

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Photovoltaic system performance –
Part 1: Monitoring**

**Performances des systèmes photovoltaïques –
Partie 1: Surveillance**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2021 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigendum or an amendment might have been published.

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

The advanced search enables to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee, ...). It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available online and once a month by email.

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: sales@iec.ch.

IEC online collection - oc.iec.ch

Discover our powerful search engine and read freely all the publications previews. With a subscription you will always have access to up to date content tailored to your needs.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 000 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 18 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications IEC

Le contenu technique des publications IEC est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Recherche de publications IEC - webstore.iec.ch/advsearchform

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études, ...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications IEC. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et une fois par mois par email.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: sales@iec.ch.

IEC online collection - oc.iec.ch

Découvrez notre puissant moteur de recherche et consultez gratuitement tous les aperçus des publications. Avec un abonnement, vous aurez toujours accès à un contenu à jour adapté à vos besoins.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 000 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 16 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Photovoltaic system performance –
Part 1: Monitoring**

**Performances des systèmes photovoltaïques –
Partie 1: Surveillance**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.160

ISBN 978-2-8322-1002-5

**Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.**

CONTENTS

FOREWORD.....	6
INTRODUCTION.....	8
1 Scope.....	10
2 Normative references.....	10
3 Terms and definitions	11
4 Monitoring system classification	15
5 General	16
5.1 Measurement precision and uncertainty	16
5.2 Calibration	16
5.3 Repeated elements	16
5.4 Power consumption	16
5.5 Documentation	16
5.6 Inspection	16
6 Data acquisition timing and reporting	16
6.1 Samples, records, and reports	16
6.2 Timestamps	18
6.3 Parameter names	18
7 Required measurements	18
8 Irradiance	23
8.1 Sensor types	23
8.2 General requirements	23
8.2.1 Overview	23
8.2.2 Sensor requirements	23
8.2.3 Sensor locations	24
8.2.4 Recalibration.....	25
8.2.5 Soiling mitigation	25
8.2.6 Dew and frost mitigation.....	25
8.2.7 Inspection and maintenance	26
8.2.8 Sensor alignment	26
8.3 Measurements	26
8.3.1 Global horizontal irradiance.....	26
8.3.2 In-plane irradiance	26
8.3.3 In-plane rear-side irradiance.....	27
8.3.4 In-plane rear-side irradiance ratio.....	27
8.3.5 Horizontal albedo	27
8.3.6 Direct normal irradiance	27
8.3.7 Diffuse horizontal irradiance	27
8.3.8 Spectrally matched irradiance	27
8.3.9 In-plane irradiance for concentrator systems.....	28
8.3.10 Spectral irradiance for concentrator systems	29
8.3.11 Circumsolar measurements for concentrator systems.....	29
8.3.12 Satellite remote sensing of irradiance	30
9 Environmental factors	31
9.1 PV module temperature.....	31
9.2 Ambient air temperature	31

9.3	Wind speed and direction	32
9.4	Soiling ratio.....	32
9.5	Rainfall	33
9.6	Snow	33
9.7	Humidity	33
10	Tracker system.....	33
10.1	Single-axis trackers.....	33
10.2	Dual-axis trackers	33
10.2.1	Monitoring.....	33
10.2.2	Pointing error sensor alignment.....	33
11	Electrical measurements.....	34
11.1	Inverter-level measurements	34
11.2	Plant-level measurements	34
12	Data processing and quality check	35
12.1	Night.....	35
12.2	Quality check	35
12.2.1	Removing invalid readings	35
12.2.2	Treatment of missing data	35
13	Calculated parameters.....	36
13.1	Overview.....	36
13.2	Summations	36
13.3	Irradiation	36
13.4	Electrical energy	37
13.4.1	General	37
13.4.2	DC output energy.....	37
13.4.3	AC output energy.....	37
13.5	Array power rating.....	37
13.5.1	DC power rating.....	37
13.5.2	AC power rating	38
13.6	Yields	38
13.6.1	General	38
13.6.2	PV array energy yield.....	38
13.6.3	Final system yield	38
13.6.4	Reference yield.....	39
13.6.5	Bifacial reference yield.....	39
13.7	Yield losses	39
13.7.1	General	39
13.7.2	Array capture loss	39
13.7.3	Balance of systems (BOS) loss.....	40
13.8	Efficiencies	40
13.8.1	Array (DC) efficiency.....	40
13.8.2	System (AC) efficiency	40
13.8.3	BOS efficiency	40
14	Performance metrics.....	41
14.1	Overview.....	41
14.2	Summations	41
14.3	Performance ratios.....	41
14.3.1	Performance ratio	41

14.3.2	Temperature-corrected performance ratios	42
14.3.3	Bifacial performance ratios	44
14.4	Performance indices	44
15	Data filtering	45
15.1	Use of available data	45
15.2	Filtering data to specific conditions	45
15.3	Reduced inverter, grid, or load availability	45
Annex A	(informative) Sampling interval	46
A.1	General considerations	46
A.2	Time constants	46
A.3	Aliasing error	46
A.4	Example	47
Annex B	(informative) Module temperature sensor selection and attachment	48
B.1	Objective	48
B.2	Sensor and material selection	48
B.2.1	Optimal sensor types	48
B.2.2	Optimal tapes	48
B.2.3	Cyanoacrylate adhesives and backsheet integrity	49
B.3	Sensor attachment	49
B.3.1	Permanent versus temporary	49
B.3.2	Attachment location	49
B.3.3	Bifacial modules	49
B.3.4	Method	49
Annex C	(normative) Soiling measurement using clean and soiled PV reference device pair	52
C.1	Overview	52
C.2	Equipment	52
C.3	Normalization	52
C.4	Measurement method 1 – max power reduction due to soiling	53
C.5	Measurement method 2 – short-circuit current reduction due to soiling	53
C.6	Non-uniform soiling	53
C.7	Daily average value	54
C.8	Renormalization	54
Annex D	(informative) Derate factors	55
Annex E	(normative) Systems with local loads, storage, or auxiliary sources	57
E.1	System types	57
E.2	Parameters and formulas	59
Bibliography		66
Figure 1	– Possible elements of PV systems	8
Figure 2	– Samples, records and reports	17
Figure B.1	– Sensor attachment, permanent	50
Figure B.2	– Sensor attachment, temporary	50
Figure B.3	– Sensor element wire strain relief	51
Figure E.1	– Energy flow between possible elements of different PV system types	57
Table 1	– Sampling and recording interval requirements	18

Table 2 – Measured parameters and requirements	20
Table 3 – Multiplier referenced in Table 2	23
Table 4 – Irradiance sensor requirements	24
Table 5 – Inverter-level electrical measurement requirements	34
Table 6 – Plant-level AC electrical output measurement requirements	34
Table 7 – Calculated parameters	36
Table 8 – Performance metrics	41
Table E.1 – Elements of different PV system types	58
Table E.2 – Parameters and formulas for different system types	59

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

PHOTOVOLTAIC SYSTEM PERFORMANCE –**Part 1: Monitoring****FOREWORD**

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as “IEC Publication(s)”). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61724-1 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

This second edition cancels and replaces the first edition, published in 2017. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- Monitoring of bifacial systems is introduced.
- Irradiance sensor requirements are updated.
- Soiling measurement is updated based on new technology.
- Class C monitoring systems are eliminated.
- Various requirements, recommendations and explanatory notes are updated.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
82/1904/FDIS	82/1925/RVD

Full information on the voting for its approval can be found in the report on voting indicated in the above table.

The language used for the development of this International Standard is English.

This document was drafted in accordance with ISO/IEC Directives, Part 2, and developed in accordance with ISO/IEC Directives, Part 1 and ISO/IEC Directives, IEC Supplement, available at www.iec.ch/members_experts/refdocs. The main document types developed by IEC are described in greater detail at www.iec.ch/standardsdev/publications.

A list of all parts in the IEC 61724 series, published under the general title *Photovoltaic system performance*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this document will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website under webstore.iec.ch in the data related to the specific document. At this date, the document will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021

INTRODUCTION

This document defines classes of photovoltaic (PV) performance monitoring systems and serves as guidance for monitoring system choices.

Figure 1 illustrates major elements comprising different PV system types. The main clauses of this document are written for grid-connected systems without local loads, energy storage, or auxiliary sources, as shown by the bold lines in Figure 1. Annex E includes some details for systems with additional components.

The PV array may include both fixed-axis and tracker systems and both flat-plate and concentrator systems.

