

	DIN EN IEC 61724-1 (VDE 0126-25-1)	DIN
	Diese Norm ist zugleich eine VDE-Bestimmung im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	VDE

ICS 27.160

Einsprüche bis 2021-04-26

EntwurfVorgesehen als Ersatz für
DIN EN 61724-1
(VDE 0126-25-1):2017-12

**Betriebsverhalten von Photovoltaik-Systemen –
Teil 1: Überwachung
(IEC 82/1666/CD:2019);
Text Deutsch und Englisch**

Photovoltaic system performance –
Part 1: Monitoring
(IEC 82/1666/CD:2019);
Text in German and English

Performances des systèmes photovoltaïques –
Partie 1: Surveillance
(IEC 82/1666/CD:2019);
Texte en allemand et anglais

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2021-02-26 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an dke@vde.com möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 125 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn dieser Norm ist ...

Nationales Vorwort

Das internationale Dokument IEC 82/1666/CD:2019-12 "Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring" (CD, en: Committee Draft) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden. Dieser Norm-Entwurf enthält eine noch nicht autorisierte deutsche Übersetzung.

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung des CD entsprechend der diesbezüglich durch die IEC erteilten Erlaubnis beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen IEC-Text.

Das internationale Dokument wurde vom IEC/TC 82 "Solar photovoltaic energy systems" der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet und unterliegt dem Copyright der IEC . Das Dokument wurde den nationalen Komitees zur Stellungnahme vorgelegt.

Die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene erarbeiteter Entwurf für eine Internationale Norm zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Umfrage (CDV-Stadium) und Abstimmung als FDIS (en: Final Draft International Standard) bzw. Schluss-Entwurf für eine Europäische Norm gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Da der Abstimmungszeitraum für einen FDIS bzw. Schluss-Entwurf FprEN nur 6 Wochen beträgt, und dann keine sachlichen Stellungnahmen mehr abgegeben werden können, sondern nur noch eine "JA/NEIN"-Entscheidung möglich ist, wobei eine "NEIN"-Entscheidung fundiert begründet werden muss, wird bereits der CD als DIN-Norm-Entwurf veröffentlicht, um die Stellungnahmen aus der Öffentlichkeit frühzeitig berücksichtigen zu können.

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium DKE/K 373 "Photovoltaische Solarenergie-Systeme" der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von DKE (www.dke.de) und DIN (www.din.de) durch eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

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

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

Der Zusammenhang der zitierten Dokumente mit den entsprechenden deutschen Dokumenten ergibt sich, soweit ein Zusammenhang besteht, grundsätzlich über die Nummer der entsprechenden IEC-Publikation. Beispiel: IEC 60068 ist als EN 60068 als Europäische Norm durch CENELEC übernommen und als DIN EN 60068 ins Deutsche Normenwerk aufgenommen.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. IEC ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Änderungen

Gegenüber **DIN EN 61724-1 (VDE 0126-25-1):2017-12** wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) Die Überwachung von doppelseitigen Systemen wird eingeführt.
- b) Die Anforderungen an Bestrahlungsstärke-Sensoren werden aktualisiert.
- c) Die Verschmutzungsmessung wird auf Grundlage neuer Technologien aktualisiert.
- d) Überwachungssysteme der Klasse C entfallen.
- e) Verschiedene Anforderungen, Empfehlungen und Erläuterungen werden aktualisiert.

Inhalt

Seite

Einleitung	7
1 Anwendungsbereich	9
2 Normative Verweisungen	9
3 Begriffe	10
4 Klassifizierung von Überwachungssystemen	13
5 Allgemeines	14
5.1 Messgenauigkeit und Messunsicherheit	14
5.2 Kalibrierung	14
5.3 Mehrfach vorhandene Elemente	14
5.4 Leistungsaufnahme	14
5.5 Dokumentation	14
5.6 Überprüfung	14
6 Zeitvorgaben und Auswertung der Datenerfassung	14
6.1 Abtastungen, Aufzeichnungen und Berichte	14
6.2 Zeitstempel	15
7 Erforderliche Messungen	16
8 Bestrahlungsstärke	21
8.1 Sensortypen	21
8.2 Allgemeine Anforderungen	21
8.2.1 Überblick	21
8.2.2 Sensoranforderungen	21
8.2.3 Lage der Sensoren	21
8.2.4 Neukalibrierung	22
8.2.5 Verschmutzungsminderung	23
8.2.6 Tau- und Frostminderung	23
8.2.7 Überprüfung und Instandhaltung	23
8.2.8 Ausrichtung der Sensoren	23
8.3 Messungen	23
8.3.1 Globale horizontale Bestrahlungsstärke	23
8.3.2 Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene	23
8.3.3 Bestrahlungsstärke auf der Rückseite der gleichen Ebene	24
8.3.4 Bestrahlungsstärkeverhältnis auf der Rückseite der gleichen Ebene	24
8.3.5 Horizontale Albedo	24
8.3.6 Direkte senkrechte Bestrahlungsstärke	24
8.3.7 Diffuse horizontale Bestrahlungsstärke	24
8.3.8 Spektral korrigierte Bestrahlungsstärke auf der Rückseite	25
8.3.9 Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene für Konzentrador-Systeme	25
8.3.10 Spektrale Bestrahlungsstärke für Konzentratorsysteme	26
8.3.11 Zirkumsolaranteil für Konzentratorsysteme	26
8.3.12 Satellitenfernerkundung der Bestrahlungsstärke	26
9 Umweltfaktoren	27
9.1 PV-Modultemperatur	27
9.2 Umgebungslufttemperatur	28
9.3 Windgeschwindigkeit und Windrichtung	28
9.4 Verschmutzungsverhältnis	29
9.5 Niederschlag	30

9.6	Schnee.....	30
9.7	Luftfeuchte.....	30
10	Nachführsystem.....	30
10.1	Einachsige Nachführeinrichtungen.....	30
10.2	Zweiachsige Nachführeinrichtungen für Systeme > 20x.....	30
10.2.1	Überwachung	30
10.2.2	Ausrichtung des Ausrichtungsfehlersensors	30
11	Elektrische Messungen	31
11.1	Messung auf der Wechselrichter-Ebene	31
11.2	Messung auf der Anlagenebene	31
12	Datenverarbeitung und Qualitätsprüfung	32
12.1	Tageslichtzeiten.....	32
12.2	Qualitätsprüfung	32
12.2.1	Entfernen ungültiger Ablesewerte	32
12.2.2	Behandlung fehlender Daten.....	32
13	Berechnete Parameter	33
13.1	Übersicht	33
13.2	Summenbildung.....	33
13.3	Bestrahlung	33
13.4	Elektrische Energie.....	34
13.4.1	Allgemeines	34
13.4.2	Ausgangsenergie (Gleichstrom).....	34
13.4.3	Ausgangsenergie (Wechselstrom)	34
13.5	Bemessungsleistung der Modulgruppe	34
13.5.1	Bemessungsleistung (Gleichstrom).....	34
13.5.2	Bemessungsleistung (Wechselstrom).....	34
13.6	Erträge	34
13.6.1	Allgemeines	34
13.6.2	Energieertrag der PV-Modulgruppe	35
13.6.3	Endgültiger Systemertrag.....	35
13.6.4	Referenzertrag.....	35
13.7	Ertragsverluste	35
13.7.1	Allgemeines	35
13.7.2	Einfangverlust der Modulgruppe	35
13.7.3	Systemperipherie-Verlust.....	35
13.8	Wirkungsgrade	35
13.8.1	Wirkungsgrad der Modulgruppe (Gleichstrom)	35
13.8.2	Wirkungsgrad des Systems (Wechselstrom)	36
13.8.3	Wirkungsgrad der Systemperipherie	36
14	Leistungsmetriken	36
14.1	Überblick.....	36
14.2	Summenbildung.....	37
14.3	Leistungsverhältnisse	37
14.3.1	Leistungsverhältnis.....	37
14.3.2	Leistungsverhältnisse mit Temperaturkorrektur	37
14.4	Leistungskennzahlen von doppelseitigen Systemen	39
14.4.1	Doppelseitiger Referenzertrag	39
14.4.2	Doppelseitiges Leistungsverhältnis	39

14.5	Leistungsindizes.....	40
15	Datenfilterung.....	40
15.1	Verwendung verfügbarer Daten.....	40
15.2	Datenfilterung nach besonderen Bedingungen.....	40
15.3	Verringerte Verfügbarkeit des Wechselrichters, des Netzes oder von Verbrauchern	40
	Anhang A (informativ) Abtastintervall	42
A.1	Allgemeine Betrachtungen	42
A.2	Zeitkonstanten.....	42
A.3	Aliasing-Fehler	42
A.4	Beispiel.....	42
	Anhang B (informativ) Auswahl und Befestigung von Temperaturmessfühlern an der Modulrückseite	44
B.1	Ziel.....	44
B.2	Auswahl des Messfühlers und des Werkstoffs	44
B.2.1	Optimale Messfühlertypen	44
B.2.2	Optimale Klebebänder	44
B.2.3	Cyanacrylatklebstoffe und Unversehrtheit der Modulrückseite.....	44
B.3	Verfahren zur Befestigung von Messfühlern.....	45
B.3.1	Dauerhafte Befestigung gegenüber vorübergehender Befestigung	45
B.3.2	Befestigungsstelle	45
B.3.3	Befestigung des Messfühlers.....	45
	Anhang C (normativ) Verschmutzungsmessung mit einem sauberen und verschmutzten PV-Referenzeinrichtungspaar	47
C.1	Überblick	47
C.2	Ausrüstung	47
C.3	Normierung.....	47
C.4	Messverfahren 1 – Verringerung der maximalen Leistung aufgrund von Verschmutzung.....	48
C.5	Messverfahren 2 – Verringerung des Kurzschlussstroms aufgrund von Verschmutzung	48
C.6	Ungleichmäßige Verschmutzung	48
C.7	Tagesmittelwert.....	49
C.8	Renormalisierung	49
	Anhang D (informativ) Derating-Faktoren	50
	Anhang E (normativ) Systeme mit örtlichen Verbrauchern, Energiespeichern oder Hilfsenergiequellen.....	51
E.1	Systemarten	51
E.2	Parameter und Gleichungen	52
	Literaturhinweise	62
Bilder		
	Bild 1-1 — Mögliche Elemente von PV-Systemen	7
	Bild 6-1 — Abtastungen, Aufzeichnungen und Berichte	15
	Bild B-1 — Befestigung des Messfühlers, dauerhaft.....	46
	Bild B-2 — Befestigung des Messfühlers, vorübergehend.....	46
	Bild B-3 — Zugentlastung des Messfühlerelemente-Drahtes	46
	Bild E.15-1 — Energiefluss zwischen möglichen Elementen verschiedener PV-Systemarten.....	51
Tabellen		
	Tabelle 1 — Anforderungen an die Abtast- und Aufzeichnungsintervalle.....	15
	Tabelle 2 — Messparameter und -anforderungen	17
	Tabelle 3 — Multiplikator, auf den in Tabelle 2 verwiesen wird	20
	Tabelle 4 — Anforderungen an Bestrahlungsstärke Sensoren	21

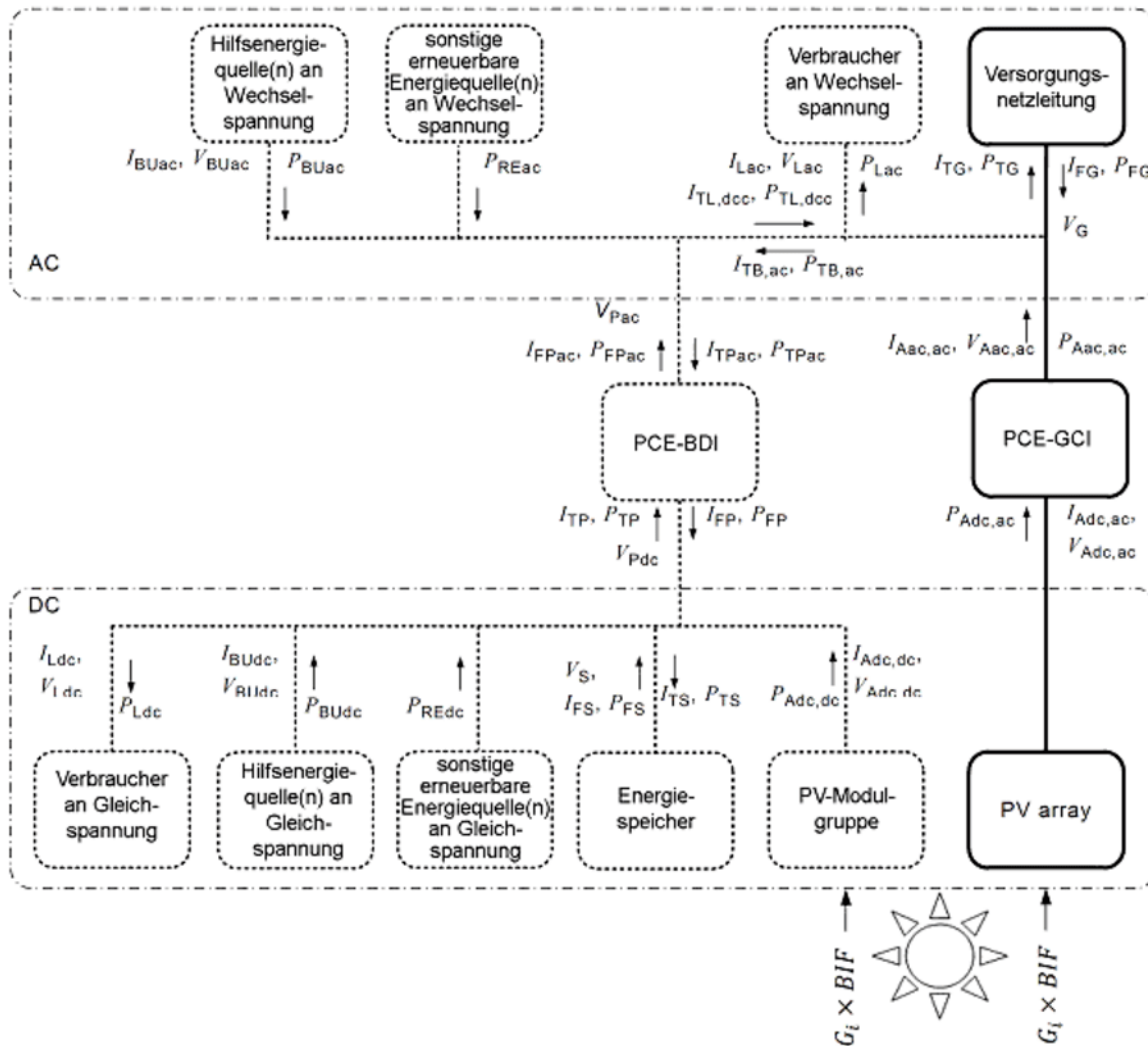
Tabelle 5 — Anforderungen an die elektrische Messung auf der Wechselrichter-Ebene.....	31
Tabelle 6 — Anforderungen an die Messung der elektrischen Leistung (Wechselspannung) auf Anlagenebene	31
Tabelle 7 — Berechnete Parameter	33
Tabelle 8 — Leistungsmetriken	36
Tabelle E.1 — Elemente der verschiedenen PV-Systemarten.....	52
Tabelle E.2 — Parameter und Gleichungen für verschiedene Systemarten.....	53

Einleitung

Diese Internationale Norm legt Klassen von Systemen zur Überwachung des Leistungsverhaltens photovoltaischer (PV-)Systeme fest und dient als Anleitung für verschiedene Wahlmöglichkeiten für Überwachungssysteme.

Bild 1-1 stellt mögliche Hauptelemente dar, die verschiedene Arten von PV-Systemen umfassen. Die PV-Modulgruppen dürfen sowohl Systeme mit feststehender Achse als auch Nachführsysteme und sowohl Flachkollektor- als auch Konzentrator-Systeme beinhalten. Elektronikbauteile auf Modulebene, sofern vorhanden, dürfen Bestandteil des Überwachungssystems sein.

