden aufgezeichneten Parameter definiert werden, basierend auf den bekannten Charakteristiken des Parameters, der PV-Anlage und der Umgebung. Die Grenzen sollten definiert werden als höchste und niedrigste zulässige Werte für den Parameter, und als höchste Änderung zwischen aufeinanderfolgenden Datenpunkten. Daten, die außerhalb dieser Grenzen liegen oder anderweitig mit anderen Daten nicht zusammenpassen, werden nicht in die

folgenden Analysen aufgenommen. Wenn möglich (wie bei computergestützten Datenerfassungssystemen), muß die Überprüfung der abgetasteten Daten in Echtzeit erfolgen, bevor der Datenverarbeitungsprozeß ausgeführt wird.

Die Ergebnisse dieser Datenqualitätsüberprüfung sollten üblicherweise folgende Informationen enthalten:

- a) eine Liste aller Datenpunkte, die außerhalb der vorher gesetzten Bereiche liegen;

ANMERKUNG: Mit automatisierten Systemen, die eine große Anzahl von Daten sammeln (Megabytes), ist es nicht praktikabel, die aus dem Bereich fallenden Datenpunkte aufzulisten. Die Anzahl der aus dem Bereich fallenden Datenpunkte sollte jedoch überwacht und aufgezeichnet werden. Die aus dem Bereich fallenden Datenpunkte sollten nicht für die Analysen verwendet werden.

- b) die Dauer der Überwachungsaktivitäten τ_{MA} (ausgedrückt in Stunden) im Aufzeichnungszeitraum τ (üblicherweise ein Monat, aber ausgedrückt in Stunden), für die die überwachten Daten aufgezeichnet und überprüft wurden;
- c) die Gesamtanzahl der Stunden, in denen Daten durch die Qualitätsüberprüfung laufen, sollte ebenfalls angegeben werden, wenn sie von der Dauer der aktuellen ausgewählten Qualitätsüberprüfungszeitspanne verschieden ist;
- d) die Verfügbarkeit der überwachten Daten A_{MD} (ausgedrückt als Bruchteil der Aufzeichnungszeit) ergibt sich aus:

$$A_{MD} = \tau_{MA} / \tau \quad (1)$$

8 Abgeleitete Parameter

Verschiedene abgeleitete Parameter bezüglich Energiebilanz und Leistung des Systems dürfen aus den aufgezeichneten überwachten Daten berechnet werden durch Summierung, Durchschnittsbildung, höchste Werte, niedrigste Werte und Verhältnisse über Aufzeichnungszeiten τ , die länger als die elektrische Aufzeichnungszeit τ_r ist, (wie Stunden, Tage, Wochen, Monate oder Jahre, aber ausgedrückt in Stunden). Abgeleitete Parameter sind in Tabelle 2 angegeben.

Um die Energiemengen aus den entsprechenden gemessenen Leistungsparametern in der Aufzeichnungszeit τ zu berechnen, wird folgende Gleichung verwendet:

$$E_{i,\tau} = \tau_r \cdot \Sigma_{\tau} P_i \quad (2)$$

E_i wird in kWh ausgedrückt; P_i wird in kW gemessen. Das Symbol Σ_{τ} gibt die Summe aller Leistungsparameter in der Aufzeichnungszeit τ an.

Um z. B. $E_{TS,\tau}$ zu berechnen (wie darauf in der Gleichung (4) hingewiesen), wird der Index „i“ in der Gleichung (2) durch „TS“ ersetzt, so daß $E_{TS,\tau} = \tau_r \cdot \Sigma_{\tau} P_{TS}$ wird. Auch Index „ τ “ ist durch die aktuelle Aufzeichnungszeit zu ersetzen.

8.1 Globale Bestrahlung

Bedeutet die täglichen Bestrahlungseinheiten $H_{I,d}$ ($\text{kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{d}^{-1}$) berechnet aus der aufgezeichneten Bestrahlungsstärke durch

$$H_{I,d} = 24 \times \tau_r \times (\Sigma_{\tau} G_I) / (\Sigma_{\tau} \tau_{MA} / 1000) \quad (3)$$

Das Symbol Σ_{τ} gibt die Summe in der Aufzeichnungszeit τ an.