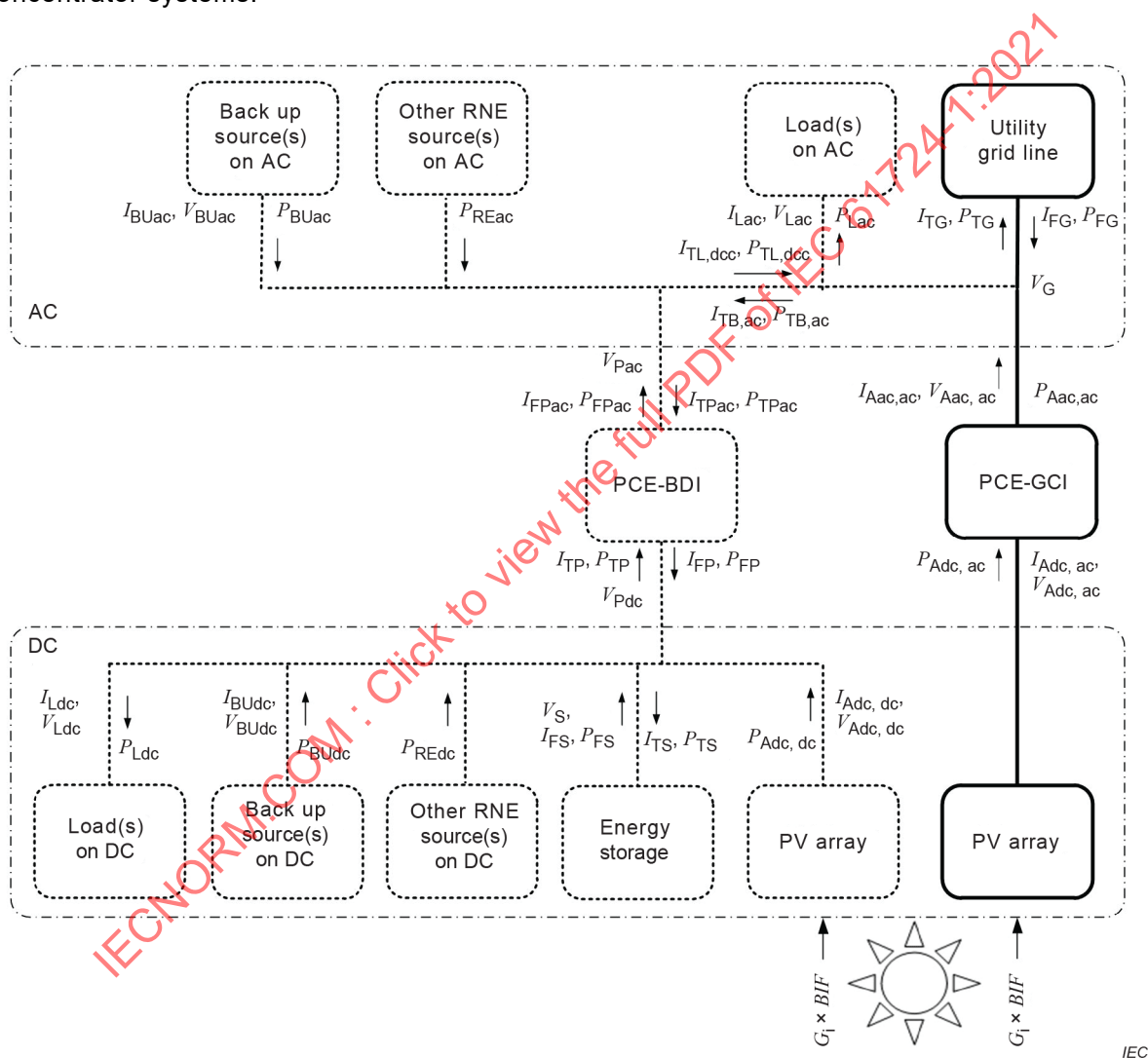


Figure 1 – Possible elements of PV systems

The purposes of a performance monitoring system are diverse and could include comparing performance to design expectations and guarantees as well as detecting and localizing faults.

For comparing performance to design expectations and guarantees, the focus should be on system-level data and consistency between prediction and test methods.

For detecting and localizing faults there should be greater resolution at sub-levels of the system and an emphasis on measurement repeatability and correlation metrics.

The monitoring system should be adapted to the PV system's size and user requirements. In general, larger PV systems should have more monitoring points and higher accuracy sensors than smaller and lower-cost PV systems.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021

PHOTOVOLTAIC SYSTEM PERFORMANCE –

Part 1: Monitoring

1 Scope

This part of IEC 61724 outlines terminology, equipment, and methods for performance monitoring and analysis of photovoltaic (PV) systems. It also serves as a basis for other standards which rely upon the data collected.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

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

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

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 61215 (all parts), *Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval*

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

IEC TS 61724-2, *Photovoltaic system performance – Part 2: Capacity evaluation method*

IEC TS 61724-3, *Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method*

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

IEC 62053-22, *Electricity metering equipment – Particular requirements – Part 22: Static meters for AC active energy (classes 0,1S, 0,2S and 0,5S)*

IEC 62670-3, *Photovoltaic concentrators (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 9060:2018, *Solar energy – Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation*

ISO 9488, *Solar energy – Vocabulary*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60050-131, IEC TS 61836, ISO 9488, and the following apply.

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

3.1

sample

data acquired from a sensor or measuring device

3.2

sampling interval

time between samples

3.3

record

data recorded and stored

3.4

recording interval

τ

time between records

3.5

report

aggregate value based on series of records

3.6

reporting period

time between reports

3.7

front side

side of a surface which normally faces the sky

3.8

rear side

side of a surface which normally faces the ground

3.9

monofacial PV device

PV device in which only the front side is used for power generation

3.10

bifacial PV device

PV device in which both front side and rear side are used for power generation

3.11

bifaciality coefficient

φ

ratio between an I-V characteristic of the rear side and the front side of a bifacial device, typically at Standard Test Conditions (STC), unless otherwise specified

Note 1 to entry: Bifaciality coefficients include the short-circuit current bifaciality coefficient φ_{Isc} , the open-circuit voltage bifaciality coefficient φ_{Voc} and the maximum power bifaciality coefficient φ_{Pmax} .

Note 2 to entry: Bifaciality coefficients are defined in IEC TS 60904-1-2.

3.12

irradiance

G

incident flux of radiant power per unit area

Note 1 to entry: Expressed in units of $W \cdot m^{-2}$.

3.13

in-plane irradiance

G_i or POA

sum of direct, diffuse, and ground-reflected irradiance incident upon the front side of an inclined surface parallel to the plane of the modules in the PV array, also known as plane-of-array (POA) irradiance

Note 1 to entry: Expressed in units of $W \cdot m^{-2}$.

3.14

horizontal albedo

ρ_H

proportion of incident light reflected by a ground surface as measured in a horizontal plane

Note 1 to entry: It is a property of a ground surface and is a dimensionless quantity on a scale from 0 to 1.

3.15

in-plane rear-side irradiance ratio

ρ_i

ratio of the irradiance incident on the rear side of the modules in the PV array to the irradiance incident on the front side

Note 1 to entry: It is a dimensionless quantity but can exceed a value of 1 since, in addition to reflected light, diffuse and direct components of the solar resource may also be measured on the rear-side of the plane of array.

3.16

spectrally matched in-plane rear-side irradiance ratio

ρ_i^{SP}

in-plane rear-side irradiance ratio per 3.15 when both irradiance quantities are measured with a spectrally matched reference device or with the application of spectral correction factors per IEC 60904-7

3.17

spectrally matched reference device

reference device such as a PV cell or module with spectral response characteristics sufficiently close to those of the PV modules in the PV array such that spectral mismatch errors are small under the typical range of incident spectra

3.18**in-plane rear-side irradiance** G_i^{rear} or POA^{rear}

sum of direct, diffuse, and ground-reflected irradiance incident on the rear side of the modules in the PV array, also known as rear-side plane-of-array irradiance

Note 1 to entry: Expressed in units of $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$.

Note 2 to entry: (If measured via in-plane rear-side irradiance ratio): $G_i^{\text{rear}} = \rho_i \times G_i$ or $G_{i,SP}^{\text{rear}} = \rho_i^{\text{SP}} \times G_i$.

3.19**bifacial reference device**

bifacial PV device, such as a cell or module, having substantially the same properties, with respect to response to front-side and rear-side irradiance, as bifacial modules to be monitored

3.20**bifacial irradiance factor** BIF

dimensionless factor that can be directly multiplied by the front-side in-plane irradiance (G_i) to calculate the “effective” irradiance reaching a bifacial device from both the front and rear side collectively

Note 1 to entry: $BIF = (1 + \varphi_{pmax} \times \rho_i)$ or $BIF^{SP} = (1 + \varphi_{pmax} \times \rho_i^{SP})$. See 3.11, 3.15, 3.16.

Note 2 to entry: Rear-side POA irradiance can be measured simultaneously with front-side POA irradiance using a bifacial reference device. In that case, $BIF = G_i^{BIF \text{ Ref Device}} \div G_i$. For consistency, the front-side POA irradiance should be measured with the same or similar type of device as the bifacial reference device.

Note 3 to entry: “Effective” irradiance may include the effect of inhomogeneities in rear-side irradiance.

3.21**global horizontal irradiance** GHI

direct plus diffuse irradiance incident on the front side of a horizontal surface

Note 1 to entry: Expressed in units of $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$.

Note 2 to entry: $GHI = DNI \cdot \cos Z + DHI$ where Z is the solar zenith angle.