Der Einfachheit halber sind die Hauptabschnitte dieser Norm für netzgekoppelte Anlagen ohne örtliche Verbraucher, Energiespeicherung oder Hilfsenergiequellen geschrieben, wie durch die fett gedruckten Linien in Bild 1-1 dargestellt. **Anhang E** enthält Einzelheiten für Systeme mit zusätzlichen Komponenten.



Legende: RNE: erneuerbare Energie; PCE: Stromaufbereitungsausrüstung; BDI: bidirektionaler Wechselrichter; GCI: netzgekoppelter Wechselrichter. Fett gedruckte Linien bezeichnen ein einfaches netzgekoppeltes System ohne örtliche Verbraucher, Energiespeicherung oder Hilfsenergiequellen.

Bild 1-1 — Mögliche Elemente von PV-Systemen

Die Ziele eines Systems zur Überwachung des Betriebsverhaltens sind verschieden und können Folgendes einschließen:

- Vergleich des Betriebsverhaltens eines PV-Systems mit den Konstruktionserwartungen und -garantien;
- Lokalisierung möglicher Störungen in einem PV-System;
- Erkennung von Entwicklungen des Betriebsverhaltens in einem einzelnen PV-System;

- Vergleich von PV-Systemen verschiedener Konfigurationen;
- Vergleich von PV-Systemen an verschiedenen Orten.

Diese verschiedenen Zwecke führen zu einer mannigfaltigen Reihe von Anforderungen, und unterschiedliche Sensoren und/oder Analyseverfahren können je nach dem festgelegten Ziel mehr oder weniger geeignet sein. Beispielsweise sollte der Schwerpunkt beim Vergleichen des Betriebsverhaltens mit den Konstruktionserwartungen und -garantien auf Daten der Systemebene und auf der Folgerichtigkeit zwischen Vorhersage und Prüfverfahren liegen, während zur Analyse von Entwicklungen des Betriebsverhaltens und zur Lokalisierung von Störungen möglicherweise eine größere Auflösung der Daten auf Unterebenen des Systems erforderlich ist und hier der Schwerpunkt mehr auf der Messung der Wiederholbarkeit und Korrelationsmetrik als auf der absoluten Genauigkeit liegt.

Das Überwachungssystem sollte an die Größe des PV-Systems und die Nutzeranforderungen angepasst werden. Im Allgemeinen sollten größere und kostenintensivere PV-Systeme mehr Überwachungspunkte und Sensoren höherer Genauigkeit aufweisen als kleinere und billigere PV-Systeme. Diese Norm legt zwei Klassen von Überwachungssystemen mit differenzierten Anforderungen fest, die für eine Reihe von Aufgaben geeignet sind.

Betriebsverhalten von Photovoltaik-Systemen – Teil 1: Überwachung

1 Anwendungsbereich

Diese Internationale Norm legt Ausrüstungen, Verfahren und Terminologie für die Überwachung des Betriebsverhaltens und die Analyse von photovoltaischen (PV-)Systemen fest. Sie behandelt Sensoren, den Einbau und die Genauigkeit für Überwachungseinrichtungen zusätzlich zur Datenerfassung gemessener Parameter und zu Qualitätsüberprüfungen, berechneten Parametern und Leistungsmetriken. Darüber hinaus dient sie als Grundlage für weitere Normen, die sich auf die erfassten Daten stützen.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

IEC 60050-131, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 131: Circuit theory*

IEC 60904-2, *Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices*

IEC 60904-1-2, *Photovoltaic devices – Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic devices*

IEC 60904-3, *Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*

IEC 60904-5, *Photovoltaic devices – Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method*

IEC 60904-7, *Photovoltaic devices – Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices*

IEC 60904-10, *Photovoltaic devices – Part 10: Methods of linearity measurement*

IEC 61836, *Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols*

IEC 61557-12, *Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. – Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures – Part 12: Performance measuring and monitoring devices (PMD)*

IEC 62053-21, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)*

IEC 62053-22, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S)*

IEC 62670-3, *Concentrator photovoltaic (CPV) performance testing – Part 3: Performance measurements and power rating*

IEC 62817:2014, *Photovoltaic systems – Design qualification of solar trackers*

ISO/IEC Guide 98-1, *Uncertainty of measurement – Part 1: Introduction to the expression of uncertainty in measurement*

ISO/IEC Guide 98-3, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995)*

ISO 9060, *Solar energy – Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation*

ISO 9488, *Solar energy – Vocabulary*

ISO 9846, *Solar energy – Calibration of a pyranometer using a pyrliometer*

ISO 9847, *Solar energy – Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer*

WMO No. 8, *Guide to meteorological instruments and methods of observation*

ASTM G183, *Standard Practice for Field Use of Pyranometers, Pyrliometers and UV Radiometers*

ASTM G138-12, *Standard Test Method for Calibration of a Spectroradiometer Using a Standard Source of Irradiance*

3 Begriffe

Diese Internationale Norm enthält nachfolgend Begriffe, die spezifisch für das Thema dieser Norm sind.

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die zusätzlichen Begriffe nach IEC 61836, ISO 9488, und IEC 60050-131, ausgenommen, sie werden durch Begriffe in diesem Dokument ersetzt.

ISO und IEC stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden Adressen bereit:

- IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <http://www.iso.org/obp>

3.1

Abtastung

von einem Sensor oder Messgerät erfasste Daten

3.2

Abtastintervall

Zeit zwischen Abtastungen

3.3

Aufzeichnung

in einem Datenprotokoll auf der Grundlage von erfassten Abtastungen aufgezeichnete und gespeicherte Daten

3.4

Aufzeichnungsintervall

τ

Zeit zwischen Aufzeichnungen

3.5

Bericht

kumulierter Wert auf der Grundlage einer Reihe von Aufzeichnungen

3.6

Berichtszeitraum

Zeit zwischen Berichten

3.7

Vorderseite

die Seite einer Oberfläche, die der Sonne zugewandt ist

3.8

Rückseite

die dem Boden zugewandte Seite einer Oberfläche

3.9

einseitige PV-Einrichtung

bei einer einseitigen PV-Einrichtung wird nur die Vorderseite (oder Sonnenseite) des PV-Moduls zur Stromerzeugung verwendet

3.10

doppelseitige PV-Einrichtung

bei einer doppelseitigen PV-Einrichtung werden beide Flächen des PV-Moduls (Vorder- und Rückseite) zur Stromerzeugung genutzt.

3.11

Bifazialität

wenn es nicht anders angegeben ist, bezeichnet die Bifazialität das Verhältnis zwischen den I-U-Hauptkennlinien der Rückseite und der Vorderseite einer doppelseitigen PV-Einrichtung gewöhnlich bei Normprüfbedingungen (STC, en: Standard Test Conditions). Sie wird in Form von Bifazialitätskoeffizienten angegeben als Bifazialitätskoeffizient des Kurzschlussstromes ϕ_{Isc} , als Bifazialitätskoeffizient der Leerlaufspannung ϕ_{Voc} und als Bifazialitätskoeffizient der größten Leistung ϕ_{Pmax}

3.12

Bestrahlungsstärke

G

einfallender Fluss an Strahlungsleistung je Flächeneinheit

Anmerkung 1 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

3.13

Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene

G_i oder POA

Summe aus direkter, diffuser und vom Boden reflektierter Bestrahlungsstärke, die auf die Vorderseite einer geneigten Fläche parallel zur Ebene der Module in der PV-Modulgruppe einfallen, auch bekannt als Bestrahlungsstärke in der Ebene der PV-Modulgruppe (POA, en: plane-of-array irradiance)

Anmerkung 1 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

3.14

horizontale Albedo

ρ_H

Verhältnis der auf eine horizontale Ebene von unten einfallenden Bestrahlungsstärke nach Reflexion durch eine Bodenoberfläche zu der von oben auf dieselbe Ebene einfallenden Bestrahlungsstärke. Es ist eine dimensionslose Größe auf einer Skala von 0 bis 1

3.15

Bestrahlungsstärkeverhältnis auf der Rückseite der gleichen Ebene

ρ_i

Verhältnis der auf die Rückseite der PV-Modulgruppe einfallenden Bestrahlungsstärke zur auf die Vorderseite einer geneigten Fläche parallel zur Ebene der PV-Modulgruppe einfallenden Bestrahlungsstärke. Es ist eine dimensionslose Größe, kann jedoch einen Wert von 1 überschreiten, da neben reflektiertem Licht auch diffuse und direkte Komponenten der solaren Ressource auf der Rückseite der Ebene der PV-Modulgruppe gemessen werden

3.16

spektral korrigiertes Bestrahlungsverhältnis auf der Rückseite der Ebene

ρ_i^{SP}

Rückstrahlungsverhältnis in der Ebene nach 3.15, wenn beide Bestrahlungsstärken mit einer spektral angepassten Referenzeinrichtung oder unter Anwendung von Spektralkorrekturfaktoren ähnlich IEC 60904-7 gemessen werden

3.17

spektral angepasste Referenzeinrichtung

eine Referenzeinrichtung (z. B. eine PV-Zelle oder ein PV-Modul) mit spektralen Ansprechcharakteristiken, die denen der PV-Module in der PV-Modulgruppe ausreichend nahe kommen, so dass die spektralen Fehler unter dem typischen Bereich der einfallenden Spektren akzeptabel klein sind

3.18

Bestrahlungsstärke auf der Rückseite der gleichen Ebene

G_i^{rear} oder POA^{rear}

Summe aus direkter, diffuser und vom Boden reflektierter Bestrahlungsstärke auf der Rückseite, die auf eine geneigte Fläche parallel zur Ebene der Module in der PV-Modulgruppe einfallen, auch bekannt als Bestrahlungsstärke in der Ebene auf der Rückseite der PV-Modulgruppe (en: plane-of-array (POA)^{rear} irradiance)

Anmerkung 1 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

Anmerkung 2 zum Begriff: (bei Messung über das Verhältnis der rückseitigen Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene):

$$G_i^{\text{rear}} = \rho_i \times G_i \text{ ODER } G_{i,SP}^{\text{rear}} = \rho_i^{SP} \times G_i$$

3.19

doppelseitiger Bestrahlungsstärkefaktor

BIF

ein dimensionsloser Faktor, der direkt mit der vorderen Bestrahlungsstärke in der Ebene (G_i) multipliziert werden kann, um die „effektive“ Bestrahlungsstärke zu berechnen, die eine doppelseitige Einrichtung sowohl von der Vorder- als auch von der Rückseite zusammen erreicht

Anmerkung 1 zum Begriff: Anmerkung 1 zum Begriff: $BIF = (1 + \varphi_{Pmax} \times \rho_i)$ ODER $BIF^{SP} = (1 + \varphi_{Pmax} \times \rho_i^{SP})$

E DIN EN IEC 61724-1 (VDE 0126-25-1):2021-03

Anmerkung 2 zum Begriff: Die POA-Bestrahlungsstärke auf der Rückseite kann gleichzeitig mit der POA-Bestrahlungsstärke auf der Rückseite unter Verwendung einer doppelseitigen Referenzzelle gemessen werden. In diesem Fall $BIF = G_{l, Ref}^{BIF} \div G_l$ wird vorausgesetzt, dass die POA-Bestrahlungsstärke an der Vorderseite mit derselben Messeinrichtung wie die doppelseitige Referenzzelle gemessen wird, um die Einheitlichkeit der BIF-Berechnung sicherzustellen.

3.20

globale horizontale Bestrahlungsstärke

GHI

direkte Bestrahlungsstärke zuzüglich der diffusen Bestrahlungsstärke, die auf die Vorderseite einer horizontalen Fläche einfallen

Anmerkung 1 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $W \cdot m^{-2}$.

3.21

zirkumsolar

Bereich, der die Sonnenscheibe unmittelbar umgibt

3.22

direkte senkrechte Bestrahlungsstärke

DNI

Bestrahlungsstärke, die von der Sonnenscheibe und dem Zirkumsolarbereich des Himmels innerhalb eines gegenüberliegenden vollen Winkels von 5° ausgeht und auf eine Ebene senkrecht zu den Sonnenstrahlen fällt

Anmerkung 1 zum Begriff: Einige DNI-Messgeräte haben ein Sichtfeld mit einem gegenüberliegenden vollen Winkel von bis zu 6° .

Anmerkung 2 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $W \cdot m^{-2}$.

3.23

Zirkumsolaranteil

CSR

Anteil der gemessenen direkten senkrechten Bestrahlungsstärke (*DNI*), die vom Zirkumsolarbereich des Himmels ausgeht, d. h. innerhalb der Winkelakzeptanz des *DNI*-Sensors, aber außerhalb der Sonnenscheibe

3.24

diffuse horizontale Bestrahlungsstärke

G_d oder *DHI*

globale Bestrahlungsstärke auf die Vorderseite einer horizontalen Fläche, ausgenommen der Anteil, der von der Sonnenscheibe und vom Zirkumsolarbereich des Himmels innerhalb eines gegenüberliegenden vollen Winkels von 5° ausgeht

Anmerkung 1 zum Begriff: Einige Messgeräte für die diffuse Bestrahlungsstärke schließen einen Zirkumsolarbereich innerhalb eines gegenüberliegenden vollen Winkels von bis zu 6° aus.

Anmerkung 2 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $W \cdot m^{-2}$.

3.25

direkte Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene

$G_{l,b}$

Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene, die auf die Vorderseite einer geneigten Oberfläche parallel zur Ebene der Module in der PV-Modulgruppe fällt und die von der Sonnenscheibe und vom Zirkumsolarbereich des Himmels in einem begrenzten Winkel von 5° ausgeht, ohne Streuung und Reflexionen

Anmerkung 1 zum Begriff: Die direkte Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene $G_{l,b} = \cos(\theta) \times DNI$, wobei θ der Winkel zwischen der Sonne und der Senkrechten zur Ebene ist. Wenn die Ebene der PV-Modulgruppe senkrecht zur Sonne liegt, ist $G_{l,b} = DNI$.

Anmerkung 2 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $W \cdot m^{-2}$.

3.26

Bestrahlung

H

über ein festgelegtes Zeitintervall integrierte Bestrahlungsstärke

Anmerkung 1 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $kWh \cdot m^{-2}$.

3.27

Normprüfbedingungen

STC

Referenzwerte der Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene auf der Vorderseite ($1\,000\text{ W m}^{-2}$), der Sperrschichttemperatur der PV-Zelle (25 °C) und der in IEC 60904-3 festgelegten spektralen Verteilung der Referenzbestrahlungsstärke

3.28

Verschmutzungsverhältnis

SR

Verhältnis der tatsächlichen Leistungsabgabe der PV-Modulgruppe unter vorgegebenen Verschmutzungsbedingungen zur Leistung, die zu erwarten wäre, wenn die PV-Modulgruppe sauber und ohne Verschmutzungen wäre

3.29

Verschmutzungsgrad

SL (en: *equipment under test*)

Anteil des Leistungsverlustes aufgrund von Verschmutzungen, gegeben durch $1 - SR$

3.30

Verschmutzungsrate

Geschwindigkeit der Änderung des Verschmutzungsgrads, üblicherweise angegeben in Prozent je Tag

3.31

Wirkleistung

P

unter periodischen Bedingungen über einen Zeitraum von einer Periode genommener Mittelwert des Produktes der Momentanwerte von Stromstärke und Spannung

Anmerkung 1 zum Begriff: Unter sinusförmigen Bedingungen ist die Wirkleistung der reale Teil der komplexen Leistung.

Anmerkung 2 zum Begriff: Angegeben in der Einheit W.

3.32

Scheinleistung

S

Produkt aus dem Effektivwert der Spannung zwischen den Polen eines zweipoligen Elements oder Zweipols und dem Effektivwert der elektrischen Stromstärke in dem Element oder dem Zweipol

Anmerkung 1 zum Begriff: Unter sinusförmigen Bedingungen ist die Scheinleistung der Betrag der komplexen Leistung.