8.2 Elektrische Energie-Mengen

Elektrische Energie-Mengen können für das Gesamtsystem und seine Komponenten berechnet werden einschließlich der Energie, die geliefert wird an das oder von

dem Speicherungsgerät, oder an die oder von der Verbindung mit dem öffentlichen Netz, oder geliefert von einem Hilfsgenerator. Die Hauptparameter von Interesse sind die, die den Beitrag der PV-Modulgruppe zum Gesamtbetrieb des Systems angeben.

a) Die Netzenergie, die in der Aufzeichnungszeit τ an das Speicherungsgerät gegeben wird:

$$E_{TSN,\tau} = E_{TS,\tau} - E_{FS,\tau} \quad (4)$$

wobei $E_{TSN,\tau}$ einen Mindestwert 0 hat.

b) Die Netzenergie, die in der Aufzeichnungszeit τ von dem Speicherungsgerät abgegeben wird:

$$E_{FSN,\tau} = E_{FS,\tau} - E_{TS,\tau} \quad (5)$$

wobei $E_{FSN,\tau}$ einen Mindestwert 0 hat.

ANMERKUNG: Entweder $E_{TSN,\tau}$ oder $E_{FSN,\tau}$ wird immer 0 sein. Durch die Verwendung der **Netze**nergieeinheiten anstelle der **Brutto**energie wird

das Speicherungsgerät während der Aufzeichnungszeit entweder als Netzbelastung oder als Netzenergiequelle betrachtet.

c) Die Netzenergie, die in der Aufzeichnungszeit τ an das öffentliche Netz gegeben wird:

$$E_{TUN,\tau} = E_{TU,\tau} - E_{FU,\tau} \quad (6)$$

wobei $E_{TUN,\tau}$ einen Mindestwert 0 hat.

d) Die Netzenergie, die in der Aufzeichnungszeit τ vom öffentlichen Netz abgegeben wird:

$$E_{FUN,\tau} = E_{FU,\tau} - E_{TU,\tau} \quad (7)$$

wobei $E_{FUN,\tau}$ einen Mindestwert 0 hat.

ANMERKUNG: Entweder $E_{TUN,\tau}$ oder $E_{FUN,\tau}$ wird immer 0 sein. Durch die Verwendung der **Netze**nergieeinheiten anstelle der **Brutto**energie wird das öffentliche Netz während der Aufzeichnungszeit entweder als Netzbelastung oder als Netzenergiequelle betrachtet.

Tabelle 2: Abgeleitete Parameter

Parameter	Symbol	Einheit
Meteorologie		
Tägliche globale oder direkte Bestrahlung in der Ebene der Modulgruppe	$H_{t,d}$	$\text{kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{d}^{-1}$
elektrische Energie-Mengen		
Netzenergie von der Modulgruppe	$E_{A,\tau}$	kWh
Netzenergie zur Belastung	$E_{L,\tau}$	kWh
Netzenergie zur Speicherung	$E_{TSN,\tau}$	kWh
Netzenergie von der Speicherung	$E_{FSN,\tau}$	kWh
Netzenergie vom Puffer	$E_{BU,\tau}$	kWh
Netzenergie zur öffentlichen Stromversorgung	$E_{TUN,\tau}$	kWh
Netzenergie von der öffentlichen Stromversorgung	$E_{FUN,\tau}$	kWh
Gesamteingangsenergie des Systems	$E_{in,\tau}$	kWh
Gesamtausgangsenergie des Systems	$E_{use,\tau}$	kWh
Bruchteil der Gesamteingangsenergie, die von der PV-Modulgruppe kommt	$F_{A,\tau}$	dimensionslos
Belastungswirkungsgrad	η_{LOAD}	dimensionslos
Leistung der BOS-Bauteile		
BOS-Wirkungsgrad	η_{BOS}	dimensionslos
Systemeigenschaften		
Modulgruppennutzung ¹⁾	Y_A	$\text{h} \cdot \text{d}^{-1}$
Endnutzung des PV-Systems ¹⁾	Y_f	$\text{h} \cdot \text{d}^{-1}$
Referenznutzung ¹⁾	Y_r	$\text{h} \cdot \text{d}^{-1}$
Verluste der Modulgruppe ¹⁾	L_c	$\text{h} \cdot \text{d}^{-1}$
BOS-Verluste ¹⁾	L_{BOS}	$\text{h} \cdot \text{d}^{-1}$
Leistungsverhältnis	R_p	dimensionslos
durchschnittlicher Modulgruppenwirkungsgrad	$\eta_{Amean,\tau}$	dimensionslos
Gesamtwirkungsgrad der PV-Anlage	$\eta_{tot,\tau}$	dimensionslos