3.22**circumsolar**

immediately surrounding the solar disk

3.23**direct normal irradiance** DNI

irradiance emanating from the solar disk and from the circumsolar region of the sky within a subtended full angle of 5° falling on a plane surface normal to the sun's rays

Note 1 to entry: Expressed in units of $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$.

Note 2 to entry: $GHI = DNI \cdot \cos Z + DHI$ where Z is the solar zenith angle.

3.24

circumsolar contribution

contribution of a specific portion of the circumsolar normal irradiance to the direct normal irradiance. The circumsolar contribution refers to a specific ring-shaped angular region described by an inner and the outer angular distance from the centre of the sun (see ISO 9488)

Note 1 to entry: If the inner angle describing this angular region is the half-angle of the sun disk the circumsolar contribution is also called circumsolar ratio.

Note 2 to entry: Depending on the circumsolar irradiance measurement instrument or the solar technology involved, different wavelength ranges are included. In order to describe circumsolar irradiance correctly, the wavelength range or the spectral response of the instrument or the involved technology has to be specified.

3.25

circumsolar ratio

fraction of measured direct normal irradiance (*DNI*) emanating from the circumsolar region of the sky, i.e. within the angular acceptance of the *DNI* sensor but outside the solar disk

3.26

sunshape

azimuthal average radiance profile as a function of the angular distance from the centre of the sun, normalized to 1 at the centre of the sun and considering the wavelength range of shortwave radiation (see ISO 9488)

3.27

diffuse horizontal irradiance

G_d or *DHI*

global irradiance on the front side of a horizontal surface excluding the portion emanating from the solar disk and from the circumsolar region of the sky within a subtended full angle of 5°

Note 1 to entry: Expressed in units of $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

Note 2 to entry: $GHI = DNI \cdot \cos Z + DHI$ where Z is the solar zenith angle.

3.28

in-plane direct beam irradiance

$G_{i,b}$

in-plane irradiance incident upon the front side of an inclined surface parallel to the plane of the modules in the PV array emanating from the solar disk and from the circumsolar region of the sky within a subtended full angle of 5°

Note 1 to entry: The in-plane direct beam irradiance $G_{i,b} = \cos(\theta) \times DNI$, where θ is the angle between the sun and the normal to the plane. When the plane of array is normal to the sun, $G_{i,b} = DNI$.

Note 2 to entry: Expressed in units of $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

3.29

irradiation

H

irradiance integrated over a specified time interval

Note 1 to entry: Expressed in units of $\text{kW}\cdot\text{h}\cdot\text{m}^{-2}$.

3.30

standard test conditions

STC

in-plane irradiance $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, normal incidence, PV cell junction temperature 25°C , and the reference spectral irradiance defined in IEC 60904-3

3.31**soiling ratio***SR*

ratio of the actual power output of the PV array under given soiling conditions to the power that would be expected if the PV array were clean and free of soiling

3.32**soiling level***SL*

fractional power loss due to soiling, given by $1 - SR$

3.33**soiling rate**

rate of change of soiling ratio, typically expressed in percent per day

3.34**active power***P*

under periodic conditions, mean value, taken over one period, of the instantaneous product of current and voltage

Note 1 to entry: Under sinusoidal conditions, the active power is the real part of the complex power.

Note 2 to entry: Expressed in units of W.

3.35**apparent power***S*

product of the rms voltage between the terminals of a two-terminal element or two-terminal circuit and the rms electric current in the element or circuit

Note 1 to entry: Under sinusoidal conditions, the apparent power is the modulus of the complex power.

Note 2 to entry: Expressed in units of VA.

3.36**power factor***λ*

under periodic conditions, ratio of the absolute value of the active power *P* to the apparent power *S*:

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

4 Monitoring system classification

This document defines two classifications of monitoring system, Class A and Class B.

Class A is intended for large PV systems such as utility-scale or large commercial installations.

Class B is intended for smaller systems such as rooftop or small to medium-size commercial installations.

Users of the document may specify whichever classification is most appropriate to their application, regardless of PV system size.

The monitoring system classification shall be stated in any conformity declarations to this document.

Throughout this document, some requirements are designated as applying to a particular classification. Where no designation is given, the requirements apply to both classifications.

5 General

5.1 Measurement precision and uncertainty

Measurement precision refers to repeatability and resolution, which have the meanings defined in the IEC Electropedia.

Measurement uncertainty refers to accuracy and otherwise has the meaning defined in the IEC Electropedia.

Measurement uncertainties can be calculated as outlined in ISO/IEC Guide 98-1 and ISO/IEC Guide 98-3.

5.2 Calibration

Recalibration of sensors and signal-conditioning electronics is to be performed as recommended by the manufacturer or at more frequent intervals where specified in the standard.

It is recommended to perform periodic cross-checks of each sensor against sister sensors or reference devices in order to identify out-of-calibration sensors.

5.3 Repeated elements

Depending on system size and user requirements, the monitoring system may include redundancy in sensors and/or repetition of sensor elements for different components or subsections of the full PV system. Accordingly, the measured and calculated parameters defined in this document may have multiple instances, each corresponding to a subsection or subcomponent of the PV system.

5.4 Power consumption

The parasitic power drawn by any systems required for operation of the PV plant shall not be considered as a load supplied by the plant.

5.5 Documentation

Details of all components of the monitoring system shall be documented. All system inspection and maintenance, including cleaning, shall be documented.

5.6 Inspection

The monitoring system shall be inspected at least annually and preferably at more frequent intervals. Inspection should look for damage, deterioration, or disconnection of sensors and electrical enclosures, soiling or displacement of optical sensors, loose wiring connections, detachment of temperature sensors, embrittlement of attachments, and other potential problems.

6 Data acquisition timing and reporting

6.1 Samples, records, and reports

Figure 2 illustrates the relations between samples, records, and reports.

A sample is data acquired from a sensor or measuring device. The sampling interval is the time between samples. Samples do not need to be permanently stored.

A record is data entered into data storage, based on acquired samples. The recording interval, denoted by τ in this document, is the time between records. The recording interval should be an integer multiple of the sampling interval, and an integer number of recording intervals should fit within 1 h.

The recorded parameter value for each record is the average, maximum, minimum, sum, or other function of the samples acquired during the recording interval, as appropriate for the measured quantity. The record can also include supplementary data such as additional statistics of the samples, number of missing data points, error codes, transients, and/or other data of special interest. (For wind data records, see statement in 9.3.)

A report is an aggregate value covering multiple recording intervals. The reporting period is the time between reports. Typically the reporting period would be chosen to be days, weeks, months, or years.

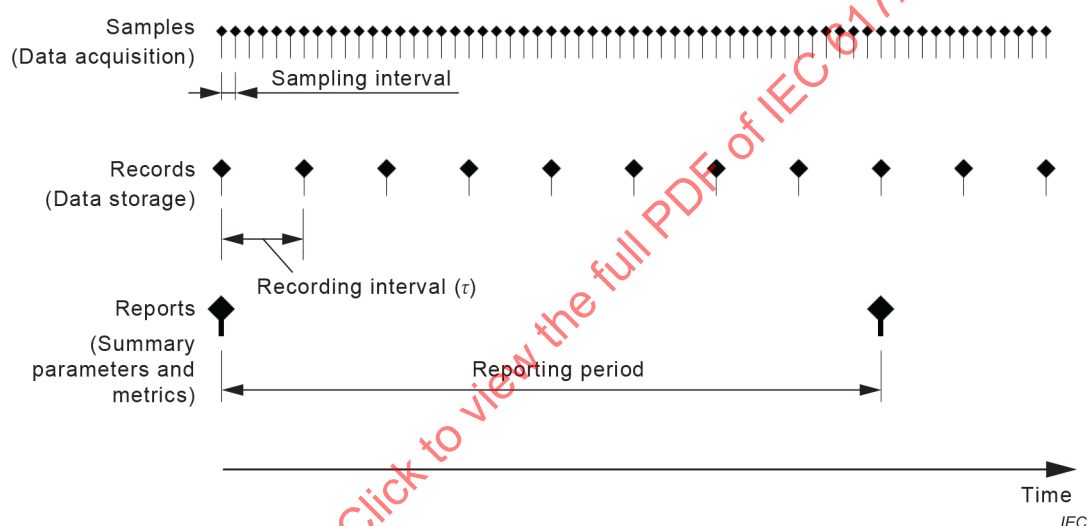


Figure 2 – Samples, records and reports

Table 1 lists maximum values for sampling intervals and recording intervals.

Further considerations relating to the sampling interval are addressed in Annex A. The maximum sampling interval for Class A is longer than the typical signal and instrument time constants for irradiance, wind and electrical output, however, the value is chosen for practicality considering common data acquisition systems.

The indicated sampling and recording interval recommendations apply to on-site ground-based measurements. For satellite-based measurement of irradiance, longer intervals of up to 1 h may be used. A ground-based instrument will require frequent samples to construct a valid time average over a recording interval, e.g. in the case of partly cloudy conditions, while satellite-based estimation uses the spatial average of many pixels in a single image as a substitute for time averaging.)