Anmerkung 2 zum Begriff: Angegeben in der Einheit VA.

3.33

Leistungsfaktor

λ

unter periodischen Bedingungen Verhältnis des Absolutwertes der Wirkleistung P zur Scheinleistung S

$$\lambda = \frac{|P|}{S}$$

4 Klassifizierung von Überwachungssystemen

Diese Norm legt zwei Klassen von Überwachungssystemen fest, Klasse A und Klasse B.

Klasse A ist für große PV-Systeme wie z. B. Großanlagen von Versorgungsunternehmen oder große gewerbliche Anlagen vorgesehen.

Klasse B ist für kleinere Systeme wie Aufdachanlagen oder kleine bis mittelgroße gewerbliche Anlagen vorgesehen.

Anwender dieser Norm dürfen unabhängig von der Größe des PV-Systems die für ihre Anwendung am besten geeignete Klassifizierung festlegen.

Die Klassifizierung des Überwachungssystems muss in allen Konformitätserklärungen nach dieser Norm angegeben werden.

In der gesamten vorliegenden Norm sind einige Anforderungen als für eine bestimmte Klasse gültig gekennzeichnet. Ist keine diesbezügliche Kennzeichnung angegeben, gelten die Anforderungen für beide Klassen.

5 Allgemeines

5.1 Messgenauigkeit und Messunsicherheit

Die Messgenauigkeit bezieht sich auf Wiederholbarkeit und Auflösung, welche die in der IEC-Electropedia definierten Bedeutungen haben.

Die Messunsicherheit bezieht sich auf die Genauigkeit und hat ansonsten die in der IEC Electropedia definierte Bedeutung.

Messunsicherheiten können wie in ISO/IEC-Guide 98-1 und ISO/IEC-Guide 98-3 beschrieben berechnet werden.

Wenn in dieser Norm Anforderungen an Messunsicherheiten angegeben sind, beziehen sie sich auf kombinierte Unsicherheiten der Messsensoren und der gesamten Signalauswerteelektronik.

5.2 Kalibrierung

Eine erneute Kalibrierung von Sensoren und Signalauswerteelektronik ist nach den Anforderungen des Herstellers oder, falls in dieser Norm festgelegt, in kürzeren Abständen durchzuführen.

Es wird empfohlen, regelmäßige Gegenprüfungen jedes Sensors im Vergleich zu Schwestersensoren oder Referenzeinrichtungen durchzuführen, um Sensoren festzustellen, die außerhalb der Kalibrierung liegen.

5.3 Mehrfach vorhandene Elemente

In Abhängigkeit von der Größe des Systems und den Anforderungen der Nutzer darf das Überwachungssystem eine Redundanz von Sensoren beinhalten und/oder mehrfach vorhandene Sensorelemente für verschiedene Komponenten oder Unterabschnitte des PV-Gesamtsystems umfassen. Entsprechend dürfen die in dieser Norm festgelegten gemessenen und berechneten Parameter jeweils bezogen auf einen Unterabschnitt oder eine Unterkomponente des PV-Systems mehrfach vorkommen.

5.4 Leistungsaufnahme

Die parasitäre Leistung, die von Systemen verbraucht wird, die für den Betrieb der PV-Anlage erforderlich sind, darf nicht als von der Anlage bereitgestellte Last betrachtet werden.

5.5 Dokumentation

Einzelheiten zu allen Komponenten des Überwachungssystems müssen dokumentiert werden. Alle Systemüberprüfungen und -wartungen, einschließlich der Reinigung, müssen dokumentiert werden.

5.6 Überprüfung

Das Überwachungssystem sollte mindestens jährlich und vorzugsweise in kürzeren Abständen überprüft werden. Bei der Überprüfung sollte nach Beschädigungen, Verschleiß oder Unterbrechungen an Sensoren bzw. Gehäusen, nach Verschmutzung an oder Verschiebung von optischen Sensoren, lockeren Drahtverbindungen, einem Ablösen von Temperaturmessfühlern, nach einem Verspröden von Befestigungsmitteln und sonstigen möglichen Problemen gesucht werden.

6 Zeitvorgaben und Auswertung der Datenerfassung

6.1 Abtastungen, Aufzeichnungen und Berichte

Eine Abtastung ist festgelegt als Daten, die von einem Sensor oder einem Messgerät erfasst werden, und das Abtastintervall ist die Zeit zwischen den Abtastungen. Abtastungen brauchen nicht dauerhaft gespeichert zu werden.

Eine Aufzeichnung ist festgelegt als Daten, die in ein Datenprotokoll zur Datenspeicherung auf der Grundlage der erfassten Abtastungen eingegeben werden, und das Aufzeichnungsintervall, das in diesem Dokument mit τ bezeichnet wird, ist die Zeit zwischen den Aufzeichnungen. Das Aufzeichnungsintervall sollte ein

ganzzahliges Vielfaches des Abtastintervalls sein, und eine ganzzahlige Anzahl von Aufzeichnungsintervallen sollte in 1 h passen.

Der aufgezeichnete Parameterwert für jede Aufzeichnung ist der Mittelwert, Höchstwert, Mindestwert, die Summe oder eine sonstige Funktion der Abtastungen, die während des Aufzeichnungsintervalls erfasst wurden, wie jeweils für die Messgröße angemessen. Die Aufzeichnung kann auch ergänzende Daten einschließen, wie z. B. zusätzliche statistische Angaben zu den Abtastungen, die Anzahl fehlender Datenpunkte, Fehlercodes, Transienten und/oder sonstige Daten, die von speziellem Interesse sind. (Hinsichtlich der Aufzeichnungen von Wind-Daten, siehe Angaben in [Abschnitt 9.3](#).)

Ein Bericht ist als Gesamtwert festgelegt, der mehrere Aufzeichnungsintervalle abdeckt, und der Berichtszeitraum ist die Zeit zwischen den Berichten. Üblicherweise werden als Berichtszeitraum Tage, Wochen, Monate oder Jahre gewählt.

Bild 6-1 stellt die Beziehungen zwischen Abtastungen, Aufzeichnungen und Berichten dar.

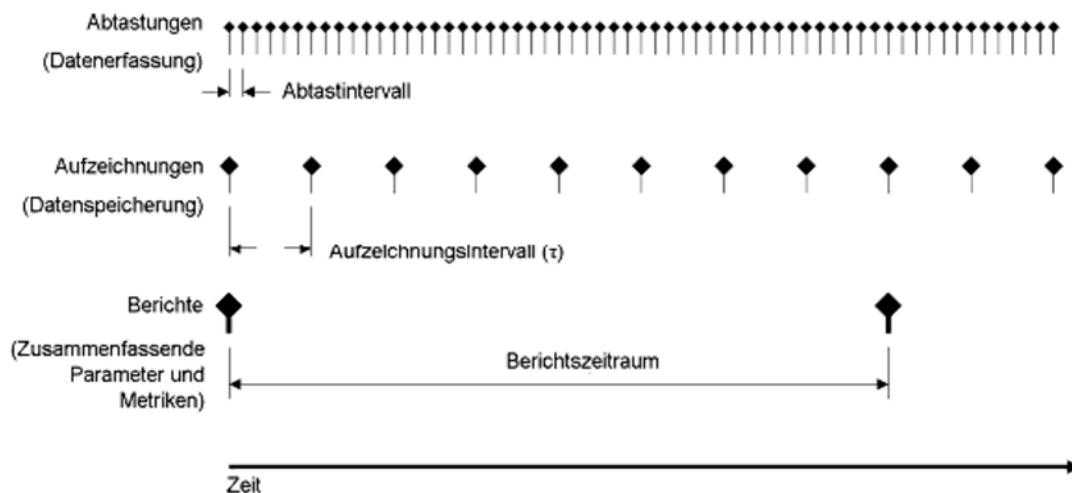


Bild 6-1 — Abtastungen, Aufzeichnungen und Berichte

Tabelle 1 führt die Höchstwerte für die Abtastintervalle und Aufzeichnungsintervalle auf. Weitere Betrachtungen in Bezug auf das Abtastintervall werden in [Anhang A](#) behandelt.

Die angegebenen Anforderungen an Abtast- und Aufzeichnungsintervalle gelten für Bodenmessungen vor Ort. Für die satellitengestützte Messung der Bestrahlungsstärke können längere Intervalle von bis zu 1 h verwendet werden. (Ein am Boden befindliches Messgerät erfordert häufige Abtastungen, um den richtigen Mittelwert über ein Aufzeichnungsintervall bilden zu können, z. B. bei teils wolkigen Bedingungen, während bei der satellitengestützten Abschätzung derselbe Mittelwert aus einem einzigen Bild über einen längeren Zeitraum abgeleitet werden kann.)

Tabelle 1 — Anforderungen an die Abtast- und Aufzeichnungsintervalle

	Klasse A Hohe Genauigkeit	Klasse B Mittlere Genauigkeit
Größtes Abtastintervall Für Bestrahlungsstärke, Temperatur, Wind und elektrische Leistung	5 s	1 min
Größtes Aufzeichnungsintervall	1 min	15 min

6.2 Zeitstempel

Jede Aufzeichnung und jeder Bericht müssen einen Zeitstempel enthalten.

Die Zeitstempeldaten müssen das Datum und den Zeitpunkt enthalten, die dem Beginn oder Ende des Aufzeichnungsintervalls oder des Berichtszeitraums entsprechen, und die Wahl muss angegeben werden.

Die Zeit sollte sich entweder auf die örtliche Standardzeit (nicht Sommerzeit) oder auf die Weltzeit beziehen, um durch Winter-/Sommerzeit bedingte Änderungen zu vermeiden, und die Wahl der Zeit muss angegeben werden.

Mitternacht muss als Beginn eines neuen Tages behandelt und als 00:00 angegeben werden.

Wenn mehrere Messdatensammler beteiligt sind, die jeweils unabhängig voneinander Zeitstempel anwenden, sollten die Uhren der Messdatensammler synchronisiert werden, vorzugsweise durch einen automatischen Mechanismus wie z. B. globales Positionsbestimmungssystem (GPS) oder Network Time Protocol (NTP).

7 Erforderliche Messungen

In [Tabelle 2](#) sind die in dieser Norm festgelegten Messparameter und eine Zusammenfassung der Messanforderungen aufgeführt.

Zur Anleitung des Nutzers ist in [Tabelle 2](#) der Zweck jedes Überwachungsparameters angegeben. Mehr Einzelheiten und zusätzliche Anforderungen werden in den nachfolgenden in Bezug genommenen Abschnitten zur Verfügung gestellt.

Ein Häkchen (✓) in [Tabelle 2](#) weist auf einen geforderten Parameter hin, der vor Ort zu messen ist, was gegebenenfalls durch spezielle Anmerkungen eingeschränkt wird.

Das Symbol „R“ in [Tabelle 2](#) kennzeichnet einen Parameter, der auf der Grundlage entfernter meteorologischer Daten oder Satellitendaten bestimmt und nicht vor Ort gemessen werden kann.

In [Tabelle 2](#) ist die Mindestanzahl der vor Ort befindlichen Sensoren aufgeführt, sofern erforderlich. In vielen Fällen wird dies als Vorfaktor multipliziert mit einem Multiplikator aus [Tabelle 3](#) angezeigt. Ist keine Anzahl angegeben, ist nur ein Sensor erforderlich, wenngleich redundante Sensoren üblicherweise anzuraten sind.

Wenn mehrere Sensoren erforderlich sind, müssen diese an repräsentativen Standorten über die PV-Anlage verteilt oder sofern dies festgelegt ist, an den in der Tabelle angegebenen Überwachungsstellen angeordnet werden. Wenn die Anlage mehrere Abschnitte enthält, die unterschiedliche Arten von PV-Technik aufweisen oder sich hinsichtlich der örtlichen Geografie beträchtlich unterscheiden bzw. andere Betriebsmerkmale aufweisen, muss mindestens ein Sensor in jedem Abschnitt angeordnet werden, wobei gegebenenfalls zusätzliche Sensoren hinzugefügt werden müssen, um diese Anforderung zu erfüllen.

Leere Zellen in [Tabelle 2](#) geben freigestellte Parameter an, die für besondere Systemanforderungen oder zur Erfüllung von Projektspezifikationen gewählt werden dürfen.

Tabelle 2 — Messparameter und -anforderungen

Parameter	Symbol	Einheiten	Überwachungszweck	System-Klasse A		System-Klasse B	
				Gefordert?	Mindestanzahl der Sensoren	Gefordert?	Mindestanzahl der Sensoren
Bestrahlungsstärke (siehe Abschnitt 8)							
Globale horizontale Bestrahlungsstärke	G_{HI}	$W \cdot m^{-2}$	solare Ressource, Verbindung zu historischen und zu Satellitendaten	✓	1 × Tabelle 3	✓ oder R	
Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene (POA)	G_i	$W \cdot m^{-2}$	solare Ressource	✓	1 × Tabelle 3	✓	
horizontale Albedo	ρ_H	Einheitslos	solare Ressource, Rückseite	✓ für doppelseitig, Variante 1	1 × Tabelle 3		
Bestrahlungsstärke auf der Rückseite der gleichen Ebene (POA)	G_i^{rear}	$W \cdot m^{-2}$		✓ für doppelseitig, Variante 2	3 × Tabelle 3		
spektral korrigierte Bestrahlungsstärke auf der Rückseite der gleichen Ebene	$G_{i,sp}^{rear}$	$W \cdot m^{-2}$					
Direkte senkrechte Bestrahlungsstärke	DNI (en: <i>equipment under test</i>)	$W \cdot m^{-2}$	solare Ressource	✓ für CPV	1 × Tabelle 3		
Diffuse Bestrahlungsstärke	G_d	$W \cdot m^{-2}$		✓ für CPV mit < 20 x Konzentration für doppelseitig, Variante 1 (wahlfrei)	1 × Tabelle 3		

Parameter	Symbol	Einheiten	Überwachungszweck	System-Klasse A		System-Klasse B	
				Gefordert?	Mindestanzahl der Sensoren	Gefordert?	Mindestanzahl der Sensoren
Zirkumsolaranteil	<i>CSR (en: equipment under test)</i>						
Umweltfaktoren (siehe Abschnitt 9)							
PV-Modultemperatur	T_{mod}	°C	Ermittlung von temperaturbezogenen Verlusten	✓	3 × Tabelle 3	✓	
Umgebungs-lufttemperatur	T_{amb}	°C	Verbindung zu historischen Daten und Abschätzung von PV-Temperaturen	✓	1 × Tabelle 3	✓ oder R	
Windgeschwindigkeit		m·s ⁻¹	Abschätzung von PV-Temperaturen	✓	1 × Tabelle 3	✓ oder R	
Windrichtung		Grad		✓	1 × Tabelle 3		
Verschmutzungs-verhältnis	<i>SR (en: equipment under test)</i>		Ermittlung von Verlusten durch Verschmutzung	✓ falls Verschmutzungs-verluste von > 2 % zu erwarten sind	1 × Tabelle 3		
Niederschlag		cm	Abschätzung von Verschmutzungsverlusten	✓	1 × Tabelle 3		
Schnee			Abschätzung von Verlusten durch Schnee				
Luftfeuchte			Abschätzung von spektralen Abweichungen				
Nachführsystem (siehe Abschnitt 10)							