¹⁾ Die Einheiten $\text{h} \cdot \text{d}^{-1}$ kann anschaulicher beschrieben werden als $(\text{kWh} \cdot \text{d}^{-1})_{ACTUAL} / (\text{kW})_{RATED}$

- e) Gesamteingangsenergie des Systems:

$$E_{in,\tau} = E_{A,\tau} + E_{BU,\tau} + E_{FUN,\tau} + E_{FSN,\tau} \quad (8)$$

- f) Gesamtausgangsenergie des Systems:

$$E_{use,\tau} = E_{L,\tau} + E_{TUN,\tau} + E_{TSN,\tau} \quad (9)$$

- g) Bruchteil der Gesamteingangsenergie, die von der PV-Modulgruppe kommt:

$$F_{A,\tau} = E_{A,\tau} / E_{in,\tau} \quad (10)$$

- h) Wirkungsgrad, mit dem die Energie von allen Quellen Belastung übertragen wird:

$$\eta_{LOAD} = E_{use,\tau} / E_{in,\tau} \quad (11)$$

8.3 Leistung der BOS-Bauteile

Der BOS-Wirkungsgrad schließt nur den Wirkungsgrad der Energieumwandlung ein; solche Punkte wie Nachführungsfehler der Modulgruppe oder Fehler in der Nachführung des maximalen Energiepunktes des Wechselrichters sind ausgenommen.

Für jedes Bauteil des Systems kann die Energiebilanz in der Aufzeichnungszeit bestimmt werden durch Summierung der Energieeinheiten in das und von dem Bauteil. Der Energiewirkungsgrad des Bauteils ist der Quotient aus Energieausgang und Energieeingang.

Der Gesamtwirkungsgrad der BOS-Bauteile ergibt sich aus:

$$\eta_{BOS} = (E_{L,\tau} + E_{TSN,\tau} - E_{FSN,\tau} + E_{TUN,\tau} - E_{FUN,\tau}) / (E_{A,\tau} + E_{BU,\tau}) \quad (12)$$

Bei PV-Hybridssystemen und mit dem öffentlichen Netz verbundenen Systemen, bei denen $E_{L,\tau}$ kleiner als $E_{A,\tau} \cdot \eta_{BOS}$ ist, sowie bei allen PV-Inselsystemen ist η_{LOAD} gleich η_{BOS} . Bei mit dem öffentlichen Netz verbundenen Systemen, bei denen $E_{L,\tau}$ größer als $E_{A,\tau} \cdot \eta_{BOS}$ ist, wird η_{LOAD} größer als η_{BOS} sein, weil das öffentliche Netz gegenüber dem PV-System als verlustfreie Energiequelle erscheint.

Sowohl der Wirkungsgrad des Speichergerätes als auch die Änderung des Energiebetrages in der Aufzeichnungszeit, der in dem Gerät gespeichert ist, wird $E_{FS,\tau}$ und $E_{TS,\tau}$ beeinflussen.

- a) Bei langen Aufzeichnungszeiten, in denen $E_{TS,\tau}$ und $E_{FS,\tau}$ viel größer sind als die Energiespeicherkapazität des Gerätes (mehr als Faktor 10), kann die Netzenergie, die an das Gerät gegeben bzw. von dem Gerät angenommen wird, angenommen werden als vernachlässigbarer Einfluß auf die Berechnung der Systemeigenschaften. Jeder Unterschied zwischen $E_{TS,\tau}$ und $E_{FS,\tau}$ beruht dann hauptsächlich auf dem Wirkungsgrad des Gerätes. Als Ergebnis sollten $E_{TS,\tau}$ und $E_{FS,\tau}$ aus allen Gleichungen gestrichen werden, um den Wirkungsgrad des Gerätes mit den Werten für η_{LOAD} und η_{BOS} aufzunehmen. Diese Bedingung ist typisch, wenn die Aufzeichnungszeiten mehrere Monate betragen. Der maximal mögliche Effekt auf die aufsummierten $E_{TS,\tau}$ und $E_{FS,\tau}$ wegen der aktuellen Änderung der im Gerät gespeicherten Energie kann berechnet werden aus dem Quotient von Speicherkapazität des Gerätes und $E_{TS,\tau}$ oder $E_{FS,\tau}$.