Table 1 – Sampling and recording interval requirements

	Class A High accuracy	Class B Medium accuracy
Maximum sampling interval For irradiance, temperature, wind and electrical output	5 s	1 min
Maximum recording interval	5 min (1 min – recommended)	15 min

6.2 Timestamps

Each record and each report shall include a timestamp.

Timestamp data shall include the date and time corresponding to the beginning or end of the recording interval or reporting period and the choice shall be specified.

The time should refer either to local standard time (not daylight savings time) or universal time, to avoid winter/summer time changes, and the choice of time shall be specified.

Midnight shall be treated as the start of a new day and expressed as 00:00:00.

When multiple data acquisition units are involved that each independently apply timestamps, the clocks of the units should be synchronized, preferably by an automated mechanism such as global positioning system (GPS) or network time protocol (NTP).

6.3 Parameter names

For consistency in data extraction across multiple platforms, it is recommended to use standardized parameter names. Standardized names for parameters in this document are listed in *Orange Button Taxonomy Data Definitions*.

7 Required measurements

Table 2 lists measured parameters defined by this document and a summary of measurement requirements.

The purpose of each monitoring parameter is listed in Table 2 in order to guide the user. More details and additional requirements are provided in the subsequent referenced subclauses.

A check mark (✓) in Table 2 indicates a required parameter to be measured on site, qualified by specific notes where included.

The symbol “R” in Table 2 indicates a parameter that may be determined based on remote meteorological data or satellite data rather than by on-site measurement.

Table 2 lists the minimum number of on-site sensors where required. In many cases this is shown as a factor times a multiplier from Table 3. Where no number is given, only one sensor is required, although redundant sensors are typically advisable.

When multiple sensors are required, they shall be distributed throughout the PV plant at representative locations or placed at monitoring points indicated in the table where specified. If the plant includes multiple sections that have different technology types or substantially different local geography or other operation characteristics, then at least one sensor shall be placed in each such section and additional sensors shall be added, if necessary, to meet this requirement.

Empty cells in Table 2 indicate optional parameters that may be chosen for specific system requirements or to meet project specifications.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021

Table 2 – Measured parameters and requirements

Parameter	Symbol	Units	Monitoring purpose	Class A system		Class B system	
				Required?	Minimum number of sensors	Required?	Minimum number of sensors
Irradiance (see Clause 8)							
In-plane irradiance (POA)	G_i	$W \cdot m^{-2}$	Solar resource	✓	1 × Table 3	✓	
Global horizontal irradiance	GHI	$W \cdot m^{-2}$	Solar resource, connection to historical and satellite data	✓	1 × Table 3	✓ or R	
Horizontal albedo	ρ_H	Unitless	Solar resource, rear side	✓	1 × Table 3		
	G_i^{rear}	$W \cdot m^{-2}$		✓	3 × Table 3		
In-plane rear-side irradiance (POA) or spectrally matched in-plane rear-side irradiance	$G_{i,sp}^{rear}$	$W \cdot m^{-2}$		for bifacial, Option 2 per 8.3.3			
Diffuse irradiance	G_d	$W \cdot m^{-2}$	Solar resource	✓	for bifacial, Option 1, per 8.3.3 (optional)		
				✓	for CPV with < 20× concentration		
Direct normal irradiance	DNI	$W \cdot m^{-2}$		✓ for CPV	1 × Table 3		
Circumsolar contribution, circumsolar ratio, sunshape							

Parameter	Symbol	Units	Monitoring purpose	Class A system		Class B system	
				Required?	Minimum number of sensors	Required?	Minimum number of sensors
Environmental factors (see Clause 9)							
PV module temperature	T_{mod}	°C	Determining temperature-related losses	√	3 × Table 3	√	
Ambient air temperature	T_{amb}	°C	Estimation of PV temperatures, connection to prediction models	√	1 × Table 3	√ or R	
Wind speed		m·s ⁻¹		√	1 × Table 3	√ or R	
Wind direction		degrees		√	1 × Table 3		
Soiling ratio	SR		Determining soiling-related losses	√ if typical annual soiling losses without cleaning expected to be > 2 %	1 × Table 3		
Rainfall		cm	Estimation of soiling losses	√	1 × Table 3	√ or R	
Snow		cm	Estimation of snow-related losses	√ if typical annual snow losses without cleaning expected to be > 2 % and soiling measurement does not measure snow loss	1 × Table 3		
Humidity		%	Estimation of spectral variations				
Tracker system (see Clause 10)							
Single-axis tracker tilt angle	ϕ_T	degrees	Tracker system fault detection, single-axis	√ for single-axis tracker	1 × Table 3		
Dual-axis tracker error in primary angle	$\Delta\phi_1$	degrees	Tracker system fault detection, dual-axis	√ for dual-axis tracker	1 × Table 3		
Dual-axis tracker error in secondary angle	$\Delta\phi_2$	degrees					

Parameter	Symbol	Units	Monitoring purpose	Class A system		Class B system	
				Required?	Minimum number of sensors	Required?	Minimum number of sensors
Electrical output (see Clause 11)							
Array voltage (DC)	V_A	V	Energy output, diagnostics and fault localization	✓	At each inverter – if applicable (see 11.1)		
Array current (DC)	I_A	A		✓			
Array power (DC)	P_A	kW		✓			
Output voltage (AC)	V_{out}	V		✓	At each inverter and at system level	✓	At each inverter and at system level
Output current (AC)	I_{out}	A		✓		✓	
Output power (AC)	P_{out}	kW		✓		✓	
Output energy	E_{out}	kWh		✓		✓	
Output power factor	λ		Utility request compliance	✓			
Reduced load demand			Determine utility or load request compliance and impact on PV system performance	✓	At system level		
System output power factor request	λ_{req}			✓	At system level		

Table 3 – Multiplier referenced in Table 2

System size (AC) MW	Multiplier
< 40	2
≥ 40 to < 100	3
≥ 100 to < 300	4
≥ 300 to < 500	5
≥ 500 to < 700	6
≥ 700	7, plus 1 for each additional 200 MW.

8 Irradiance

8.1 Sensor types

Approaches to ground-based on-site irradiance measurement include:

- Measure total broadband hemispherical solar irradiance, independent of spectral or angular distribution. Instruments with this objective are classified as pyranometers, regardless of technology type.
- Measure matched irradiance corresponding to the PV-usable portion of the incident spectral and angular distribution. PV reference devices (reference cells and modules) are used for this objective.
- Measure spectral irradiance, from which spectrally matched irradiance can be determined. Spectroradiometers or multi-spectral instruments can be used for this objective.

Measurements can be transposed between approaches using appropriate models, with some uncertainty. If used, model-based transpositions and corrections shall be documented.

Irradiance may also be determined from remote measurements using satellite instrumentation as a supplement, or replacement (when permitted by Table 2), for ground-based on-site measurements. See 8.3.12.

The selected sensor and sensor type shall be documented.

8.2 General requirements

8.2.1 Overview

This subclause 8.2 provides general requirements applicable to most on-site irradiance measurements. Subsequent subclauses on specific irradiance measurement types may include different and/or additional requirements.

8.2.2 Sensor requirements

Sensors shall meet the requirements of Table 4 according to sensor type.

Table 4 – Irradiance sensor requirements

Sensor type	Class A system	Class B system
Pyranometer	<u>Front side (POA and GHI):</u> Class A per ISO 9060:2018, Spectrally flat Calibration uncertainty $\leq 2\%$ at $1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ Range up to $1\,500\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ Resolution $\leq 1\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ <u>Rear side:</u> Class C or better per ISO 9060:2018 Calibration uncertainty $\leq 3\%$ at $1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ Range up to $1\,500\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ Resolution $\leq 1\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$	Class C or better per ISO 9060:2018 Calibration uncertainty $\leq 3\%$ at $1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ Range up to $1\,500\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ Resolution $\leq 1\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$
PV reference device	Working reference device per IEC 60904-2 Calibration uncertainty $\leq 2\%$ at $1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ Range up to $1\,500\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ Resolution $\leq 1\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$	Working reference device per IEC 60904-2 Calibration uncertainty $\leq 3\%$ at $1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ Range up to $1\,500\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ Resolution $\leq 1\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$

Pyranometers include a wide range of instrument technologies, including but not limited to thermopile pyranometers and single- or multi-photodiode-based instruments. For front-side solar irradiance measurement in Table 4, spectrally flat means that the pyranometer's broadband irradiance measurement is negligibly affected by the spectral distribution of the incident sunlight.

8.2.3 Sensor locations

8.2.3.1 Front side

The location of front-side irradiance measurement sensors, including GHI and plane-of-array sensors, shall be chosen to be representative and to avoid shading conditions from sunrise to sunset, if possible. Shading should only occur within a half hour of sunrise or sunset and any shading shall be documented.

For front-side plane-of-array irradiance measurements, for either fixed-tilt or tracking systems, sensors shall be maintained at the same tilt and azimuth angles as the modules. This may be achieved by placing the sensors either directly on the module racking or on separate poles or extension arms with tracking, if applicable.