Parameter	Symbol	Einheiten	Überwachungszweck	System-Klasse A		System-Klasse B	
				Gefordert?	Mindestanzahl der Sensoren	Gefordert?	Mindestanzahl der Sensoren
Neigungswinkel eines einachsigen Nachführsystems	ϕ_T	Grad	Fehlererkennung bei einem Nachführsystem, einachsig	✓ für einachsiges Nachführsystem	1 × Tabelle 3		
Zweiachsige Nachführeinrichtung, Fehler im Primärwinkel	$\Delta\phi_1$	Grad	Fehlererkennung bei einem Nachführsystem, zweiachsig	✓ für CPV mit > 20x Konzentration	1 × Tabelle 3		
Zweiachsige Nachführeinrichtung, Fehler im Sekundärwinkel	$\Delta\phi_2$	Grad		✓ für CPV mit > 20x Konzentration	1 × Tabelle 3		
Elektrische Leistung (siehe Abschnitt 11)							
Spannung der PV-Modulgruppe (Gleichstrom)	V_A	V	Energieertrag, Diagnose und Fehlerlokalisierung	✓	an jedem Wechselrichter (wahlweise an jedem Generatoranschlusskasten oder jedem Strang)	✓	an jedem Wechselrichter (wahlweise an jedem Generatoranschlusskasten oder jedem Strang)
Stromstärke der PV-Modulgruppe (Gleichstrom)	I_A	A		✓		✓	
Leistung der PV-Modulgruppe (Gleichstrom)	P_A	kW		✓		✓	
Ausgangsspannung (Wechselspannung)	V_{out}	V	Energieertrag	✓	an jedem Wechselrichter und auf Systemebene	✓	an jedem Wechselrichter und auf Systemebene
Ausgangsstromstärke (Wechselspannung)	I_{out}	A		✓		✓	
Ausgangsleistung (Wechselspannung)	P_{out}	kW		✓		✓	

Parameter	Symbol	Einheiten	Überwachungszweck	System-Klasse A		System-Klasse B	
				Gefordert?	Mindestanzahl der Sensoren	Gefordert?	Mindestanzahl der Sensoren
Ausgangsenergie	E_{out}	kWh		✓		✓	
Ausgangsleistungs-faktor	λ		Übereinstimmung mit der Nachfrage des Versorgungsnetzes	✓	an jedem Wechselrichter und auf Systemebene		
Verringerter Verbraucher-Bedarf			Ermittlung der Übereinstimmung mit der Nachfrage des Versorgungsnetzes oder der Verbraucher und der Auswirkung auf das Betriebsverhalten des PV-Systems	falls anwendbar	auf Systemebene		
Ausgangsleistungs-faktorbedarf des Systems	λ_{req}			falls anwendbar	auf Systemebene		

Tabelle 3 — Multiplikator, auf den in [Tabelle 2](#) verwiesen wird

Systemgröße (Wechselspannung)	Multiplikator
< 40 MW	2
≥ 40 MW bis < 100 MW	3
≥ 100 MW bis < 300 MW	4
≥ 300 MW bis < 500 MW	5
≥ 500 MW bis < 700 MW	6

8 Bestrahlungsstärke

8.1 Sensortypen

Es gibt verschiedene Ansätze zur bodengestützten Messung der Bestrahlungsstärke vor Ort, darunter:

- Messen breitbandiger hemisphärischer Bestrahlungsstärke, ohne Rücksicht auf Spektral- oder Winkelverteilung. Derartige Messgeräte werden als Pyranometer bezeichnet.
- Messen der „angepassten“ Bestrahlungsstärke, die dem PV-nutzbaren Anteil der einfallenden Spektral- und Winkelverteilung entspricht. Dazu werden PV-Referenzeinrichtungen (Referenzzellen und -module) verwendet.
- Messen der spektralen Bestrahlungsstärke, aus der sowohl die breitbandige als auch die angepasste Bestrahlungsstärke bestimmt werden kann.

Die Bestrahlungsstärke kann auch aus Fernmessungen unter Verwendung von Satelliten als Ergänzung oder Ersatz (wenn nach [Tabelle 2](#) zulässig) für bodengestützte Vor-Ort-Messungen bestimmt werden. Siehe 8.3.12.

Messungen von jedem Ansatz können unter Verwendung geeigneter Modelle mit einer gewissen Unsicherheit auf eines der anderen Modelle übertragen werden.

8.2 Allgemeine Anforderungen

8.2.1 Überblick

Dieser Abschnitt 8.2 enthält allgemeine Anforderungen, die für die Mehrzahl der Messungen der Bestrahlungsstärke vor Ort gelten. Nachfolgende Abschnitte zu bestimmten Arten der Bestrahlungsstärkemessung können andere und/oder zusätzliche Anforderungen enthalten.

8.2.2 Sensoranforderungen

Sensoren müssen je nach Sensortyp die Anforderungen nach Tabelle 4 erfüllen.

Tabelle 4 — Anforderungen an Bestrahlungsstärkesensoren

Sensortyp	System-Klasse A	System-Klasse B
Alle	Kalibrierunsicherheit $\leq 2 \%$ Bereich bis zu $1\,500\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ Auflösung $\leq 1\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\text{ m}$	Kalibrierunsicherheit $\leq 3 \%$ Bereich bis zu $1\,500\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ Auflösung $\leq 1\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\text{ m}$
Pyranometer	Vorderseite: Klasse A nach ISO 9060, spektral flach Rückseite: Klasse C oder besser nach ISO 9060	Klasse C oder besser nach ISO 9060
PV-Referenzzelle oder -modul	Arbeits-Referenzeinrichtung nach IEC 60904-2	Arbeits-Referenzeinrichtung nach IEC 60904-2
Spektral auflösender Sensor	Klasse A nach ISO 9060, Spektralkanäle unabhängig kalibriert	Klasse C oder besser nach ISO 9060, Spektralkanäle unabhängig kalibriert

8.2.3 Lage der Sensoren

8.2.3.1 Vorderseite

Die Lage der Sensoren für die Messung der primären Bestrahlungsstärke der Vorderseite, einschließlich der GHI- und der Sensoren in der Ebene der Modulgruppe, muss so gewählt werden, dass diese repräsentativ ist und Verschattungsbedingungen möglichst von Sonnenauf- bis Sonnenuntergang vermieden werden. Wenn es innerhalb einer halben Stunde nach Sonnenaufgang oder vor Sonnenuntergang an den Bestrahlungsstärkesensoren auf der Vorderseite zur Verschattung kommt, muss dies dokumentiert werden.

Sensoren für die Messung der sekundären Bestrahlungsstärke auf der Vorderseite dürfen an Stellen angeordnet sein, die vorübergehend durch angrenzende Modulreihen verschattet werden, z. B. während des

„Backtracking“ eines Nachführsystems, um diesen Verschattungseffekt zu überwachen, für die Leistungsmetrik sind jedoch stets nicht verschattete Sensoren zu verwenden, wenn nicht ausdrücklich etwas anderes angegeben ist.

Zur Messung der Bestrahlungsstärke auf der Vorderseite in der Ebene der Modulgruppe müssen die Bestrahlungsstärkesensoren auf der Vorderseite bei Systemen mit fester Neigung oder bei Nachführsystemen unter demselben Neigungswinkel wie die Module, entweder direkt auf dem Modulträger oder auf einem Auslegerarm, der unter demselben Neigungswinkel wie die Module gehalten wird, angeordnet werden, um Verschattungen und Reflexionen vollständig zu vermeiden.

8.2.3.2 Rückseite

Die Lage der Sensoren für die Bestrahlungsstärke auf der Rückseite und/oder die Sensoren für das Bestrahlungsstärkeverhältnis auf der Rückseite der gleichen Ebene sollten so gewählt werden, dass sie ein Sichtfeld aufweisen, das für die Bedingungen auf der Rückseite im größten Teil der Modulgruppe repräsentativ ist, während die Schattierung der Module minimiert wird. Wenn die erwartete Bodenoberfläche am Standort unterschiedlich ist, wird eine geeignete Anzahl von Sensoren sowie ein Abtastverfahren verwendet, um die Schwankungen zu erfassen. Die Sensoren sollten auch so platziert werden, dass sie die Bestrahlungsstärke auf der Rückseite, ohne Beeinträchtigung durch die lokale Umgebung erfassen, mit Ausnahme einer repräsentativen Verschattung durch nahegelegene Teile der PV-Modulgruppe. Die Sensoren sollten auch unter Verwendung von Balken- oder Schienenstützstrukturen im gleichen Neigungswinkel wie die Module direkt auf dem Modulträger platziert und so positioniert werden, dass sie nicht durch Auswirkungen in der Endreihe bzw. andere lokale Schattierungen oder verstärkte Beleuchtungsphänomene beeinträchtigt werden.

Ein besonderes Problem bei Sensoren für die Bestrahlungsstärke und Sensoren für das Bestrahlungsverhältnis auf der Rückseite der gleichen Ebene ist die Ungleichmäßigkeit der Bestrahlungsstärke, die auf der Rückseite der Moduloberfläche von Kante zu Kante auftritt. Aus diesem Grund wird empfohlen, mehrere Sensoren entlang der Rückseite der Trägerstruktur anzubringen, die das ungleichmäßige Bestrahlungsprofil zu jeder Tageszeit verfolgen und messen können. Dies sollte geschehen, damit: 1) die Ungleichmäßigkeit der Bestrahlungsstärke auf der Rückseite direkt quantifiziert werden kann und 2) ein effektiver Mittelwert der Bestrahlungsstärke auf der Rückseite zur Einbringung in die ausgewählten Leistungsgleichungen berechnet werden kann.

ANMERKUNG Die gemessene Bestrahlungsstärke kann je nach Position des Sensors unterschiedlich sein, insbesondere bei Messungen des POA-Sensors auf der Rückseite. Wenn der Sensor beispielsweise unter einer Reihe von Modulen angeordnet wird, kann er einen anderen Ablesewert zeigen, als wenn er oberhalb der Modulreihe angebracht wird, da ein Beitrag zur Bestrahlungsstärke in einer geeigneten Ebene von den Merkmalen am Boden oder in Bodennähe herrührt.

8.2.3.3 Horizontale Albedo

Die Lage der horizontalen Albedo-Sensoren sollte so gewählt werden, dass sie für die Albedo am Standort repräsentativ sind. Die Sensoren sollten in einer Mindesthöhe von 1,5 m angebracht werden, um einen ausreichenden Bereich der vom Boden reflektierten Bestrahlungsstärke zu ermöglichen, wobei sie nicht durch Vegetation oder nahegelegene Strukturen, einschließlich der Module und der Modulträgerstruktur, abgeschattet werden sollten. Die Verschattung durch das Albedo-Messgerät und seine Tragstruktur sollte minimiert werden. Wenn die erwartete Bodenoberfläche am Standort unterschiedlich ist, wird eine geeignete Anzahl von Sensoren sowie ein Abtastverfahren verwendet, um die Schwankungen zu erfassen.

8.2.4 Neukalibrierung

Die Neukalibrierung der Sensoren muss so durchgeführt werden, dass Ausfallzeiten und Sensorausfälle minimiert werden, um eine Unterbrechung der Überwachung zu verhindern. Effektive Methoden können unter anderem sein:

- Austausch installierter Sensoren gegen neue oder neu kalibrierte Einheiten
- Neukalibrierung der Sensoren vor Ort, sofern möglich
- Bereitstellung redundanter Sensoren, damit einzelne Sensoren zur Neukalibrierung im Labor geschickt werden können

Bei Systemen der Klasse A müssen die Sensoren alle 2 Jahre oder häufiger nach den Anforderungen des Herstellers neu kalibriert werden.

Bei Systemen der Klasse B müssen die Sensoren entsprechend den Herstelleranforderungen neu kalibriert werden.

8.2.5 Verschmutzungsminderung

Bei Systemen der Klasse A müssen die Auswirkungen von Verschmutzungsansammlungen auf Bestrahlungsstärkesensoren gemindert werden. Für die üblichen Sensoren und Anlagen ist eine wöchentliche Reinigung erforderlich. Die Reinigung kann seltener durchgeführt werden, wenn die örtlichen Bedingungen dies zulassen oder wenn Technik eingesetzt wird, welche die Verschmutzung des Sensors entsprechend der Reinigung mindert oder entfernt.

8.2.6 Tau- und Frostminderung

Bei Systemen der Klasse A müssen die Auswirkungen von Tau- und Frostansammlungen auf die Bestrahlungsstärkesensoren an Orten gemindert werden, an denen während mehr als 2 % der jährlichen GHI-Stunden Tau oder Frost zu erwarten ist.

Die Festlegung, ob ein Installationsstandort eine Minderung erfordert, kann durch die Untersuchung typischer meteorologischer Jahresdaten für den Standort unter Berücksichtigung der Umgebungstemperatur und des Taupunktes erfolgen. Zur Beurteilung wird Tau oder Frost als erwartet betrachtet, wenn die Umgebungstemperatur innerhalb von 1,5 °C vom Taupunkt liegt.

Das wirksamste Mittel zur Minderung ist die Erwärmung des Sensors auf eine Temperatur oberhalb des Taupunktes. Eine Belüftung von außen kann ebenfalls wirksam sein.

Bestrahlungsstärkesensoren müssen ihre Genauigkeit und Klassifizierung beibehalten, während die Tau- und Frostminderung angewendet wird. Insbesondere darf die Erwärmung die Genauigkeit und Klassifizierung des Sensors nicht beeinträchtigen. Bei Pyranometern kann ein wirksames Mittel zur Gewährleistung einer genauen Leistung bei Erwärmung des Sensors die Belüftung von innen oder außen sein, ist jedoch nicht darauf beschränkt.

8.2.7 Überprüfung und Instandhaltung

Die Sensoren sollten regelmäßig auf Verschmutzung, Fehlausrichtung und andere Fehlerzustände überprüft werden. Bei Systemen der Klasse A wird eine wöchentliche Überprüfung der Sensoren auf der Vorderseite empfohlen.

Die Sensoren müssen entsprechend den Anforderungen des Herstellers gewartet werden. Zu den Wartungsanforderungen kann beispielsweise die Prüfung und/oder der Austausch des Trocknungsmittels gehören, sofern zutreffend.

8.2.8 Ausrichtung der Sensoren

Bestrahlungsstärkesensoren sollten auf ihre vorgesehene Ebene (z. B. Modulgruppenebene oder horizontal) innerhalb von 0,5° Neigung und 1° Azimut (Klasse A) oder 1° Neigung und 2° Azimut (Klasse B) ausgerichtet werden.

8.3 Messungen

8.3.1 Globale horizontale Bestrahlungsstärke

Die globale horizontale Bestrahlungsstärke (*GHI*) wird mit einem horizontal nach oben gerichteten Bestrahlungsstärkesensor mit einem Sichtfeld von mindestens 160° gemessen oder aus der Kombination von direkter normaler Bestrahlungsstärke und diffuser horizontaler Bestrahlungsstärke bestimmt.

8.3.2 Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene

Bei Flachkollektorsystemen wird die Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene mit einem Bestrahlungsstärke-Sensor gemessen, dessen Apertur parallel zur Ebene der PV-Modulgruppe (*POA*) ausgerichtet ist, und der ein Sichtfeld von mindestens 160° aufweist, wobei der Sensor entweder an der Modul-Stützkonstruktion oder an einer anderen Konstruktion, die parallel zu den Modulen ausgerichtet ist, montiert wird.

Bei nachgeführten Systemen muss der Bestrahlungsstärke-Sensor ständig an der tatsächlichen Ebene der Modulgruppe ausgerichtet werden, einschließlich „Backtracking“, falls genutzt.

Konzentrator-Systeme, siehe Abschnitt 8.3.9.

ANMERKUNG Wenn Nachführeinrichtungen so programmiert sind, dass sie nicht so wie der Rest der Modulgruppe wirken, sollten diese Nachführeinrichtungen als primäre Sensorpositionen ausgeschlossen werden, erhalten jedoch möglicherweise zusätzliche komplementäre Sensoren.

ANMERKUNG Die Messung der Bestrahlungsstärke auf einer nachgeführten Oberfläche kann fehlerhaft werden, wenn die Nachführeinrichtung, die den Sensor unterstützt, nicht ordnungsgemäß nachführt. Ein Ansatz zur Verifizierung ist es, die gemessene direkte senkrechte Bestrahlungsstärke DNI bzw. die horizontale diffuse Bestrahlungsstärke G_d sowie ein Transponierungsmodell zur Berechnung der erwarteten Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene zu verwenden, und anschließend mit dem Messwert zu vergleichen.