- b) Bei kurzen Aufzeichnungszeiten, in denen die Speicherkapazität des Gerätes viel größer ist als $E_{TS,\tau}$ und $E_{FS,\tau}$ (mehr als Faktor 10), kann der Wirkungsgrad des Gerätes angenommen werden als vernachlässigbarer Einfluß auf die Berechnung der Systemeigenschaften. Jeder Unterschied zwischen $E_{TS,\tau}$ und $E_{FS,\tau}$ beruht dann hauptsächlich auf die Änderung der Energiemenge, die in dem Gerät gespeichert ist. Als

Ergebnis werden $E_{TS,\tau}$ und $E_{FS,\tau}$ wichtige Glieder bei der Berechnung der Systemeigenschaften. Diese Bedingung ist typisch, wenn die Aufzeichnungszeiten nur einige Tage betragen. Der typische Effekt von $E_{TS,\tau}$ und $E_{FS,\tau}$ wegen des Wirkungsgrades des Gerätes kann aus den bekannten Messungen des Wirkungsgrades des Gerätes berechnet werden.

8.4 Kennziffern der Systemleistung

PV-Systeme unterschiedlicher Konfiguration und von verschiedenen Standorten können leicht miteinander verglichen werden durch Bewertung ihrer normalisierten Kennziffern der Systemleistung wie z. B. Erträge, Verluste und Wirkungsgrade. Erträge sind Energieeinheiten normalisiert auf die Bemessungsleistung der Modulgruppe. Systemwirkungsgrad ist normalisiert auf die Fläche der Modulgruppe. Verluste sind die Unterschiede zwischen den Erträgen.

ANMERKUNG: Die Leistungskennziffern von mit dem öffentlichen Netz verbundenen Systemen, Inselsystemen und Hybridssystemen können sich wegen der Belastungsbehandlung und anderer einzigartiger Betriebseigenschaften deutlich voneinander unterscheiden.

8.4.1 Täglicher Durchschnittsertrag

Täglicher Durchschnittsertrag ist der Quotient aus Energieeinheiten und der installierten Ausgangsleistung der Modulgruppe P_0 (kW). Der Ertrag hat die Einheit $\text{kWh} \cdot \text{d}^{-1} \cdot \text{kW}^{-1}$ (oder $\text{h} \cdot \text{d}^{-1}$) und gibt die Zeit an, während der eine Modulgruppe bei P_0 arbeiten müßte, um eine bestimmte überwachte Energiemenge zu liefern. Der Ertrag gibt den aktuellen Betrieb der Modulgruppe bezüglich seiner Nennkapazität an.

- a) Der Modulgruppenenertrag gibt die tägliche Ausgangsenergie der Modulgruppe je kW der installierten PV-Modulgruppe an:

$$Y_A = E_{A,d} / P_0 = \tau_r \cdot (\Sigma_{\text{day}} P_A) / P_0 \quad (13)$$

Das Symbol Σ_{day} gibt die Summe für einen Tag an. Dieser Ertrag repräsentiert die Anzahl von Stunden je Tag, die die Modulgruppe bei seiner Bemessungsausgangsleistung betrieben werden muß, um zum System die gleiche tägliche Modulgruppenenergie beizutragen wie es überwacht wurde (was gleich $\tau_r \cdot (\Sigma_{\text{day}} P_A)$ ist).

- b) Der endgültige Ertrag des PV-Systems Y_f ist der Anteil an der täglichen Ausgangsnetzenergie der gesamten PV-Anlage, die von der Modulgruppe je kW der installierten PV-Modulgruppe geliefert wurde:

$$Y_f = Y_A \cdot \eta_{LOAD} \quad (14)$$

Dieser Ertrag repräsentiert die Anzahl Stunden je Tag, die eine Modulgruppe bei Bemessungsausgangsleistung P_0 betrieben werden müßte, um den gleichen wie seinen überwachten Beitrag zur täglichen Netzbelastung zu liefern.

- c) Der Referenzertrag Y_r kann berechnet werden durch Division der gesamten täglichen Flächenbestrahlung durch die Referenzflächenbestrahlungsstärke des Moduls $G_{I,\text{ref}}$ ($\text{kW} \cdot \text{m}^{-2}$):

$$Y_r = \tau_r \cdot (\Sigma_{\text{day}} G_I) / G_{I,\text{ref}} \quad (15)$$

Dieser Ertrag repräsentiert die Anzahl Stunden je Tag, während der die Sonnenstrahlung auf dem Niveau der Referenzbestrahlungsstärke sein müßte, um die gleiche zufällige Energie beizutragen wie die beobachtete. Wenn $G_{I,\text{ref}} = 1 \text{ kW} \cdot \text{m}^{-2}$, dann ist die Flächenbestrahlung in $\text{kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{d}^{-1}$ zahlenmäßig gleich der entsprechenden Nennausgangsenergie der Modulgruppe in $\text{kWh} \cdot \text{d}^{-1} \cdot \text{kW}^{-1}$. Im Ergebnis würde Y_r die Anzahl der Spitzensonnenstunden je Tag sein ($\text{h} \cdot \text{d}^{-1}$).