NOTE Optionally, additional front-side irradiance sensors may be placed in locations that are temporarily shaded by adjacent module rows, e.g. during backtracking of a tracking system, in order to monitor this shading effect, but these sensors do not satisfy the requirements of Table 2 and Table 3 and the performance metrics always use unshaded sensors, unless explicitly noted.

8.2.3.2 Rear side

The location of rear-side irradiance and/or in-plane rear-side irradiance ratio sensors shall be chosen such that they have a field of view representative of the conditions present on the rear side in the majority of the array, while minimizing shading on the modules. If the expected ground surface varies throughout the site, use an appropriate quantity of sensors and sampling methodology to capture the variations. The sensors should also be placed to capture the rear-side irradiance without impact from local surroundings other than representative shading by nearby portions of the PV array.

The sensors should be placed at the same tilt angle as the modules, directly on the module racking, by using beam or rail support structures, and positioned away from row ends, mounting piers, and other sources of localized shading or enhanced illumination phenomena such as reflections from the module racking.

A concern regarding in-plane rear-side irradiance sensors and in-plane rear-side irradiance ratio sensors is the non-uniformity of the irradiance reaching the back side of the module surface from edge to edge. It is recommended to place multiple sensors along the rear side of the racking structure to follow and measure the non-uniform illumination profile throughout the day. This allows both quantifying the non-uniformity of the rear-side irradiance and calculating an effective average of the rear-side irradiance for introduction into selected performance formulas.

NOTE The measured irradiance may differ depending on the position of the sensor, especially in the case of rear-side POA sensor measurements. For example, if the sensor is placed below a row of modules, it may show a different reading than when placed above the row of modules, since a contribution to the irradiance in a tilted plane originates from the ground or nearby features.

8.2.3.3 Horizontal albedo

The location of horizontal albedo sensors shall be chosen to be representative of the albedo at the site. The sensors should be mounted at a minimum height of 1.0 m in order to allow for a sufficient field of view of irradiance reflecting from the ground and should not be shaded by vegetation or any nearby structures, including modules and the module support structure, within a ± 80 degree viewing angle. Shading by the albedo measurement device and its support structure should be minimized. If the expected ground surface varies throughout the site, use an appropriate quantity of sensors and sampling methodology to capture the variations.

8.2.4 Recalibration

Recalibration of sensors shall be conducted in a manner that minimizes downtime and sensor outages in order to prevent interruption of monitoring. Effective methods may include:

- Exchanging installed sensors with new or recalibrated units
- Performing on-site recalibration of sensors where possible
- Providing redundant sensors and alternating laboratory recalibration schedules.

For Class A systems, sensors shall be recalibrated once every 2 years, or more frequently per manufacturer recommendations.

For Class B systems, recalibrate sensors according to manufacturer recommendations.

8.2.5 Soiling mitigation

For Class A systems the effects of soiling accumulation on irradiance sensors shall be mitigated. For typical sensors and installations, weekly cleaning is required. Cleaning may be employed less frequently when local conditions allow or when technology is employed which mitigates or corrects for sensor soiling equivalently to weekly cleaning or detects soiling so that cleaning can be scheduled when needed.

8.2.6 Dew and frost mitigation

For Class A systems, the effects of dew and frost accumulation on irradiance sensors shall be mitigated for locations where dew or frost is expected during more than 2 % of annual GHI-hours.

Determination of whether an installation site requires mitigation may be performed by examining typical meteorological year data for the site, paying attention to ambient temperature and dew point. For the purposes of this assessment, dew or frost is considered expected when ambient temperature is within 1,5 °C of dew point.

Various means of mitigation, including heating and external ventilation, can be effective. Irradiance sensors shall maintain their accuracy and classification while dew and frost mitigation is applied. Heating shall not disturb the sensor's accuracy and classification. For pyranometers, effective means of ensuring accurate performance while the sensor is heated may include, but are not limited to, internal and external ventilation.

8.2.7 Inspection and maintenance

Routine inspection of sensors shall be performed to check for soiling, misalignment, and other fault conditions. For Class A systems, front-side sensors shall be inspected weekly.

Sensors shall be maintained according to manufacturer requirements. Maintenance requirements may include, for example, desiccant inspection and/or replacement, where applicable.

8.2.8 Sensor alignment

Irradiance sensors for global horizontal irradiance (*GHI*) shall be levelled to within 0,5°.

Irradiance sensors for plane-of-array (*POA*) irradiance shall be aligned with their intended plane within 0,5° of tilt and 1° of azimuth (Class A) or 1° of tilt and 2° of azimuth (Class B), with the following provisions:

- When the sensors are placed directly on the module racking, the alignment requirement is met if it can be shown that the sensors are aligned to the racking to within the stated tolerances.
- When the sensors are placed on another mounting structure independent of the modules, care shall be taken to achieve and verify alignment to within stated tolerances. If alignment cannot be achieved, the alignment error shall be measured and documented.

NOTE Sensor tilt can be measured with an inclinometer. Azimuthal alignment of plane-of-array sensors can be verified by reviewing and modelling a time series of irradiance data in clear-sky conditions.

8.3 Measurements

8.3.1 Global horizontal irradiance

Global horizontal irradiance (*GHI*) is measured with a horizontally oriented upwards-facing irradiance sensor or is determined from the combination of direct normal irradiance and diffuse horizontal irradiance per formula in 3.21.

8.3.2 In-plane irradiance

For flat-plate systems, in-plane irradiance is measured with an irradiance sensor with aperture oriented parallel to the plane of array (*POA*) mounted either on the module support structure or on another structure that is aligned parallel to the modules.

In the case of tracked systems, the irradiance sensor shall be continuously aligned with the actual plane of array of the modules, including backtracking if used.

For concentrator systems, see 8.3.9.

If any trackers are programmed to operate in a non-standard way relative to the rest of the array, these trackers should be excluded as sensor locations for the purposes of Table 2 and Table 3, but may optionally receive additional complementary sensors.

NOTE 1 The measurement of irradiance on a tracked surface can become erroneous if the tracker supporting the sensor does not track correctly. An approach to verification is to use the measured direct normal irradiance and horizontal diffuse irradiance, DNI and G_d respectively, and a transposition model to calculate the expected in-plane irradiance and then compare this with the measured value.

NOTE 2 POA irradiance can also be estimated from GHI using a decomposition and transposition model.

8.3.3 In-plane rear-side irradiance

Accurately determining the rear-side solar resource of bifacial systems is difficult. The rear-side irradiance on a PV array, as well as the spectral content of the irradiance, varies strongly spatially and temporally depending on shading patterns, details of the mounting structure, ground surface properties, and seasonal variations.

Table 2 provides two options for determining rear-side irradiance in bifacial systems:

- Option 1: Measure horizontal albedo and optionally diffuse irradiance, and use an optical model, such as a view-factor or ray-tracing model, to estimate rear-side irradiance.
- Option 2: Directly measure rear-side in-plane irradiance or, optionally, spectrally matched in-plane rear-side irradiance.

Direct measurement of rear-side in-plane irradiance is performed with an irradiance sensor with aperture oriented parallel to the plane of array (*POA*) mounted on the rear side of the module support structure. This may also be performed with a bifacial reference device (see 3.19).

8.3.4 In-plane rear-side irradiance ratio

For bifacial systems, in-plane rear-side irradiance ratio is measured by taking the ratio of the in-plane rear-side irradiance (see 8.3.3) to the in-plane irradiance (see 8.3.2).

8.3.5 Horizontal albedo

Horizontal albedo is determined by measuring the downwelling irradiance from the sky in a horizontal plane (*GHI*) and the upwelling ground-reflected irradiance in a horizontal plane and calculating the ratio of upwelling to downwelling irradiance.

See Option 1 and Option 2 in 8.3.3.

8.3.6 Direct normal irradiance

Direct normal irradiance (*DNI*) is measured with an instrument that blocks or corrects for diffuse irradiance contributions. Examples include pyrheliometers, rotating shadow band radiometers, tracked disk or ball radiometers, and others. *DNI* may be calculated from *GHI* and *DHI* per the formula in 3.23.

8.3.7 Diffuse horizontal irradiance

Diffuse horizontal irradiance G_d (or *DHI*) is measured with an instrument that blocks or corrects for direct irradiance contributions. Examples include rotating shadow band radiometers, tracked disk or ball radiometers, and others. *DHI* may be calculated from *GHI* and *DNI* per the formula in 3.27.

8.3.8 Spectrally matched irradiance

For determination of the usable solar resource, optional spectral matching of irradiance measurements for the user's specific PV modules should be considered.

Spectrally matched rear-side irradiance is particularly relevant because the spectrum of ground-reflected radiation can differ significantly from the incident solar radiation.

Methods for determining spectrally matched irradiance include:

- Measuring spectrally-matched irradiance using a spectrally matched reference device per 3.17. The residual spectral mismatch can be determined by IEC 60904-7 considering typical spectra for the application. Users should select a degree of residual spectral mismatch appropriate to their application. Identical PV technology is not necessarily required; for example, commercial monocrystalline silicon reference cells will provide beneficial spectral matching (compared to broadband measurement) for most commercial crystalline silicon PV technologies.
- Measuring broadband or non-spectrally-matched irradiance, e.g. using a pyranometer, plus performing a model-based spectral mismatch correction using environmental data such as temperature, humidity, etc.
- Measuring spectral irradiance, e.g. using a spectroradiometer or other multi-spectral instrument, from which spectral correction factors may be derived and applied to broadband irradiance data to obtain spectrally matched irradiance.