ANMERKUNG Die Bestrahlungsstärke in der Ebene der PV-Modulgruppe (POA) kann auch anhand der GHI unter Anwendung eines Zerlegungs- und Transponierungsmodells abgeschätzt werden.

8.3.3 Bestrahlungsstärke auf der Rückseite der gleichen Ebene

Die genaue Bestimmung der solaren Ressource auf der Rückseite von doppelseitigen Systemen ist schwierig. Die Bestrahlungsstärke auf der Rückseite einer PV-Modulgruppe sowie der spektrale Gehalt der Bestrahlungsstärke variieren räumlich und zeitlich stark in Abhängigkeit von Schattierungsmustern, der Befestigungskonstruktion, Eigenschaften der Bodenoberfläche und saisonalen Schwankungen.

Tabelle 2 enthält zwei Varianten zur Bestimmung der Bestrahlungsstärke auf der Rückseite in doppelseitigen Systemen:

- Variante 1 sieht die Schätzung der Bestrahlungsstärke auf der Rückseite der gleichen Ebene mit Messungen der globalen horizontalen Bestrahlungsstärke, der Bestrahlungsstärke in der Ebene, der horizontalen Albedo und wahlweise der diffusen Bestrahlungsstärke unter Verwendung eines optischen Modells wie eines Sichtfaktors oder eines Strahlenverfolgungs-Modells vor.
- Variante 2 sieht die direkte Messung der Bestrahlungsstärke auf der Rückseite der gleichen Ebene vor.

Die direkte Messung der Bestrahlungsstärke auf der Rückseite in der Ebene erfolgt mit einem Bestrahlungsstärkesensor mit einer Apertur, die parallel zur Ebene der Modulgruppe (POA) ausgerichtet ist und ein Sichtfeld von mindestens 160° aufweist und auf der Rückseite der Modulstützkonstruktion angebracht ist. Bei nachgeführten Systemen sollten die Bestrahlungsstärkesensoren auf der Rückseite der gleichen Ebene zusammen mit den Modulen nachgeführt werden.

8.3.4 Bestrahlungsstärkeverhältnis auf der Rückseite der gleichen Ebene

Bei doppelseitigen Systemen wird das Bestrahlungsstärkeverhältnis auf der Rückseite der gleichen Ebene gemessen, indem das Verhältnis der Bestrahlungsstärke auf der Rückseite der gleichen Ebene (siehe 8.3.3) zur Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene (siehe 8.3.2) gebildet wird.

8.3.5 Horizontale Albedo

Die horizontale Albedo wird bestimmt, indem gleichzeitig die Bestrahlungsstärke des Himmels in einer horizontalen Ebene (GHI) und die vom Boden reflektierte Bestrahlungsstärke in einer horizontalen Ebene gemessen und das Verhältnis von Bestrahlungsstärke in Aufwärtsrichtung zu Abwärtsstrahlung berechnet werden. Messungen sowohl der Abwärts- als auch der Aufwärtsbestrahlungsstärke sollten ein Sichtfeld von mindestens 160° haben.

Siehe Variante 1 und 2 in Abschnitt 8.3.3.

8.3.6 Direkte senkrechte Bestrahlungsstärke

Die direkte senkrechte Bestrahlungsstärke (DNI) wird mit einem Messgerät gemessen, das diffuse Bestrahlungsstärkebeiträge blockiert oder korrigiert. Beispiele hierfür sind Pyrheliometer, rotierende Schattenbandradiometer, die direkte und diffuse Komponenten trennen, Tracked-Ball-Radiometer, welche direkte und diffuse Komponenten trennen und andere. DNI kann auch aus GHI und DHI berechnet werden.

8.3.7 Diffuse horizontale Bestrahlungsstärke

Die diffuse horizontale Bestrahlungsstärke G_d (oder DHI) wird mit einem Messgerät gemessen, das direkte Bestrahlungsstärkebeiträge blockiert oder korrigiert, um die diffuse Bestrahlungsstärke in der horizontalen Ebene zu bestimmen. Beispiele hierfür sind rotierende Schattenbandradiometer, Tracked-Ball-Radiometer, welche direkte und diffuse Komponenten trennen und andere. DHI kann auch aus GHI und DNI berechnet werden.

8.3.8 Spektral korrigierte Bestrahlungsstärke auf der Rückseite

Für eine Bestimmung der solaren Ressource mit höchster Genauigkeit auf der Rückseite wird eine fakultative spektrale Korrektur der Bestrahlungsstärkemessungen empfohlen, da sich das Spektrum der am Boden reflektierten Strahlung erheblich von der einfallenden Sonnenstrahlung unterscheiden kann.

Zu den Methoden zur Bestimmung der spektral korrigierten Bestrahlungsstärke auf der Rückseite gehören:

- Verwendung einer spektral angepassten Bestrahlungsstärkemessung (z. B. einer Referenzzelle)
- Verwendung eines Breitband- (z. B. Pyranometer) oder einer nicht spektral angepassten Bestrahlungsstärkemessung plus eines spektral aufgelösten Sensors oder einer modellbasierten spektralen Fehlanpassungskorrektur

Für die obige Version a) sollten im Handel erhältliche Referenzzellen aus kristallinem Silizium für die Zwecke der Überwachung der PV-Technologie aus kristallinem Silizium als „angepasst“ angesehen werden, selbst wenn sich die c-Si-Technologie geringfügig unterscheidet. Wenn der Unterschied in der Zelltechnologie jedoch erheblich ist, z. B. intrinsischer Dünnschicht (HIT) mit Heteroübergang im Vergleich zu multikristallinem Silizium sollte eine Bewertung der spektralen Reaktion auf der Vorderseite und/oder Rückseite durchgeführt werden, um sicherzustellen, dass die Referenzzelle für die Zwecke der Leistungsüberwachung ausreichend angepasst ist.

Für die obige Version b) sollte eine Berechnung ähnlich IEC 60904-7 angewandt werden, um die spektrale Fehlanpassung zwischen dem Breitband- oder nicht angepassten Bestrahlungsstärkensor und der PV-Modulgruppe unter dem gemessenen oder modellierten Spektrum zu bestimmen, wobei die spektrale Empfindlichkeit der PV-Module auf der Vorder- und/oder Rückseite berücksichtigt wird.

8.3.9 Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene für Konzentrator-Systeme

Bei Konzentrator-Systemen wird die Gesamtbestrahlungsstärke der gleichen Ebene durch die vom Konzentrator erfasste Bestrahlungsstärke ersetzt.

Für Konzentrator-Systeme, die ausschließlich die direkten Strahlen erfassen:

Die Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene G_i wird durch die Direktstrahlungs-Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene $G_{i,b}$ ersetzt:

$$G_i = G_{i,b} \quad (1)$$

Für Konzentrator-Systeme, die zusätzlich zur Direktstrahlung auch etwas diffuses Licht erfassen:

Die Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene wird durch die effektive Bestrahlungsstärke (G_{eff}) infolge der teilweisen Erfassung diffuser Strahlung ersetzt, wobei der Anteil des diffusen Lichts durch den Parameter f_d quantifiziert wird:

$$G_i = G_{\text{eff}} = (G_{i,b} + f_d \cdot (G_i - G_{i,b})) \quad (2)$$

Die Ermittlung von f_d beginnt mit der Gewinnung vollständiger Stromstärke- und Spannungscharakteristiken eines CPV-Moduls über viele Tage mit schwankenden Anteilen diffuser Energie; an einem klaren Tag ist wenig diffuse Energie vorhanden, während ein wolkgiger Tag hauptsächlich diffuse Energie liefern wird. Die Analyse des diffusen Anteils sollte für ein gegebenes CPV-Modul niedriger und mittlerer Konzentration anhand einer großen Anzahl von I - V -Kennlinien erfolgen, bei denen die globale Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene (G_i) über $21 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ liegt.

Eine wesentliche Voraussetzung für dieses Verfahren ist, dass der Kurzschlussstrom (I_{sc}) stetig und verlässlich abgeschätzt werden kann, indem der Ablauf der Strom-Spannungs(I - V)-Kennlinie des Prüflings vollständig verfolgt wird, und dass der Temperaturkoeffizient für den Parameter I_{sc} des Prüflings im Voraus genau charakterisiert wurde. Wenn diese Voraussetzung erfüllt ist, kann die Beschreibung der Diffuslichterfassung durch ein CPV-Modul oder einen Empfänger einfach durch Bestimmung des auf Normprüfbedingungen (STC) normalisierten Kurzschlussstroms $I_{\text{sc},0}$ erfolgen, wonach der gemessene $I_{\text{sc},0}$ -Wert zu diesem Bezugswert unter Verwendung einer „effektiven Bestrahlungsstärke“ G_{eff} wie in Gleichung (2) gezeigt, in Bezug gesetzt wird. Ein wesentlicher Vorteil dieses Ansatzes ist, dass ein Ausgleich für die Wirkungen des Sonnenspektrums erreicht werden kann, indem lediglich der Parameter I_{sc} angepasst wird.

Durch Auftragen der Terme der linken Seite der Gleichung (3) auf der y-Achse eines 2-D-Diagramms und durch Auftragen von $G_{i,b}/G_i$ auf der x-Achse können die Steigung und der Schnittpunkt leicht anhand der Funktion $y = mx + b$ nach Durchführung einer linearen Regressionsanalyse der I_{sc} -Daten gegenüber den $G_{i,b}/G_i$ -Daten ermittelt werden.

$$\frac{1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}}{G_i} \times \frac{I_{sc}}{[1 + \alpha_{I_{sc}} \cdot (T_c - 25 \text{ °C})]} = (I_{sc,0} \cdot f_d) + \left(\frac{G_{i,b}}{G_i} \right) \cdot (I_{sc,0} - f_d \cdot I_{sc,0}) \quad (3)$$

dabei ist

$\alpha_{I_{sc}}$ der Temperaturkoeffizient für I_{sc} ,
 T_c die Zellentemperatur, in °C,
 $I_{sc,0}$ der Kurzschlussstrom bei Normprüfbedingungen (STC) (siehe Abschnitt 3) und bei einem Einfallswinkel von 0°.

Der Term f_d ist dann:

$$f_d = \frac{b}{m+b} \quad (4)$$

Eine Einschränkung dieses Ansatzes, die beachtet werden sollte, ist die inhärente Annahme, dass die Menge des erfassten diffusen Lichts über den gesamten Bereich von klimatischen Bedingungen, die beobachtet werden, konstant ist. Dadurch kommt es natürlich zu Verzerrungen bei den Messungen, aber wenn die Anzahl der Abtastungen hoch genug ist, kann die oben diskutierte lineare Regressionsanalyse zu einem angemessenen Schätzwert für eine durchschnittliche Menge von erfasster Diffusstrahlung führen, der genutzt werden kann, um die solare Ressource für derartige PV-Konzentratormodule besser festlegen zu können.

Wenn die beobachteten Ergebnisse eine deutliche Wendung oder eine Unterbrechung des Ansprechverhaltens des CPV-Moduls hinsichtlich Diffuslicht-Erfassung darstellen, kann die Regressionsanalyse stückweise in mehrere Teile aufgespalten werden. In Anbetracht dessen, dass diffuses Licht seinem Wesen nach ziemlich veränderlich ist, was die relativen Mengen von zirkumsolarem gegenüber isotropem diffusen Licht betrifft, könnte das eine mögliche Konsequenz sein. Durch Anpassung der linearen Regressionsanalyse auf diese Weise kann die Menge des erfassten diffusen Lichts (f_d) in Abhängigkeit von einem bestimmten Bereich des Verhältnisses $G_{i,b}/G_i$ ermittelt werden.

8.3.10 Spektrale Bestrahlungsstärke für Konzentratorsysteme

Wenn bei Konzentratorsystemen eine Leistungsbemessung nach IEC 62670-3 durchzuführen ist, sollte das System eine Vorrichtung zur Ermittlung der direkten senkrechten spektralen Bestrahlungsstärke enthalten. Für zusätzliche Einzelheiten wird auf IEC 62670-3 verwiesen.

8.3.11 Zirkumsolaranteil für Konzentratorsysteme

Bei Konzentratorsystemen kann es hilfreich sein, die zirkumsolare Bestrahlungsstärke zu messen. Die zirkumsolare Bestrahlungsstärke ist die Bestrahlungsstärke, die von einem Bereich des Himmels ausgeht, der die Sonnenscheibe unmittelbar umgibt. Die gemessene direkte senkrechte Bestrahlungsstärke (DNI) kann zirkumsolare Beiträge aufgrund der Winkelakzeptanz des DNI -Sensors enthalten. Der Anteil der gemessenen DNI , der zirkumsolar ist, wird als Zirkumsolaranteil festgelegt. In Abhängigkeit von ihrer Auslegung können Konzentratorsysteme in der Lage sein, einen Teil der zirkumsolaren Bestrahlungsstärke zu erfassen. Daher kann die Messung des Zirkumsolaranteils für Zwecke der Beschreibung des Betriebsverhaltens hilfreich sein; jedoch gibt es bisher noch keine genormten Vorrichtungen zur CSR -Messung.

8.3.12 Satellitenfernerkundung der Bestrahlungsstärke

Satelliten-Fernerkundungsverfahren verwenden einen dualen Ansatz zur Messung der gesamten Bestrahlungsstärke der Oberfläche in der globalen horizontalen Ebene. Die Bordmessgeräte des Satelliten messen die Strahlung, die von der Erdoberfläche durch die Säule der Atmosphäre in bestimmten sichtbaren und infraroten Spektralbändern emittiert oder reflektiert wird. Die emittierte Strahlung stellt Bedingungen dar, bei denen eine Wolkendecke vorhanden ist, so dass Messungen mit dieser Technik in Bezug auf die Bestrahlungsstärkemodelle für klaren Himmel eingefasst werden müssen. Daher verwendet die Basis der Satellitenfernerkundung Strahlungsübertragungsmodelle, um den Zustand des klaren Himmels vorherzusagen, dann werden Satellitenmessungen wegen der Minderung der Bestrahlungsstärke aufgrund der Wolkenopazität auf den klaren Himmel angewendet.

Betriebsanlagen, die satellitengestützte Fernerkundung der Bestrahlungsstärke in Betracht ziehen, sollten beim Vergleich mit vor Ort gemessenen Bestrahlungsstärken Folgendes berücksichtigen. Validierte Quellen für Satellitenbestrahlung haben Zuverlässigkeit und Konsistenz in Bezug auf Datenverfügbarkeit bzw. Kalibrierung dokumentiert. Da satellitengestützte, fernabgefragte Strahlungsquellen mit einer einzigen Reihe sorgfältig überwachter Bordsensoren arbeiten, die ganze Kontinente gleichzeitig abdecken, können die Daten mit geringerer Unsicherheit und geringeren Kosten, die mit der Instandhaltung vor Ort, der Verschmutzung von Messgeräten, der Kalibrierdrift und mit Fehlanpassungen von Ort zu Ort verbunden sind, bereitgestellt werden. Die Genauigkeitsvorteile von Satellitenfernerkundungsdaten liegen in der unterschiedlichen zeitlichen und räumlichen Mittelung im Vergleich zu Messungen vor Ort. Die Satellitenmessung der Wolkenopazität erfolgt auf der räumlichen Skala, die durch die Auflösung der Messhardware auf dem Satelliten bestimmt wird. Für die meisten modernen Satellitennetze ist dies ungefähr 0,01 mal 0,01 Grad Breite oder Länge (ungefähr 1 km mal 1 km im Quadrat). Somit spiegelt die Darstellung der Bestrahlungsbedingungen von Satellitenquellen die durchschnittliche Bestrahlungsstärke über eine quadratische Fläche von 0,01 mal 0,01 Grad wider. Im Gegensatz dazu spiegeln Vor-Ort-Messungen die Bestrahlungsbedingungen an der Oberfläche des Sensors wider, also an einem einzigen Punkt. Dieser Unterschied in der Messfläche führt zu Unterschieden in der Bestrahlungsstärke über verschiedene Zeitmittlungsabschnitte. Darüber hinaus ist die Häufigkeit der Satellitenbildaufnahme in der Regel geringer als die Datenprotokollierung der Bodenhardware. Infolge beider Effekte können Satellit und Boden größere Unterschiede bei den Bestrahlungsstärkemessungen in der Größenordnung von 10 % bis 20 % für unterstündliche bis stündliche Zeiträume aufweisen, währenddessen Anlagenbetreiber möglicherweise nach Analysen suchen, um eine Leistungsschwäche der Anlage zu diagnostizieren. Bei monatlichen bis jährlichen Mittelungszeiträumen werden sich Satellit und Boden jedoch in der Größenordnung von <1 % bis 5 % aneinander angleichen, wobei die Anlagenbetreiber sich möglicherweise um eine Analyse zum Nachweis der Gesamtanlagenleistung bemühen.