8.4.2 Normalisierte Verluste

Normalisierte Verluste werden berechnet durch Subtraktion der Erträge. Verluste haben ebenfalls die Einheit $\text{kWh} \cdot \text{d}^{-1} \cdot \text{kW}^{-1}$ (oder $\text{h} \cdot \text{d}^{-1}$) und geben die Zeit an, während der die Modulgruppe bei Bemessungsleistung P_0 betrieben werden müsste, um die Verluste zu liefern:

- a) Die „Modulgruppen-Einfang“-Verluste L_c repräsentieren die Verluste infolge des Betriebs der Modulgruppe:

$$L_c = Y_r - Y_A \quad (16)$$

- b) Die BOS-Verluste L_{BOS} repräsentieren die Verluste der BOS-Bauteile:

$$L_{\text{BOS}} = Y_A \cdot (1 - \eta_{\text{BOS}}) \quad (17)$$

- c) Das Leistungsverhältnis R_p gibt den Gesamteffekt der Verluste auf den Bemessungsausgang der Modulgruppe an hinsichtlich der Modulgruppentemperatur, unvollständige Nutzung der Bestrahlung, und Ineffektivitäten und Ausfälle von Systemkomponenten:

$$R_p = Y_f / Y_r \quad (18)$$

8.4.3 Systemwirkungsgrad

- a) Der durchschnittliche Modulgruppenwirkungsgrad in der Aufzeichnungszeit τ ist definiert durch:

$$\eta_{\text{Amean},\tau} = E_{\text{A},\tau} / (A_a \cdot \tau_r \cdot \Sigma_\tau G_1) \quad (19)$$

wobei A_a die Gesamtfläche der Modulgruppe ist.

Dieser Wirkungsgrad repräsentiert den durchschnittlichen Wirkungsgrad der Energieumwandlung der PV-Modulgruppe, was nützlich ist für den Vergleich des Wirkungsgrades der Modulgruppe η_{AO} bei seiner Bemessungsleistung P_0 . Der Unterschied der Wirkungsgradwerte repräsentiert Halbleiter-, Verdrahtungs- und Fehlanpassungsverluste sowie Energieverluste während des Betriebs der Anlage.

- b) Der Gesamtwirkungsgrad der PV-Anlage in der Aufzeichnungszeit τ ist definiert durch:

$$\eta_{\text{tot},\tau} = \eta_{\text{Amean},\tau} \cdot \eta_{\text{LOAD}} \quad (20)$$

8.4.4 Monatliche oder jährliche Erträge, Verluste und Wirkungsgrade

Der monatliche oder jährliche Ertrag kann bestimmt werden durch Verwendung der entsprechenden Energie der Modulgruppe in Gleichung (13) ($E_{\text{A},m}$ für den monatlichen und $E_{\text{A},y}$ für den jährlichen Ertrag), und dem entsprechenden Summierungszeitraum (Σ_m für die monatliche und Σ_y für die jährliche Summierung). Der Ertrag der Modulgruppe würde für den monatlichen Ertrag die Einheit $\text{h} \cdot \text{m}^{-1}$ und für den jährlichen Ertrag die Einheit $\text{h} \cdot \text{y}^{-1}$ haben.

Ähnlich den monatlichen oder jährlichen Erträgen können Y_f , der Referenzertrag Y_r , Verluste und Wirkungsgrade bestimmt werden, indem der entsprechende Ertrag der Modulgruppe und die Summierungszeit in den Gleichungen (14) bis (20) verwendet werden. Andere monatliche oder jährliche Leistungsfaktoren dürfen enthalten sein, um den Anforderungen des Nutzers gerecht zu werden.

Anhang A (informativ)

Ein empfohlenes Verfahren zur Überprüfung des Datenerfassungssystems

Ein Datenerfassungssystem kann, außer den Meßfühlern, durch Anwendung der nachgebildeten Eingangssignale, die unten festgelegt sind oder die durch den Hersteller und den Kunden vereinbart werden, überprüft werden. Die Überprüfung sollte alle zwei Jahre durchgeführt werden. Meßfühler sollten einzeln in einer geeigneten Weise kalibriert werden.