8.3.9 In-plane irradiance for concentrator systems

For concentrator systems, the total in-plane irradiance is replaced by the irradiance captured by the concentrator.

- For concentrator systems that capture only the direct beam:

The in-plane irradiance G_i is replaced by the in-plane direct beam irradiance $G_{i,b}$:

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

- For concentrator systems that capture some diffuse light in addition to the direct beam:

The in-plane irradiance is replaced by the effective irradiance (G_{eff}) owing to partial diffuse capture, where the fraction of diffuse light is quantified by the parameter f_d :

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

Determination of f_d begins by obtaining full current and voltage characteristics of a CPV module over many days with varying fractions of diffuse energy; a clear day will have little diffuse energy while a cloudy day will provide mainly diffuse energy. Analysis of a diffuse fraction for a given low and medium concentration CPV module should be based upon a large number of I - V curves where global in-plane irradiance (G_i) is above $21 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$.

A fundamental premise of this method is that the short-circuit current (I_{sc}) can be consistently and reliably estimated by acquiring a full trace of the current-voltage (I - V) curve for the device under test (DUT) and that the temperature coefficient for the I_{sc} parameter of the DUT has been well characterized in advance. When this premise is valid, the diffuse light capture characterization of a CPV module or receiver becomes simply a matter of determining the short-circuit current, $I_{\text{sc},0}$ normalized to standard test conditions (STC) and then relating the as-measured $I_{\text{sc},0}$ to this reference using an "effective irradiance" G_{eff} , such as that shown in Formula (2). One significant advantage of this approach is that compensating for the effects of solar spectrum can be accomplished by adjusting only the I_{sc} parameter.

By plotting the terms on the left-hand side of Formula (3) on the y -axis of a 2D graph and by plotting $G_{i,b}/G_i$ on the x -axis, the slope and intercept can be easily determined from the form $y = mx + b$ after performing a linear regression analysis of the I_{sc} vs. $G_{i,b}/G_i$ data.

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

where

$\alpha_{I_{sc}}$ is the temperature coefficient for I_{sc} ,

T_c is the cell temperature in °C,

$I_{sc,0}$ is the short circuit current at STC and 0° angle of incidence.

The term f_d then becomes:

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

One limitation to this approach that should be noted is the inherent assumption that the amount of diffuse light captured will be constant throughout the entire range of climatic conditions that are being observed. This will certainly introduce noise into the measurements, but if sampling is high enough, the linear regression analysis discussed above can provide a reasonable estimate for an average amount of diffuse capture that can be used to better define the solar resource for such concentrator PV modules.

If the results observed present a clear inflection or break in the diffuse capture response behaviour of the CPV module, the regression analysis can be split into multiple parts in a piecewise manner. This could be a likely outcome given that the nature of diffuse light is quite variable in the relative amounts of circumsolar vs. isotropic diffuse light. By treating the linear regression analysis in this fashion, one can determine the amount of diffuse capture (f_d) as a function of a specific range of the $G_{i,b}/G_i$ ratio.

8.3.10 Spectral irradiance for concentrator systems

For concentrator systems when a power rating according to IEC 62670-3 is to be performed, the system should include a device for determining the direct normal spectral irradiance. Refer to IEC 62670-3 for additional details.

8.3.11 Circumsolar measurements for concentrator systems

For concentrator systems, it may be useful to measure circumsolar irradiance. Circumsolar irradiance is irradiance emanating from a region of the sky immediately surrounding the solar disk. Useful parameters to measure may include circumsolar contribution, circumsolar ratio, and sunshape. See ISO 9488.

The measured direct normal irradiance (*DNI*) may include circumsolar contributions due to the angular acceptance of the *DNI* sensor. The fraction of measured *DNI* which is circumsolar is defined as the circumsolar ratio.

Concentrator systems may or may not be able to capture a portion of the circumsolar irradiance, depending on their design. However, measuring circumsolar quantities may be useful for performance characterization purposes.

8.3.12 Satellite remote sensing of irradiance

Satellite remote sensing techniques use a dual approach to measuring the total surface downwelling irradiance at the global horizontal plane. The on-board satellite instruments measure the radiance emitted or reflected by the earth's surface through the column of the atmosphere at specific visible and infrared spectral bands. The emitted radiance represents conditions where cloud cover is present, so measurements by this technique need to be framed in reference of the clear sky irradiance models. Thus, the base of satellite remote sensing uses radiative transfer models to predict the clear sky condition, then satellite measurements are applied to the clear sky as reduction in irradiance due to cloud opacity.

Operating plants considering satellite remote sensed irradiance should consider the following when comparing to on-site measured irradiances. Validated sources of satellite irradiance will have documented reliability and consistency in terms of data availability and calibration, respectively. Because satellite remote sensed irradiance sources use a single set of carefully monitored on-board sensors covering entire continents at once, data can be delivered with reduced uncertainty and cost associated with on-site maintenance, instrumentation soiling, calibration drifts and location-to-location mismatches. The accuracy benefits of satellite remote sensed data come at different temporal and spatial averaging versus on-site measurements. Satellite measurement of cloud opacity occurs at the spatial scale determined by the resolution of the measurement hardware on the satellite. For most modern satellite networks, this is approximately $0,01^\circ$ by $0,01^\circ$ latitude or longitude (roughly 1 km by 1 km). Thus, the representation of the irradiance condition from satellite sources reflects the average irradiance over a $0,01^\circ$ by $0,01^\circ$ square area. In contrast, on-site measurements reflect irradiance conditions at the surface area of the sensor, effectively a single point. This difference in measurement area leads to differences in irradiance over various time averaging periods. Additionally, the satellite image capture frequency is typically less than ground hardware data logging. As a result of both effects, satellite and ground may show greater differences in irradiance measurements on the order of 10 % to 20 % for sub-hourly to hourly periods where plant operators may be seeking analysis to diagnose plant underperformance. However, at monthly up to yearly averaging periods, satellite and ground will align on the order of < 1 % to 5 %, where plant operators may be seeking analysis to demonstrate overall plant performance.

Satellite remote sensed irradiances, including global horizontal, direct normal, diffuse, and in-plane irradiances are typically available in real time from commercial services. Long-histories of satellite measurements can be beneficial to plant operators as a reference for plant performance against long-term average/financial forecast conditions.

Important considerations when selecting satellite data are as follows:

- Satellite remote sensed irradiance data should be carefully selected after a review of accuracy and uncertainty.
- Satellite accuracy and uncertainty should be assessed against quality ground data from well-maintained sensors.
- Satellite sources should have a long history of measurement to verify accuracy across changes in satellite hardware.
- Satellite sources should provide data up to current time, also for the purpose of evaluating accuracy.
- Satellite data should be versioned; e.g. the metadata about the satellite measurements should be traceable to a repeatable model basis.
- Satellite data should provide measurements at the native satellite hardware device precision.
- The satellite remote sensed method should be specifically designed for measuring solar irradiance.

9 Environmental factors

9.1 PV module temperature

PV module temperature, T_{mod} , is measured with temperature sensors affixed to the back of PV modules.

For bifacial modules, rear-side temperature sensors and wiring shall obscure < 10 % of the area of any cell, and wiring should be routed in between cells when possible.

Temperature sensors shall have a measurement resolution $\leq 0,1$ °C and uncertainty ± 1 °C or better.

If adhesive is used to affix the temperature sensor to the back surface of the module, the adhesive should be appropriate for prolonged outdoor use at the site conditions and should be checked to be compatible with the surface material on the rear of the module to prevent degradation by the adhesive.

Adhesive or interface material between the temperature sensor and the rear surface of the module shall be thermally conductive. The total thermal conductance of the adhesive or interface layer shall be $500 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ or greater, in order to keep the maximum temperature difference between the module's rear surface and the temperature sensor on the order of approximately 1 K. For example, this may be achieved using a thermally conductive adhesive with thermal conductivity greater than $0,5 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ in a layer not more than 1 mm thick.

See Annex B for additional recommendations on temperature sensor attachment.

Care should be taken to ensure that the temperature of the cell in front of the sensor is not substantially altered due to the presence of the sensor or other factors.

NOTE 1 Cell junction temperatures are typically 1 °C to 3 °C higher than the temperature measured on the module's rear surface, depending on the module construction. The temperature difference may be estimated, as a function of irradiance, using the thermal conductivity of the module materials.

NOTE 2 An infrared image of the front of the module may help confirm that the temperature of the cell in front of the sensor is not substantially altered by the presence of the sensor or other factors.

Module temperature varies across each module and across the array. Temperature sensors shall be placed in representative locations to capture the range of variation and allow determination of an effective average.

Temperature sensors shall be replaced or recalibrated as per manufacturer's requirements.