Durch Satellitenfernerkundung hergeleitete Bestrahlungsstärken einschließlich der globalen horizontalen, der direkten senkrechten, der diffusen Bestrahlungsstärke sowie der Bestrahlungsstärken der gleichen Ebene sind üblicherweise in Echtzeit von kommerziellen Diensten erhältlich. Langjährige Aufzeichnungen von Satellitenmessungen können für Anlagenbetreiber als Referenz für die Anlagenleistung zu langfristigen durchschnittlichen/finanziellen Prognosebedingungen von Vorteil sein.

Bei der Auswahl der Satellitendaten ist Folgendes besonders zu berücksichtigen:

- Satellitenfernerkundete Bestrahlungsstärkedaten sollten nach Überprüfung der Genauigkeit und Unsicherheit sorgfältig ausgewählt werden.
- Da die Genauigkeit und Unsicherheit von Satelliten anhand von Bodendaten bewertet werden, sollten Satellitenquellen langjährige Aufzeichnungen aufweisen. Damit wird die Genauigkeit bei Änderungen der Satellitenhardware verifiziert.
- Satellitenquellen sollten Daten bis zur aktuellen Zeit liefern, auch zum Zweck der Bewertung der Genauigkeit.
- Satellitendaten sollten versioniert werden; z. B. sollten die Metadaten über die Satellitenmessungen auf eine wiederholbare Modellbasis zurückgeführt werden können.
- Satellitendaten sollten Messungen mit der Genauigkeit der eigentlichen Satellitenhardwareeinrichtung liefern.
- Das Satelliten-Fernerkundungsverfahren sollte speziell für die Messung der Sonneneinstrahlung entwickelt werden.

9 Umweltfaktoren

9.1 PV-Modultemperatur

Die PV-Modultemperatur T_{mod} wird mit Temperaturmessfühlern gemessen, die an den Rückseiten der PV-Module angebracht sind.

Bei doppelseitigen Modulen sollten die Temperaturmessfühler und die Verkabelung auf der Rückseite weniger als 10% der Fläche einer Zelle verdecken, wobei die Verkabelung nach Möglichkeit zwischen den Zellen verlegt werden sollte.

Die Temperaturmessfühler müssen eine Messauflösung von $\leq 0,1$ °C haben und müssen eine Unsicherheit von ± 1 °C oder besser aufweisen.

Falls zum Befestigen des Temperaturmessfühlers an der Rückseite des Moduls Klebstoff verwendet wird, sollte dieser für die langanhaltende Verwendung im Freien für die Bedingungen am Einsatzort geeignet sein, und es sollte überprüft werden, ob er mit dem Werkstoff der Oberfläche der Modulrückseite verträglich ist, um eine Schädigung durch den Klebstoff zu verhindern.

Klebstoff oder Verbindungsmaterial zwischen dem Temperaturmessfühler und der rückseitigen Oberfläche des Moduls müssen wärmeleitend sein. Die Gesamtwärmeleitzahl des Klebstoffs oder der Zwischenschicht muss $500 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ oder größer sein, um die höchste Temperaturdifferenz zwischen der Modulrückseite und dem Temperaturfühler im Bereich von etwa 1 K zu halten. Das kann z. B. durch Verwendung eines wärmeleitenden Klebstoffs mit einer Wärmeleitfähigkeit von mehr als $0,5 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ in einer Schicht von höchstens 1 mm Dicke erreicht werden.

Siehe [Anhang B](#) bezüglich zusätzlicher Empfehlungen zum Anbringen des Temperaturmessfühlers.

Es muss sichergestellt werden, dass die Temperatur der Zelle vor dem Messfühler sich nicht wesentlich durch das Vorhandensein des Messfühlers oder durch sonstige Faktoren ändert.

ANMERKUNG 1 Die Sperrschichttemperaturen der Zellen sind üblicherweise 1°C bis 3°C höher als die gemessene Oberflächentemperatur der Modulrückseite, in Abhängigkeit vom Aufbau des Moduls. Die Temperaturdifferenz darf in Abhängigkeit von der Bestrahlungsstärke durch Anwendung der Wärmeleitfähigkeit der Modulwerkstoffe abgeschätzt werden.

ANMERKUNG 2 Ein Infrarotbild der Vorderseite des Moduls kann helfen zu bestätigen, dass die Temperatur der Zelle vor dem Messfühler sich nicht wesentlich durch das Vorhandensein des Messfühlers oder sonstige Faktoren ändert.

Die Modultemperatur schwankt über jedes Modul und über die Modulgruppe, und es können erhebliche Temperaturunterschiede beobachtet werden. Daher muss darauf geachtet werden, dass Temperaturmessfühler an repräsentativen Stellen so angeordnet werden, dass die gewünschten Informationen erhalten werden. Für die Überwachung des Betriebsverhaltens sollte eine Anzahl von Temperaturmessfühlern über das System verteilt werden, so dass die mittlere Temperatur ermittelt werden kann.

Temperaturmessfühler müssen nach den Anforderungen des Herstellers ausgetauscht oder neu kalibriert werden.

Die Messung der Modultemperatur darf auch mit dem in [IEC 60904-5](#) beschriebenen V_{oc} -basierten Verfahren alternativ zur Verwendung eines Temperaturmessfühlers, der mit der Oberfläche der Modulrückseite in Berührung steht, durchgeführt werden. Dazu kann möglicherweise für Temperaturmesszwecke die Verwendung eines zusätzlichen Referenzmoduls erforderlich sein, das nicht an die PV-Modulgruppe angeschlossen ist.

9.2 Umgebungslufttemperatur

Die Umgebungslufttemperatur T_{amb} wird mithilfe von Temperaturmessfühlern gemessen, die sich in Sonnenstrahlungsabschirmungen befinden, die belüftet sind, um den freien Durchgang von Umgebungsluft zuzulassen.

Die Messfühler müssen eine Messauflösung von $\leq 0,1^\circ\text{C}$ haben und müssen eine Unsicherheit von $\pm 1^\circ\text{C}$ oder besser aufweisen.

Die Messfühler sollten mindestens 1 m vom nächstgelegenen PV-Modul entfernt angeordnet werden, sowie an Stellen, an denen sie nicht durch Wärmequellen oder Wärmesenken, wie z. B. Auslässe von Wechselrichtern oder Geräteschutzeinrichtungen, Asphalt oder Dachmaterialien usw. beeinträchtigt werden.

Die Messfühler müssen nach den Anforderungen des Herstellers ausgetauscht oder neu kalibriert werden.

9.3 Windgeschwindigkeit und Windrichtung

Windgeschwindigkeit und Windrichtung werden zur Abschätzung der Modultemperaturen verwendet. Sie dürfen auch für die Dokumentation von Gewährleistungsansprüchen in Bezug auf durch Wind verursachte Beschädigungen verwendet werden.

Die Windgeschwindigkeit und Windrichtung sind in einer Höhe und an einer Stelle zu messen, die für die Bedingungen der Modulgruppe und/oder die Bedingungen repräsentativ sind, die von einem anwendbaren Leistungsmodell angenommen werden, das für eine Leistungsgarantie der PV-Installation verwendet wird.

Zusätzlich dürfen Windgeschwindigkeit und -richtung auch in Höhen und an Stellen gemessen werden, die für einen Vergleich mit historischen oder zeitgleichen meteorologischen Daten geeignet sind.

In einigen Fällen sind möglicherweise Daten zu Windböen (üblicherweise Böen einer Länge von bis zu 3 s) für einen Vergleich mit den Anforderungen der Projektauslegung notwendig. Falls erforderlich sollte der Abtastzeitraum des Überwachungssystems ausreichend klein sein (z. B. ≤ 3 s bis 5 s) und die Aufzeichnung der Daten sollte nicht nur gemittelte Werte sondern auch Höchstwerte enthalten. (siehe Abschnitt 6.1)

Die Windmessausrüstung darf das PV-System zu keiner Tages- oder Jahreszeit verschatten, und sollte an einer Stelle angeordnet werden, die genügend weit von Hindernissen entfernt ist.

Die Messunsicherheit des Windgeschwindigkeitssensors muss $\leq 0,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ für Windgeschwindigkeiten $\leq 5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ betragen und $\leq 10 \%$ des Ablesewerts für Windgeschwindigkeiten von mehr als $5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$.

Die Windrichtung ist als die Richtung festgelegt, aus der der Wind weht, und wird im Uhrzeigersinn vom geografischen Norden aus gemessen. Sie muss mit einer Grenzabweichung von 5° gemessen werden.

Windsensoren müssen nach den Empfehlungen des Herstellers neu kalibriert werden.

9.4 Verschmutzungsverhältnis

Es wurden verschiedene Sensoren und Systeme entwickelt, um Verschmutzungsverluste an PV-Anlagen zu messen. Diese weisen üblicherweise eine Schmutzsammelfläche auf, auf der sich Schmutzpartikel ansammeln. Mit Hilfe verschiedener physikalischer Prinzipien wird die Wirkung von angesammelten Schmutzpartikeln auf der Sensor- oder Systemkollektorfläche erfasst und entsprechende Verschmutzungsverluste der PV-Modulgruppe abgeschätzt. Es ist wichtig zu beachten, dass das Verschmutzungsverhältnis nach 3.28 eine Eigenschaft des PV-Modulgruppenzustands ist. Daher ermitteln alle Verschmutzungsmesssensoren oder -systeme bestenfalls eine Annäherung an das tatsächliche Verschmutzungsverhältnis der PV-Modulgruppe. Verschiedene Sensoren und Systeme arbeiten nach unterschiedlichen Prinzipien und unterscheiden sich in der Qualität ihrer Annäherung an das tatsächliche Verschmutzungsverhältnis sowie in den Kosten und der Komplexität der Bereitstellung.

Ein Messansatz, der viele Variationen aufweist, verwendet ein Paar PV-Referenzeinrichtungen, von denen eines durch regelmäßiges Waschen sauber gehalten wird und das andere auf natürliche Weise verschmutzen kann. Durch den Vergleich der Leistung der verschmutzten Einrichtung mit der Leistung der sauberen Einrichtung wird die Verschmutzung bestimmt. Die Methoden zur Umsetzung dieses Ansatzes werden in [Anhang C](#) ausführlich beschrieben.

Einige neuere Messansätze basieren auf optischen Prinzipien, bei denen verschmutzte Partikel auf einer Sammelfläche entweder durch Reflexion oder Transmission von Licht erfasst werden. Solche optischen Sensoren sind in der Regel kompakter und im Vergleich zu einem sauberen/verschmutzten Referenzeinrichtungspaar weniger kostspielig in der Bereitstellung und Instandhaltung.

Bei der Auswahl eines Verschmutzungsmessgeräts sollte der Anwender die folgenden Punkte berücksichtigen:

- Die Verschmutzung kann an einem Standort ungleichmäßig sein, insbesondere bei Standorten mit Großanlagen. Für große Standorte sind mehrere Verschmutzungsmessgeräte an repräsentativen Standorten bereitzustellen. Bei der Auswahl der Messpositionen sind die Auswirkungen lokaler Staubquellen (Straßen, Felder, Industriebetriebe usw.) in der Nähe des Standorts zu berücksichtigen.
- Die Verschmutzung kann ungleichmäßig über die PV-Module verteilt sein. Dies tritt normalerweise auf, weil Tau oder sehr leichter Regen dazu führen, dass sich verschmutzte Partikel nach unten in Richtung der unteren Kanten der Module bewegen, ohne die Module vollständig zu reinigen. Wind kann eine ähnliche Wirkung erzeugen. Unter diesen Bedingungen liefert die Verwendung eines PV-Referenzmoduls in Originalgröße als Schmutzsammelfläche das genaueste Ergebnis. Diese Bedingungen treten jedoch üblicherweise nur während eines Teils des Jahres auf.
- Einige Messgeräte erfordern Betreuung oder Instandhaltung vor Ort. Insbesondere die in [Anhang C](#) beschriebenen Systeme verursachen Kosten für die regelmäßige Reinigung der sauberen PV-Referenzeinrichtung, wobei diese Kosten entweder Arbeitskräfte vor Ort oder automatisierte Geräte umfassen. Andere Ansätze, wie beispielsweise die Verwendung optischer Sensoren, stellen nur minimale Arbeitsanforderungen.

Die Wahl des Messgeräts durch den Anwender hängt von Faktoren wie Systemgröße, Standort, Anwendung und Finanzierung ab.

9.5 Niederschlag

Niederschlagsmessungen dürfen zur Abschätzung der Sauberkeit der Module angewendet werden. Wenn jedoch das Verschmutzungsverhältnis gemessen wird, kann die Sauberkeit des Moduls direkt bekannt sein.

9.6 Schnee

Schneefallmessungen dürfen zur Abschätzung von Verlusten aufgrund einer Verschattung durch Schnee angewendet werden. Diese Verluste können jedoch abhängig von der Verschmutzungsmessvorrichtung auch in Messungen des Verschmutzungsverhältnisses einbezogen werden.

9.7 Luftfeuchte

Messungen der relativen Luftfeuchte dürfen zur Abschätzung von Änderungen des Spektrums des einfallenden Lichts angewendet werden, welche die Leistungsabgabe des PV-Moduls sowie die Ablesewerte der Bestrahlungsstärkesensoren beeinträchtigen können. Feuchtedaten können zusammen mit Temperaturdaten auch zur Berechnung der Zeiten von Nässe aufgrund von Kondensation verwendet werden. Alternativ können Oberflächenkondensationssensoren verwendet werden, um diese Daten direkt zu erfassen.

10 Nachführsystem

10.1 Einachsige Nachführeinrichtungen

Falls gewünscht darf die Messung des Echtzeit-Neigungswinkels ϕ_T der Nachführeinrichtung mit Motor- oder Positionszählern oder sonstigen Sensoren wie einem Neigungsmesser, die in den Nachführmechanismus eingebunden sind, durchgeführt werden, wobei keine gesonderte Messausrüstung erforderlich ist.

10.2 Zweiachsige Nachführeinrichtungen für Systeme > 20x

10.2.1 Überwachung

Bei hochkonzentrierten Systemen (> 20x) müssen die Ausrichtungsfehler der Echtzeit-Nachführeinrichtung ($\Delta\phi_1$ und $\Delta\phi_2$) an repräsentativen Nachführeinrichtungen mittels Sensoren gemessen werden, die nach **IEC 62817:2014, Abschnitt 7.3** festgelegt und kalibriert wurden. Ausgewählte Nachführeinrichtungen sollten mit einer Messstelle für Gleichspannungs-Ausgangsleistung (siehe Abschnitt 11) übereinstimmen. Die Angabe der Daten zu Ausrichtungsfehlern der Nachführeinrichtung im Bericht muss nach **IEC 62817:2014, Abschnitt 7.4.6**, erfolgen.