Die Kanäle der Datenerfassungseinrichtung können einzeln oder gleichzeitig überprüft werden.

A.1 Arten der zu überprüfenden Eingangssignale:

- Bestrahlungsstärke;
- Umgebungstemperatur;
- Spannung, Strom und Leistung jedes Bauelementes der PV-Anlage.

A.2 Überprüfung des linearen Übertragungsverhaltens

Diese Überprüfung wird ausgeführt an analogen Eingangskanälen, für die eine lineare Meßweise angewendet wird. Ein konstantes Gleichstromsignal muß an die Eingangsklemmen angelegt werden. Die Differenz zwischen dem gemessenen Ergebnis des Datenerfassungssystems und dem Produkt aus den Eingangssignalwerten und dem Maßstabsfaktor muß kleiner als $\pm 1\%$ des Skalenendwertes des Datenerfassungssystems sein. Dieses Verfahren sollte bei Eingangssignalen von 0%, 20%, 40%, 60%, 80% und 100% des Skalenendwertes ausgeführt werden. Wenn für die Eingänge negative Signale festgelegt sind, müssen negative Signale in der gleichen Weise angelegt werden.

Wenn Fehler größer als 1% des Skalenendwertes nachgewiesen werden, sollte der Skalenfaktor durch Software oder Hardware korrigiert und erneut nachgewiesen werden.

A.3 Überprüfung der Stabilität

Diese Überprüfung wird an allen analogen Eingangskanälen ausgeführt. Ein konstantes Gleichstromsignal von 100% des Skalenendwertes wird für 6 h an die Eingangsklemmen angelegt. Die Schwankung des gemessenen Wertes dieses Signals muß innerhalb $\pm 1\%$ des Skalenendwertes verbleiben. Sollte das Eingangssignal um mehr als $\pm 0,2\%$ schwanken, müssen die Ergebnisse durch Verwendung eines Spannungsmeßgerätes mit einer Genauigkeit von besser als $\pm 0,2\%$ kompensiert werden.

A.4 Überprüfung der Integration

Diese Überprüfung wird ausgeführt an Eingangskanälen, in denen die Daten durch Mittelwertbildung oder Integration akkumuliert werden. Ein Eingangssignal mit einem rechteckigen Kurvenverlauf der Amplitude Z_m muß an den Kanal angelegt werden, und seine gemessenen Werte über die Dauer von τ_d integriert werden (empfohlen werden mindestens 6 h). Für die Amplitude Z_m wird für jeden Kanal der maximale Eingangsspiegel empfohlen, der von dem Meßfühler erwartet wird. Die erhaltenen Ergebnisse müssen gleich $Z_m \cdot \tau_d \pm 1\%$ sein. Die Amplitude und die Zeit müssen durch Meßinstrumente mit einer Genauigkeit von $\pm 0,5\%$ überwacht werden.

A.5 Überprüfung des Nullintegrals

Diese Überprüfung wird an allen Eingangskanälen ausgeführt, in denen die Messungen durchgeführt werden mit einer mittelwertbildenden oder integrierenden Funktion. Der Kanal muß kurzgeschlossen werden, und seine gemessenen Werte über die Dauer von τ_d von mindestens 6 h integriert werden. Das Ergebnis muß kleiner als $\pm 1\%$ von $Z_m \cdot \tau_d$ sein, wobei Z_m wie in A.4 definiert ist.

A.6 Überprüfung des Integrals des Abtastintervalls

In Beratung.

Anhang ZA (normativ)

Normative Verweisungen auf Internationale Publikationen mit ihren entsprechenden Europäischen Publikationen

Diese Europäische Norm enthält durch datierte und 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 Publikationen nur zu dieser Europäischen Norm, falls sie durch Änderung oder Überarbeitung eingearbeitet sind. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe der in Bezug genommenen Publikation (einschließlich Änderungen).

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

Publikation	Jahr	Titel	EN/HD	Jahr
IEC 60904-2 A1	1989 1998	Photovoltaic devices Part 2: Requirements for reference solar cells	EN 60904-2 A1	1993 1998
IEC 60904-6 A1	1994 1998	Part 6: Requirements for reference solar modules	EN 60904-6 A1	1994 1998
IEC 61194 (mod.)	1992	Characteristic parameters of stand-alone photovoltaic (PV) systems	EN 61194	1995
IEC 61829	1995	Crystalline silicon photovoltaic (PV) array On-site measurement of I-V characteristics	EN 61829	1998