Module temperature measurement may alternatively be performed with the V_{oc} -based method described in IEC 60904-5. This may require use of an additional reference module, not connected to the PV array, for temperature measurement. The module should be independently calibrated for this purpose. The module should be held at maximum power point in between brief V_{oc} measurements to ensure temperature is representative of the PV array. Considering the degradation of V_{oc} over time, the relation between module temperature and V_{oc} should be recalibrated at periodic intervals. If the module is not held at maximum power point, a calibrated temperature offset between maximum power point and the actual operating condition should be determined.

9.2 Ambient air temperature

Ambient air temperature, T_{amb} , is measured by means of temperature sensors located in solar radiation shields which are ventilated to permit free passage of ambient air.

The sensors shall have a measurement resolution $\leq 0,1$ °C and uncertainty ± 1 °C or better.

The sensors should be placed at least 1 m away from the nearest PV module and in locations where they will not be affected by thermal sources or sinks, such as exhausts from inverters or equipment shelters, asphalt or roofing materials, etc.

The sensors shall be replaced or recalibrated as per manufacturer's requirements.

9.3 Wind speed and direction

Wind speed and wind direction are used for estimating module temperatures. They may also be used for documenting warranty claims related to wind-driven damage.

Wind speed and direction are to be measured at a height and location which are representative of the array conditions and/or the conditions assumed by any applicable performance model used for a performance guarantee of the PV installation.

In addition, wind speed and direction may also be measured at heights and locations suitable for comparison with historical or contemporaneous meteorological data.

In some cases data on wind gusts (typically gusts up to 3 s in length) may be required to compare with project design requirements. When necessary the monitoring system sampling period should be sufficiently small (e.g. ≤ 5 s) and the data record should contain not only averaged but also maximum values. (See 6.1.)

Wind measurement equipment should not shade the PV system at any time of day or year and should be located at a point that is sufficiently far from obstructions.

Wind speed sensor measurement uncertainty shall be $\leq 0,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ for wind speeds $\leq 5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, and ≤ 10 % of the reading for wind speeds greater than $5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$.

Wind direction is defined as the direction from which the wind blows, and is measured clockwise from geographical north. It shall be measured with an accuracy of 5° .

Wind sensors shall be recalibrated as per manufacturer's recommendations.

9.4 Soiling ratio

Per 3.31, the soiling ratio is a property of the PV array cleanliness condition. Soiling measurement instruments approximate the true soiling ratio of the PV array by measuring the impact of soiling on a sensor surface of the instrument and assuming that the soiling condition of the PV array is the same as that of the sensor surface.

Soiling measurement instruments use various physical principles:

- One measurement approach, which has many variations, compares a pair of PV reference devices, one of which is routinely cleaned and the other of which soils naturally at the same rate as the PV array. Methods for implementing this approach are described in detail in Annex C.
- Other approaches are based on optical principles, detecting soiling particles on a collection surface according to their effect on either reflection or transmission of light.

Some of the instrument types can measure the effect of non-uniform soiling on the power loss of PV modules. Non-uniform soiling occurs when deposited soiling particles move under the influence of dew, rain, wind, and gravity, often collecting along PV module edges, especially bottom edges. This can have a disproportionate effect on power, depending on module type. See Annex C.

9.5 Rainfall

Rainfall measurements may be used to estimate the cleanliness of modules. If soiling ratio is also measured, these data are complementary.

9.6 Snow

Snowfall measurements can be used to estimate losses due to shading from snow. However, these losses may also be included in measurements of soiling ratio, depending on the soiling measurement device.

9.7 Humidity

Relative humidity measurements may be used to estimate changes in incident spectrum which may affect PV module power output as well as irradiance sensor readings. Humidity data with temperature data can also be used to calculate the times of wetness due to condensation. (Alternatively, surface condensation sensors can be used to directly gather these data.)

10 Tracker system

10.1 Single-axis trackers

Measurement of the real-time tracker tilt angle ϕ_T shall be performed with accuracy $\pm 1^\circ$ for Class A systems. Measurement may be performed with motor or position counters or other sensors integrated into the tracker mechanism, such as an inclinometer.

10.2 Dual-axis trackers

10.2.1 Monitoring

The real-time tracker pointing errors ($\Delta\phi_1$ and $\Delta\phi_2$) are measured on representative trackers using sensors defined and calibrated as per 7.3 of IEC 62817:2014. Selected trackers should coincide with a measurement location for DC output power (see Clause 11). Reporting of tracker pointing error data shall be per 7.4.6 of IEC 62817:2014.

10.2.2 Pointing error sensor alignment

The tracker pointing error sensor is typically mounted on the tracker such that the pointing vector of the sensor is normal to the plane of the PV system.

Initial alignment of a pointing error sensor shall be confirmed by intentionally scanning across the optimal alignment while measuring the pointing error. This may be done either by driving the tracker through the desired angle in each relevant axis or by moving the tracker ahead of the sun, stopping the tracker, and waiting for the sun to move into and out of the optimal position. The measured pointing error is plotted against the normalized system maximum power divided by direct normal irradiance (*DNI*). The data shall be measured under clear sky conditions with wind speeds in a range from $0,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ to $3,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, and shall be recorded within a 1 h time period. These requirements are to minimize noise associated with variation in power output from factors other than alignment.

Ideal alignment is achieved if the pointing error is zero when the irradiance-normalized power curve is at the maximum value. No tolerance is stated here for the deviation from ideal alignment as acceptable tolerance is dependent on the given system. The width of the scan will depend upon the response of the system, but should be at most $\pm 0,75^\circ$ so that the scan is compatible with the *DNI* sensor.

The test is usually applied to an individual tracker with measurement of power generation associated only with that individual tracker, but it may be possible to plot the power generation of multiple trackers as long as all of them move together.

The plots shall be included in a test report and shall serve as indication that alignment tolerance is sufficient.

11 Electrical measurements

11.1 Inverter-level measurements

Inverter-level electrical measurements shall meet the requirements in Table 5 if applicable for the system configuration. DC measurements may be omitted when the modules include microinverters. In Table 5 precision refers to measurement repeatability and resolution, not absolute accuracy.

Optionally, for greater fault detection capability DC measurements may be performed at sublevels of the system (e.g. strings, combiners, feeders, etc.) in addition to or instead of at the inverters.

Table 5 – Inverter-level electrical measurement requirements

Parameter	Measurement precision % of max inverter rating	
	Class A systems %	Class B systems %
Input voltage (DC)	±2,0	n/a
Input current (DC)	±2,0	n/a
Input power (DC)	±3,0	n/a
Output voltage (AC)	±2,0	±3,0
Output current (AC)	±2,0	±3,0
Output power (AC)	±3,0	±4,5

11.2 Plant-level measurements

Electrical measurements at the output of the power plant shall meet the requirements of Table 6. The output of the power plant is the aggregate net output produced by the entire system.

For multi-phase systems, each phase shall be measured, or 2 of 3 phases shall be measured (two wattmeter method).

Table 6 – Plant-level AC electrical output measurement requirements

Parameter	Class A system	Class B system
Active power and energy	Class 0,2 S as per IEC 62053-22	Class 0,5 S as per IEC 62053-22
Power factor	Class 1 as per IEC 61557-12	Class 1 as per IEC 61557-12
Recalibration	Per manufacturer's requirements and/or local codes and contracts	Per manufacturer's requirements and/or local codes and contracts

For Class A, the monitoring system shall document periods during which the PV system does not deliver its maximum output power to the utility grid and/or local loads as a result of external system requests or requirements, which may include, for example, system output power factor demand and system power curtailment.

12 Data processing and quality check

12.1 Night

Night-time data may contain valuable information for quality checking, such as pyranometer and other instrumentation offsets. However, processed data for irradiance, PV-generated power, and other quantities expected to be zero at night should be set to zero during night-time after quality checks are performed, to avoid extraneous values.

12.2 Quality check

12.2.1 Removing invalid readings

The measured data should be checked and filtered, either automatically or manually, to identify missing or invalid data points and filter them out of subsequent analysis. Such missing or invalid data should be documented by the monitoring system.

Recommended methods of identifying missing or invalid data points include:

- applying physically reasonable minimum and maximum limits
- applying physically reasonable limits on maximum rates of change
- applying statistical tests to identify outlying values, including comparing measurements from multiple sensors
- applying contract data to identify viable parameter boundaries for certain performance data
- noting error codes returned by sensors
- identifying and deleting redundant data entries
- identifying missing data
- identifying readings stuck at a single value for an extended time
- checking timestamps to identify gaps or duplicates in data
- checking system availability reports.

12.2.2 Treatment of missing data

Missing or invalid data may be treated in one of the following ways:

- the invalid or missing data may be replaced by values estimated from the valid data recorded before and/or after the invalid or missing data;
- the invalid or missing data may be replaced with an average value for the analyzed interval;
- the data may be treated in a manner specified in a valid contract, performance guarantee document, or other specification covering the installation;
- the analysed interval may be treated as missing or invalid.

The treatment of missing or invalid data may depend on the goal of the measurement. For example, missing or invalid data associated with inverter issues should be discarded if the goal is strictly to quantify module performance, but should be retained if the goal is to capture all aspects of plant performance and availability.