10.2.2 Ausrichtung des Ausrichtungsfehlersensors

Der Ausrichtungsfehlersensor der Nachführeinrichtung wird üblicherweise so auf der Nachführeinrichtung montiert, dass der Pointing-Vektor des Sensors sich senkrecht zur Ebene des PV-Systems befindet. Die Erstausrüstung eines Ausrichtungsfehlersensors muss bestätigt werden, indem die optimale Ausrichtung, während der Ausrichtungsfehlermessung, bewusst abgescannt wird. Das darf entweder erfolgen, indem die Nachführeinrichtung durch den gewünschten Winkel in jeder maßgebenden Achse geführt wird, oder indem die Nachführeinrichtung vor der Sonne bewegt und dann angehalten wird, woraufhin gewartet wird, bis sich die Sonne in die optimale Position und aus dieser heraus bewegt hat. Der gemessene Ausrichtungsfehler wird über der normalisierten maximalen Leistung des Systems, dividiert durch die direkte senkrechte Bestrahlungsstärke (DNI) abgetragen. Die Daten müssen bei klarem Himmel mit Windgeschwindigkeiten im Bereich von $0,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ bis $3,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ gemessen, und innerhalb eines Zeitraums von 1 h aufgezeichnet werden. Diese Anforderungen dienen der Verringerung von Verzerrungen auf ein Mindestmaß, die mit der Schwankung der Leistungsabgabe durch andere Faktoren als die der Ausrichtung zusammenhängen.

Die ideale Ausrichtung ist erreicht, wenn der Ausrichtungsfehler gleich null ist, während die Kennlinie der Bestrahlungsstärke-normalisierten Leistung auf ihrem Höchstwert ist. Es wird hier keine Grenzabweichung für die Abweichung von der idealen Ausrichtung angegeben, da die annehmbare Grenzabweichung von dem jeweiligen System abhängt. Die Breite des Scans hängt von der Reaktion des Systems ab, sollte jedoch höchstens $\pm 0,75^\circ$ betragen, so dass der Scan mit dem DNI -Sensor verträglich ist.

Die Prüfung wird gewöhnlich an einer einzelnen Nachführeinrichtung durchgeführt, wobei die Energieerzeugung, die ausschließlich mit dieser einzelnen Nachführeinrichtung verbunden ist, gemessen wird, aber es ist auch möglich, die Energieerzeugung mehrerer Nachführeinrichtungen grafisch darzustellen, solange diese sich alle zusammen bewegen.

Die grafischen Darstellungen müssen dem Prüfbericht beigelegt werden und als Hinweis darauf, dass die Grenzabweichung für die Ausrichtung ausreichend ist, dienen.

11 Elektrische Messungen

11.1 Messung auf der Wechselrichter-Ebene

Die elektrischen Messungen auf der Wechselrichter-Ebene müssen die Anforderungen in Tabelle 5 erfüllen, einschließlich der Gleichspannungsmessungen an der PV-Modulgruppe vor dem Umrichten und Wechselspannungsmessungen nach dem Umrichten. Hier bezieht sich Präzision auf die Wiederholbarkeit und Auflösung der Messung, nicht auf die absolute Genauigkeit. Wahlweise dürfen die Gleichspannungsmessungen an jedem Generatoranschlusskasten oder an jedem Strang zusätzlich zur Messung an den Wechselrichtern oder anstelle dieser Messungen durchgeführt werden.

Für eine bessere Fehlererkennung wird empfohlen, eine Unsicherheit von 1 % oder besser für den Eingangsgleichstrom zu verwenden, was durch mehrfache Messungen auf Unterebenen des Systems, einschließlich Stränge, Generatoranschlusskästen, Einspeisungen usw., erreicht werden kann.

Tabelle 5 — Anforderungen an die elektrische Messung auf der Wechselrichter-Ebene

Parameter	Messunsicherheit in % der höchsten Wechselrichterleistung	
	Systeme-Klasse A	Systeme-Klasse B
Eingangsspannung (Gleichspannung)	±2,0 %	nicht zutreffend
Eingangsstromstärke (Gleichspannung)	±2,0 %	nicht zutreffend
Eingangsleistung (Gleichspannung)	±3,0 %	nicht zutreffend
Ausgangsspannung (Wechselspannung)	±2,0 %	±3,0 %
Ausgangsstromstärke (Wechselspannung)	±2,0 %	±3,0 %
Ausgangsleistung (Wechselspannung)	±3,0 %	±4,5 %

11.2 Messung auf der Anlagenebene

Elektrische Messungen am Ausgang der Energieerzeugungsanlage müssen die Anforderungen in Tabelle 6 erfüllen. Die Leistung der Energieerzeugungsanlage ist die vom gesamten System erzeugte Gesamtnettol Leistung.

Bei Mehrphasensystemen muss jede Phase gemessen werden, oder es müssen 2 von 3 Phasen gemessen werden (Zwei-Wattmeter-Verfahren).

Tabelle 6 — Anforderungen an die Messung der elektrischen Leistung (Wechselspannung) auf Anlagenebene

Parameter	System-Klasse A	System-Klasse B
Wirkleistung und -energie	Klasse 0,2 S nach IEC 62053-22	Klasse 0,5 S nach IEC 62053-22
Leistungsfaktor	Klasse 1 nach IEC 61557-12	Klasse 1 nach IEC 61557-12
Neukalibrierung	Nach den Anforderungen des Herstellers und/oder den lokalen Vorschriften und Verträgen	Nach den Anforderungen des Herstellers und/oder den lokalen Vorschriften und Verträgen

Das Überwachungssystem sollte Zeiträume dokumentieren, in denen das PV-System nicht seine maximale Ausgangsleistung an das Versorgungsnetz und/oder örtliche Verbraucher liefert, infolge der Nachfrage oder Anforderungen externer Systeme, die z. B. Ausgangsleistungsfaktorbedarf des Systems und Energieliefer einschränkungen für das System einschließen können.

12 Datenverarbeitung und Qualitätsprüfung

12.1 Tageslichtzeiten

Die verarbeiteten Daten für die Bestrahlungsstärke und die vom PV-System erzeugte Leistung sollten auf die Tageslichtzeiten jedes Tages beschränkt werden (Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang, Bestrahlungsstärke $\geq 20 \text{ W/m}^2$), damit Werte irrelevanter Nacht-Daten vermieden werden, die Fehler in die Analysen einbringen, es sei denn, derartige Fehler sind erwiesenermaßen vernachlässigbar.

12.2 Qualitätsprüfung

12.2.1 Entfernen ungültiger Ablesewerte

Die gemessenen Daten sollten entweder automatisch oder manuell überprüft und gefiltert werden, um fehlende oder ungültige Datenpunkte zu erkennen und sie aus der nachfolgenden Analyse herauszufiltern. Derartige fehlende oder ungültige Daten sollten vom Überwachungssystem dokumentiert werden.

Empfohlene Verfahren zur Erkennung fehlender oder ungültiger Datenpunkte schließen ein:

- Anwendung physikalisch sinnvoller Mindest- und Höchstgrenzen;
- Anwendung physikalisch sinnvoller Grenzen für maximale Änderungsraten;
- Anwendung statistischer Prüfungen zur Erkennung von Ausreißern, einschließlich Vergleichsmessungen von mehreren Sensoren;
- Anwendung von Vertragsdaten zur Erkennung praktikabler Parametergrenzen für bestimmte Leistungsdaten;
- Beachten der von Sensoren zurückgegebenen Fehlercodes;
- Identifizierung und Löschung redundanter Dateneinträge;
- Identifizierung fehlender Daten;
- Identifizierung von Ablesewerten, die für längere Zeit bei einem Einzelwert verbleiben;
- Überprüfung der Zeitstempel, um Datenlücken oder Dubletten zu erkennen;
- Überprüfung der Berichte über die Systemverfügbarkeit.

12.2.2 Behandlung fehlender Daten

Fehlende oder ungültige Daten dürfen durch eine der folgenden Maßnahmen behandelt werden:

- Die ungültigen oder fehlenden Daten dürfen durch Werte ersetzt werden, die anhand von gültigen Daten abgeschätzt wurden, welche vor und/oder nach den ungültigen oder fehlenden Daten aufgezeichnet wurden;
- die ungültigen oder fehlenden Daten dürfen durch einen Durchschnittswert für das analysierte Intervall ersetzt werden;
- die Daten dürfen nach den Festlegungen in einem gültigen Vertrag, einem Leistungsgarantiedokument oder einer sonstigen Spezifikation, in der die Anlage erfasst wird, behandelt werden;
- das analysierte Intervall darf als fehlend oder ungültig behandelt werden.

Die Behandlung fehlender oder ungültiger Daten kann vom Ziel der Messung abhängen. Beispielsweise sollten fehlende oder ungültige Daten im Zusammenhang mit Problemen des Wechselrichters verworfen werden, wenn das Ziel rein darin besteht, die Modulleistung zu quantifizieren, sie sollten hingegen behalten werden, wenn das Ziel die Erfassung aller Aspekte der Anlagenleistung und -verfügbarkeit ist.

Zusätzliche Empfehlungen und Anforderungen für die Behandlung fehlender oder ungültiger Daten sind in IEC 61724-2 und IEC 61724-3 enthalten.

Die spezielle Behandlung fehlender oder ungültiger Daten sollten in allen Berichten dokumentiert werden.

13 Berechnete Parameter

13.1 Übersicht

Tabelle 7 fasst die berechneten Parameter zusammen, die nachfolgend ausführlicher festgelegt werden. Alle Größen in der Tabelle müssen im Bericht hinsichtlich des Berichtszeitraums (üblicherweise ein Tag, Monat oder Jahr) angegeben werden.

Tabelle 7 — Berechnete Parameter

Parameter	Symbol	Einheit
Bestrahlung (siehe 13.3)		
Bestrahlung der gleichen Ebene	H_i	kWh·m ⁻²
Bestrahlung auf der Rückseite der gleichen Ebene	H_i^{rear}	kWh·m ⁻²
Elektrische Energie (siehe 13.4)		
Ausgangsenergie der PV-Modulgruppe (Gleichstrom)	E_A	kWh
Energieertrag des PV-Systems (Wechselstrom)	E_{out}	kWh
Bemessungsleistung der Modulgruppe (siehe 13.5)		
Bemessungsleistung der Modulgruppe (Gleichstrom)	P_0	kW
Bemessungsleistung der Modulgruppe (Wechselstrom)	$P_{0,AC}$	kW
Erträge und Ertragsverluste (siehe 13.6 und 13.7)		
Energieertrag der PV-Modulgruppe	Y_A	kWh·kW ⁻¹
Endgültiger Systemertrag	Y_f	kWh·kW ⁻¹
Referenzertrag	Y_r	kWh·kW ⁻¹
Einfangverlust der Modulgruppe	L_C	kWh·kW ⁻¹
Systemperipherie-Verlust	L_{BOS}	kWh·kW ⁻¹
Wirkungsgrade (siehe 13.8)		
Wirkungsgrad der Modulgruppe	η_A	Keine
Wirkungsgrad des Systems	η_f	Keine
Wirkungsgrad der Systemperipherie	η_{BOS}	Keine

13.2 Summenbildung

In den folgenden Gleichungen, die eine Summenbildung enthalten, bezeichnet τ_k die Dauer des k -ten Aufzeichnungsintervalls innerhalb eines Berichtszeitraums (siehe Abschnitt 6), und das Symbol

$$\sum_k$$

bezeichnet die Summe über alle Aufzeichnungsintervalle im Berichtszeitraum.

Es ist zu beachten, dass in Gleichungen, die das Produkt von Leistungsgrößen im Aufzeichnungsintervall τ_k enthalten, die Leistung in kW und das Aufzeichnungsintervall in h angegeben werden sollten, damit die Energie mit der Einheit kWh erhalten wird.

13.3 Bestrahlung

Die Bestrahlung, auch als Solareinstrahlung bekannt, ist das Zeitintegral der Bestrahlungsstärke.

Jede Größe der Bestrahlung H , die einer Bestrahlungsstärke-Größe G entspricht, die in [Abschnitt 3](#) festgelegt ist, wird durch Summierung der Bestrahlungsstärke wie folgt berechnet:

$$H = \sum_k G_k \times \tau_k \quad (5)$$

Beispielsweise ist die Bestrahlung der Vorderseite der gleichen Ebene oder Bestrahlung der Vorderseite der Ebene der Modulgruppe (POA) H_i gegeben durch

$$H_i = \sum_k G_{i,k} \times \tau_k \quad (6)$$

und die Bestrahlung der Rückseite der gleichen Ebene oder Bestrahlung der Rückseite der Ebene der Modulgruppe (POA) H_i ist gegeben durch

$$H_i^{rear} = \sum_k G_{i,k}^{rear} \times \tau_k \quad (7)$$

13.4 Elektrische Energie

13.4.1 Allgemeines

Energiegrößen dürfen aus dem Integral ihrer entsprechenden gemessenen Leistungsparameter über den Berichtszeitraum berechnet werden.

Falls die Leistungsmessungen mittels Sensoren mit eingebautem Zählwerk erfolgen, dürfen die Energiegrößen alternativ direkt als Messwertablesungen der Sensoren genommen werden.

13.4.2 Ausgangsenergie (Gleichstrom)

Die Ausgangsenergie (Gleichstrom) der PV-Modulgruppe ist gegeben durch

$$E_A = \sum_k P_{A,k} \times \tau_k \quad (8)$$

13.4.3 Ausgangsenergie (Wechselstrom)

Die Ausgangsenergie (Wechselstrom) ist gegeben durch

$$E_{out} = \sum_k P_{out,k} \times \tau_k \quad (9)$$

13.5 Bemessungsleistung der Modulgruppe

13.5.1 Bemessungsleistung (Gleichstrom)

Die Bemessungsleistung (Gleichstrom) der Modulgruppe P_0 ist die Gesamtleistungsabgabe (Gleichstrom) aller installierten PV-Module bei den Referenzbedingungen für die Bemessungsleistung, die als Normprüfbedingungen (STC) oder Konzentration-Normprüfbedingungen (CSTC) angenommen werden, sofern nichts anderes angegeben ist. P_0 wird in kW angegeben.

P_0 sollte mit den Daten aus den Datenblättern des Herstellers oder den Daten auf den Moduletiketten berechnet werden, oder, sofern diese Möglichkeit gegeben ist, unter Verwendung alternativer Daten, wie z. B. Labordaten oder Daten einer Vor-Ort-Prüfung.

Die Definition von P_0 , die verwendet wird, sollte immer dann eindeutig angegeben werden, wenn Größen, die von P_0 abhängig sind, im Bericht angegeben werden.

13.5.2 Bemessungsleistung (Wechselstrom)

Die Bemessungsleistung (Wechselstrom) der Modulgruppe $P_{0,AC}$ ist der jeweils kleinere Wert der Bemessungsleistung (Gleichstrom) der Modulgruppe P_0 oder der Summe der Wechselrichter-Bemessungsleistungen im System bei einer festgelegten Betriebstemperatur.

13.6 Erträge

13.6.1 Allgemeines

Erträge sind Verhältnisse einer Energiegröße zur Bemessungsleistung der Modulgruppe P_0 . Sie geben den tatsächlichen Betrieb der Modulgruppe in Bezug auf ihre Nennkapazität an.

Erträge haben die Einheit kWh·kW⁻¹, wobei die Einheit kWh im Zähler die Energieerzeugung beschreibt und die Einheit kW im Nenner die System-Bemessungsleistung. Das Verhältnis der Einheiten ist gleichbedeutend mit Stunden, und das Ertragsverhältnis gibt die entsprechende Zeit an, über die die Modulgruppe bei P_0 arbeiten müsste, damit die jeweilige während des Berichtszeitraums gemessene Energiemenge erreicht wird.

13.6.2 Energieertrag der PV-Modulgruppe

Der Energieertrag der PV-Modulgruppe Y_A ist die Energieausbeute (Gleichstrom) der Modulgruppe je Bemessungsleistung (Gleichstrom) in kW der installierten PV-Modulgruppe:

$$Y_A = E_A / P_0 \quad (10)$$

13.6.3 Endgültiger Systemertrag

Der endgültige Ertrag des PV-Systems Y_f ist die Netto-Energieausbeute des gesamten PV-Systems (Wechselstrom) je Bemessungsleistung (Gleichstrom) in kW der installierten PV-Modulgruppe:

$$Y_f = E_{out} / P_0 \quad (11)$$

13.6.4 Referenzertrag

Der Referenzertrag Y_r für ein einseitiges PV-System wird durch Division der Gesamtbestrahlung der gleichen Ebene auf der Vorderseite durch die Bestrahlungsstärke des Moduls in der Referenzebene der Modulgruppe berechnet:

$$Y_r = H_i / G_{i,ref} \quad (12)$$

Dabei ist die Bestrahlungsstärke in der Referenzebene der Modulgruppe $G_{i,ref}$ ($\text{kW} \cdot \text{m}^{-2}$) die Bestrahlungsstärke, bei der P_0 ermittelt wird.

Der Referenzertrag stellt die Anzahl der Stunden dar, in denen die Sonneneinstrahlung auf dem Niveau der Referenz-Bestrahlungsstärke sein müsste, damit diese dieselbe einfallende Sonnenenergie beiträgt, wie die, die im Berichtszeitraum überwacht wurde, während das Versorgungsnetz und/oder ein örtlicher Verbraucher verfügbar waren.

Wenn der Berichtszeitraum einem Tag entspricht, wäre Y_r praktisch die entsprechende Anzahl von Sonnenstunden bei der Referenzbestrahlungsstärke je Tag.

13.7 Ertragsverluste

13.7.1 Allgemeines

Ertragsverluste werden durch Subtraktion von Erträgen berechnet. Die Ertragsverluste haben ebenfalls die Einheit $\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ (oder h). Sie stellen die Zeit dar, über die die Modulgruppe bei ihrer Bemessungsleistung P_0 arbeiten müsste, um die entsprechenden Verluste während des Berichtszeitraums zu liefern.

13.7.2 Einfangverlust der Modulgruppe

Der Einfangverlust der Modulgruppe L_C stellt die Verluste aufgrund des Betriebs der Modulgruppe dar, einschließlich Auswirkungen der Modulgruppentemperatur, von Verschmutzung usw. und ist wie folgt festgelegt:

$$L_C = Y_r - Y_A \quad (13)$$

13.7.3 Systemperipherie-Verlust

Der Systemperipherie-Verlust L_{BOS} stellt die Verluste der Bestandteile der Systemperipherie einschließlich Wechselrichter und der gesamten Verdrahtung und aller Abzweigboxen dar, und ist wie folgt festgelegt:

$$L_{BOS} = Y_A - Y_f \quad (14)$$

13.8 Wirkungsgrade

13.8.1 Wirkungsgrad der Modulgruppe (Gleichstrom)

Der Nenn-Wirkungsgrad der Modulgruppe ist gegeben durch:

$$\eta_{A,0} = P_0 / (G_{i,ref} \times A_a) \quad (15)$$

Dabei ist die Gesamtfläche der Modulgruppe A_a die gesamte Fläche der Module, die der Summe der Vorderseitenflächen der PV-Module entspricht, wie durch deren Außenkanten festgelegt.

Bei einem Konzentrator-Modul muss die Vorderseitenfläche, sofern diese nicht koplanar ist, auf eine geeignete zweidimensionale Oberfläche projiziert werden, um die Fläche festzulegen.

Der mittlere tatsächliche Wirkungsgrad der Modulgruppe im Berichtszeitraum ist wie folgt festgelegt:

$$\eta_A = E_A / (H_i \times A_a) \quad (16)$$

13.8.2 Wirkungsgrad des Systems (Wechselstrom)

Der mittlere Wirkungsgrad des Systems im Berichtszeitraum ist wie folgt festgelegt:

$$\eta_f = E_{\text{out}} / (H_i \times A_a) \quad (17)$$

Gleichung (17) kann auch wie folgt geschrieben werden:

$$\eta_f = \eta_{A,0} \times PR \quad (18)$$

Dabei ist $\eta_{A,0}$ der in 13.8.1 festgelegte Nenn-Wirkungsgrad der Modulgruppe und PR ist das in 14.3.1 festgelegte Leistungsverhältnis.

13.8.3 Wirkungsgrad der Systemperipherie

Der mittlere Wirkungsgrad der Systemperipherie über den Berichtszeitraum ist wie folgt festgelegt:

$$\eta_{\text{BOS}} = E_{\text{out}} / E_A \quad (19)$$

14 Leistungsmetriken

14.1 Überblick

Eine Reihe von Metriken wird hier zur Quantifizierung der Systemleistung festgelegt. Diese sind in Tabelle 8 aufgeführt und werden in den nachfolgend angegebenen Unterabschnitten genauer festgelegt. Die für ein bestimmtes System geeignetste Metrik hängt von der Systemauslegung und den Anforderungen der Nutzer ab.

Leistungsverhältnisse (siehe 14.3 und 14.4) beruhen auf dem auf dem Typenschild des Systems angegebenen Bemessungswert, während ein Leistungsindex (siehe 14.5) ein detaillierteres Modell der Systemleistung zur Grundlage hat.

Die bemessungswertbasierten Leistungsverhältnis-Metriken sind relativ einfach zu berechnen, wobei jedoch dabei möglicherweise bekannte Faktoren weggelassen werden, die dazu führen, dass die Leistungsabgabe des Systems von den Erwartungen abweicht, die allein aufgrund des Bemessungswerts auf dem Typenschild bestehen. Z. B. arbeiten Systeme mit einem hohen Gleichstrom-Wechselstrom-Verhältnis in Zeiten hoher Bestrahlungsstärke bei einem geringeren Wert als dem Gleichstrom-Bemessungswert auf dem Typenschild, wobei das jedoch ein erwartetes Attribut der Systemauslegung ist. Es ist daher vorzuziehen, derartige Effekte mit einem Leistungsindex auf der Grundlage eines detaillierten Systemmodells zu behandeln.

Tabelle 8 — Leistungsmetriken

Parameter	Symbol	Einheiten
Bemessungswertbasiert (siehe 14.3 und 14.4)		
Leistungsverhältnis	PR	keine
Jährliches Leistungsverhältnis	PR_{annual}	keine
Leistungsverhältnis bei Normprüfbedingungen (STC)	PR'_{STC}	keine
Leistungsverhältnis des jährlichen Temperaturäquivalents	$PR'_{\text{annual-eq}}$	keine
Leistungsverhältnis des jährlichen Temperaturäquivalents für doppelseitige Systeme	$PR'_{\text{annual-eq, bi}}$	keine
Modellbasiert (siehe 14.5)		
Index des Leistungsverhaltens	PPI	keine
Index des Energieverhaltens	EPI	keine

Parameter	Symbol	Einheiten
Basisindex des Leistungsverhaltens	<i>BPPI</i>	keine
Basisindex des Energieverhaltens	<i>BEPI</i>	keine

14.2 Summenbildung

Für eine Erklärung der in 14.3 angegebenen Gleichungen, die Summenformeln enthalten, siehe 13.2.

14.3 Leistungsverhältnisse

14.3.1 Leistungsverhältnis

Das Leistungsverhältnis PR ist der Quotient aus dem endgültigen Ertrag des Systems Y_f und seinem Referenzertrag Y_r , und gibt die Gesamtwirkung von Verlusten auf die Systemleistung aufgrund von sowohl der Modulgruppentemperatur als auch von Ineffizienzen oder Ausfällen von Systembestandteilen einschließlich Systemperipherie-Komponenten an. Für einseitige PV-Systeme wird es definiert als:

$$PR = Y_f / Y_r \quad (20)$$

$$= (E_{out} / P_0) / (H_i / G_{i,ref}) \quad (21)$$

Erweiternde Gleichung (21) ergibt:

$$PR = \left(\sum_k \frac{P_{out,k} \times \tau_k}{P_0} \right) / \left(\sum_k \frac{G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}} \right) \quad (22)$$

Sowohl der Zähler als auch der Nenner in Gleichung (22) haben die Einheit kWh · kW⁻¹ (oder h). Durch Verschieben von P_0 in die Nenner-Summe wird sowohl der Zähler als auch der Nenner in Energieeinheiten angegeben, wobei PR das Verhältnis der gemessenen Energie zur erwarteten Energie angibt (ausschließlich ausgehend von der gemessenen Bestrahlungsstärke und unter Vernachlässigung sonstiger Faktoren) über den angegebenen Berichtszeitraum:

$$PR = \left(\sum_k P_{out,k} \times \tau_k \right) / \left(\sum_k \frac{P_0 \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}} \right) \quad (23)$$

Das jährliche Leistungsverhältnis PR_{annual} ist das Leistungsverhältnis von Gleichung (23), das für einen Berichtszeitraum von einem Jahr beurteilt wurde.

ANMERKUNG 1 Der im Nenner von Gleichung (23) angegebene Wert der erwarteten Energie vernachlässigt die Wirkung der Modulgruppentemperatur, indem er den Festwert der Bemessungsleistung der Modulgruppe P_0 verwendet. Daher verringert sich das Leistungsverhältnis gewöhnlich mit zunehmender Bestrahlung während eines Berichtszeitraumes, selbst wenn die Energieerzeugung zunimmt, was auf eine Erhöhung der PV-Modultemperatur zurückzuführen ist, die gewöhnlich mit einer höheren Bestrahlung einhergeht und einen geringeren Wirkungsgrad bewirkt. Dadurch ergibt sich eine jahreszeitlich bedingte Schwankung, mit höheren PR -Werten im Winter und niedrigeren Werten im Sommer. Es kann auch geografische Schwankungen zwischen Systemen geben, die in verschiedenen Klimaten installiert sind.

ANMERKUNG 2 Die Berechnung des Leistungsverhältnisses unter Verwendung der GHI anstelle der Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene (Ebene der Modulgruppe) G_i ist eine Alternative in Situationen, in denen GHI -Messwerte vorliegen, G_i -Messwerte hingegen nicht. In diesem Fall wird in Gleichung (23) anstelle von G_i GHI eingesetzt, was dann zu einem GHI -Leistungsverhältnis führt. Üblicherweise zeigt das GHI -Leistungsverhältnis hohe Werte, die selbst den Wert Eins überschreiten können. Die Werte können nicht zwangsläufig zum Vergleichen eines Systems mit einem anderen verwendet werden, können jedoch hilfreich zum Verfolgen der Leistung eines Systems mit der Zeit sein und könnten auch angewendet werden, um die gemessene, erwartete und vorhergesagte Leistung eines Systems miteinander zu vergleichen, indem ein Leistungsmodell verwendet wird, das ausschließlich auf der GHI beruht.

14.3.2 Leistungsverhältnisse mit Temperaturkorrektur

14.3.2.1 Allgemeines

Die jahreszeitlich bedingte Schwankung des Leistungsverhältnisses PR von Gleichung (23) kann erheblich durch die Berechnung eines Leistungsverhältnisses mit Temperaturkorrektur PR' verringert werden.

ANMERKUNG Während Schwankungen der mittleren Umgebungstemperatur der bedeutsamste Faktor sind, der zu jahreszeitlich bedingten Schwankungen des gemessenen Leistungsverhältnisses führt, können auch andere Faktoren,

wie z. B. jahreszeitenabhängige Verschattung, spektrale Effekte und Metastabilitäten, zu der jahreszeitlich bedingten Schwankung von PR beitragen.

14.3.2.2 Leistungsverhältnis bei Normprüfbedingungen (STC)

Das STC-Leistungsverhältnis PR'_{STC} wird durch Anpassen der Bemessungsleistung in jedem Aufzeichnungsintervall berechnet, um Unterschiede zwischen der tatsächlichen PV-Modultemperatur und der STC-Referenztemperatur von 25 °C auszugleichen.

Der Wert der Metrik liegt näher bei Eins als bei dem nach Gleichung (23) berechneten Leistungsverhältnis.

PR'_{STC} wird durch Einführen eines Bemessungsleistungs-Temperaturanpassungsfaktors $C_{k,STC}$ in die Gleichung (23) wie folgt berechnet:

$$PR'_{STC} = (\sum_k P_{out,k} \times \tau_k) / \left(\sum_k \frac{(C_{k,STC} \times P_0) \times G_{l,k} \times \tau_k}{G_{l,ref}} \right) \quad (24)$$

Dabei ist $C_{k,STC}$ gegeben durch

$$C_{k,STC} = 1 + \gamma \times (T_{mod,k} - 25 \text{ °C}) \quad (25)$$

Dabei ist γ der relative Höchstleistungs-Temperaturkoeffizient (in der Einheit °C⁻¹), und $T_{mod,k}$ ist die Modultemperatur (in °C) im Zeitintervall k .

In Bezug auf Gleichung (25) ist γ üblicherweise negativ, z. B. für kristallines Silizium. Die gemessene Modultemperatur darf für $T_{mod,k}$ in Gleichung (25) verwendet werden. Wenn das Überwachungsziel jedoch darin besteht, PR'_{STC} mit einem Zielwert zu vergleichen, der mit einer Leistungsgarantie verbunden ist, sollte $T_{mod,k}$ stattdessen anhand der gemessenen meteorologischer Daten mit dem gleichen Wärmeübertragungsmodell abgeschätzt werden, das bei der Simulation angewendet wurde, die zur Einstellung des Leistungsgarantiewertes geführt hat, um eine systematische Messabweichung zu vermeiden.

Es ist zu beachten, dass die Gleichungen (24) und (25) zur Berechnung eines Leistungsverhältnisses verwendet werden können, das an eine andere Referenztemperatur angepasst ist, indem anstelle von 25 °C die gewünschte Referenztemperatur in Gleichung (25) eingesetzt wird.

14.3.2.3 Leistungsverhältnis des jährlichen Temperaturäquivalents

Das Leistungsverhältnis des jährlichen Temperaturäquivalents $PR'_{annual-eq}$ wird erstellt, um das jährliche Leistungsverhältnis PR_{annual} unabhängig von der Dauer des Berichtszeitraums näherungsweise zu bestimmen. Es wird dabei das Leistungsverhältnis während des Berichtszeitraums mit der Bemessungsleistung in jedem Aufzeichnungsintervall berechnet, die angepasst wird, um Unterschiede zwischen der tatsächlichen PV-Modultemperatur und einem erwarteten Jahresmittelwert der PV-Modultemperatur auszugleichen. Während sich dadurch die jahreszeitlich bedingte Schwankung in der Metrik verringert, wird die Wirkung von Jahresmittel-Temperaturverlusten nicht beseitigt, wodurch der Wert der Metrik mit dem Wert von PR_{annual} vergleichbar bleibt.

$PR'_{annual-eq}$ wird durch Einführen eines Bemessungsleistungs-Temperaturanpassungsfaktors $C_{k,annual}$ in Gleichung (23) wie folgt berechnet:

$$PR'_{annual-eq} = (\sum_k P_{out,k} \times \tau_k) / \left(\sum_k \frac{(C_{k,annual} \times P_0) \times G_{l,k} \times \tau_k}{G_{l,ref}} \right) \quad (26)$$

Dabei ist $C_{k,annual}$ gegeben durch:

$$C_{k,annual} = 1 + \gamma \times (T_{mod,k} - T_{mod,annual-avg}) \quad (27)$$

Dabei ist γ der relative Höchstleistungs-Temperaturkoeffizient (in der Einheit °C⁻¹), $T_{mod,k}$ ist die PV-Modultemperatur im Zeitintervall k , und $T_{mod,annual-avg}$ ist ein Jahresmittelwert der Modultemperatur.

ANMERKUNG In Bezug auf Gleichung (27) ist γ üblicherweise negativ, z. B. für kristallines Silizium.

$T_{mod,annual-avg}$ wird auf der Grundlage von historischen Wetterdaten des Einsatzorts und ausgehend von einer empirischen Beziehung für die vorhergesagte Modultemperatur in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen und dem Aufbau des Moduls gewählt. Sie sollte berechnet werden, indem ein Bestrahlungsstärke-gewichteter Mittelwert der vorhergesagten Modultemperatur berechnet und anschließend