Additional recommendations and requirements for treatment of missing or invalid data are included in IEC TS 61724-2 and IEC TS 61724-3.

The specific treatment of missing or invalid data should be documented in any reports.

13 Calculated parameters

13.1 Overview

Table 7 summarizes calculated parameters which are further defined below. All quantities in the table shall be reported with respect to the reporting period (typically a day, month, or year).

Table 7 – Calculated parameters

Parameter	Symbol	Unit
Irradiation (see 13.3)		
In-plane irradiation	H_i	$\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$
In-plane rear-side irradiation (for bifacial)	H_i^{rear}	$\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$
Electrical energy (see 13.4)		
PV array output energy (DC)	E_A	kWh
Energy output from PV system (AC)	E_{out}	kWh
Array power rating (see 13.5)		
Array power rating (DC)	P_0	kW
Array power rating (AC)	$P_{0,\text{AC}}$	kW
Yields and yield losses (see 13.6 and 13.7)		
PV array energy yield	Y_A	$\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$
Final system yield	Y_f	$\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$
Reference yield	Y_r	$\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$
Array capture loss	L_C	$\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$
Balance of system (BOS) loss	L_{BOS}	$\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$
Efficiencies (Subclause 13.8)		
Array efficiency	η_A	None
System efficiency	η_f	None
BOS efficiency	η_{BOS}	None

13.2 Summations

In the formulas given below involving summation, τ_k denotes the duration of the k^{th} recording interval within a reporting period (see Clause 6), and the symbol

$$\sum_k$$

denotes summation over all recording intervals in the reporting period.

Note that in formulas involving the product of power quantities with the recording interval τ_k the power should be expressed in kW and the recording interval in hours to obtain energy in units of kWh.

13.3 Irradiation

Irradiation, also known as insolation, is the time integral of irradiance.

Each irradiation quantity H corresponding to an irradiance quantity G defined in Clause 3 is calculated by summing the irradiance as follows:

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

For example, the front-side in-plane or front-side plane-of-array (POA) irradiation, H_i , is given by:

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

and rear-side in-plane or rear-side plane-of-array (POA) irradiation, H_i , is given by:

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

13.4 Electrical energy

13.4.1 General

Energy quantities may be calculated from the integral of their corresponding measured power parameters over the reporting period.

Alternatively, if power measurements are performed using sensors with built-in totalizers, the energy quantities may be taken directly as measurement readings from the sensors.

13.4.2 DC output energy

The PV array DC output energy is given by:

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

13.4.3 AC output energy

The AC energy output is given by:

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

13.5 Array power rating

13.5.1 DC power rating

The array DC power rating, P_0 , is the sum of the DC power output of all installed PV modules at the power rating reference condition, which is either:

- standard test conditions (STC), for monofacial and bifacial modules; or
- concentrator standard test conditions (CSTC), for concentrator systems. P_0 is given in units of kW.

P_0 should be calculated by using data from manufacturer datasheets or module labels, or, provided that the choice is specified, using alternative data such as laboratory or on-site test data.

The definition of P_0 that is used should be specified explicitly whenever quantities that depend on P_0 are reported.

Note that the definition of P_0 ignores any rear-side contribution for bifacial modules. IEC 61215 includes provisions for measuring bifacial modules using rear-side irradiance; however, these are provided for the purpose of indoor accelerated stress testing, not performance rating.

13.5.2 AC power rating

The array AC power rating, $P_{0,AC}$, is the lesser of:

- the array DC power rating P_0 , and
- the sum of the inverter ratings in the system at specified operating temperature.

13.6 Yields

13.6.1 General

Yields are ratios of an energy quantity to the array power rating P_0 . They indicate actual array operation relative to its rated capacity.

Yields have units of $\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$, where units of kWh in the numerator describe the energy production and units of kW in the denominator describe the system power rating. The ratio of units is equivalent to hours, and the yield ratio indicates the equivalent amount of time during which the array would be required to operate at P_0 to provide the particular energy quantity measured during the reporting period.

13.6.2 PV array energy yield

The PV array energy yield Y_A is the array energy output (DC) per rated kW (DC) of installed PV array:

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

13.6.3 Final system yield

The final PV system yield Y_f is the net energy output of the entire PV system (AC) per rated kW (DC) of installed PV array:

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

13.6.4 Reference yield

The reference yield Y_r for a monofacial PV system can be calculated by dividing the total front-side in-plane irradiation by the module's reference plane-of-array irradiance:

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

where the reference plane-of-array irradiance $G_{i,\text{ref}}$ ($\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$) is the irradiance at which P_0 is determined, usually defined under STC.

The reference yield represents the number of hours during which the solar radiation would need to be at reference irradiance levels in order to contribute the same incident solar energy as was monitored during the reporting period while the utility grid and/or local load were available.

If the reporting period is equal to one day, then Y_r would be, in effect, the equivalent number of sun hours at the reference irradiance per day.

13.6.5 Bifacial reference yield

The reference yield Y_r^{bi} for a bifacial PV system can be calculated by taking the product of the front-side in-plane irradiation and the bifacial irradiance factor and dividing by the module's reference plane-of-array irradiance:

$$Y_r^{\text{bi}} = \sum_k (G_{i,k} \times \tau_k \times \text{BIF}_k) / G_{i,\text{ref}} \quad (13)$$

The reference yield represents the number of hours during which the solar radiation would need to be at reference irradiance levels in order to contribute the same incident solar energy as was monitored during the reporting period while the utility grid and/or local load were available.

If the reporting period is equal to one day, then Y_r would be, in effect, the equivalent number of sun hours at the reference irradiance per day.

13.7 Yield losses

13.7.1 General

Yield losses are calculated by subtracting yields. The yield losses also have units of $\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ (or h). They represent the amount of time the array would be required to operate at its rated power P_0 to provide for the respective losses during the reporting period.

13.7.2 Array capture loss

The array capture loss L_C represents the losses due to array operation, including losses in wiring and junction boxes prior to DC measurement, array temperature effects, soiling, etc., and is defined as:

$$L_C = Y_r - Y_A \quad (14)$$

13.7.3 Balance of systems (BOS) loss

The balance of systems (BOS) loss L_{BOS} represents the losses in the BOS components, including the inverter and all wiring and junction boxes not included in array capture loss, and is defined as:

$$L_{\text{BOS}} = Y_{\text{A}} - Y_{\text{f}} \quad (15)$$

13.8 Efficiencies

13.8.1 Array (DC) efficiency

The rated array efficiency is given by:

$$\eta_{\text{A},0} = P_0 / (G_{\text{i,ref}} \times A_{\text{a}}) \quad (16)$$

where the overall array area A_{a} is the total module area, corresponding to the sum of the areas of the front surfaces of the PV modules as defined by their outer edges.

For a concentrator module, if the front surface is not coplanar, the front surface shall be projected onto an appropriate two-dimensional surface to define the area.

The mean actual array efficiency over the reporting period is defined by:

$$\eta_{\text{A}} = E_{\text{A}} / (H_{\text{i}} \times A_{\text{a}}) \quad (17)$$

13.8.2 System (AC) efficiency

The mean system efficiency over the reporting period is defined by:

$$\eta_{\text{f}} = E_{\text{out}} / (H_{\text{i}} \times A_{\text{a}}) \quad (18)$$

Formula (18) can also be rewritten as:

$$\eta_{\text{f}} = \eta_{\text{A},0} \times PR \quad (19)$$

where

$\eta_{\text{A},0}$ is the rated array efficiency defined in 13.8.1, and

PR is the performance ratio defined in 14.3.1.

13.8.3 BOS efficiency

The mean BOS efficiency over the reporting period is defined by:

$$\eta_{\text{BOS}} = E_{\text{out}} / E_{\text{A}} \quad (20)$$

14 Performance metrics

14.1 Overview

Performance metrics are listed in Table 8 and further defined in subsequent subclauses.

Table 8 – Performance metrics

Parameter	Symbol	Units
Rating-based (see 14.3)		
Performance ratio	PR	None
Annual performance ratio	PR_{annual}	None
25 °C performance ratio	$PR'_{25^{\circ}\text{C}}$	None
Annual-temperature-equivalent performance ratio	$PR^*_{\text{annual-eq}}$	None
Annual-temperature-equivalent performance ratio for bifacial systems	$PR'_{\text{annual-eq, bi}}$	None
Model-based (14.4)		
Power performance index	PPI	None
Energy performance index	EPI	None
Baseline power performance index	$BPPI$	None
Baseline energy performance index	$BEPI$	None

Performance metrics in Table 8 are either rating-based (see 14.3) or model-based (see 14.4). The most appropriate metric for a given application depends on system design, user requirements, and contractual obligations. This document does not specify requirements on the metrics used.

The rating-based performance ratio metrics are relatively simple to calculate but may omit known factors that cause system power output to deviate from expectations based on the nameplate rating alone. For example, systems with high DC-to-AC ratio operate at less than the DC nameplate rating during times of high irradiance, but this is an expected attribute of the system design. Similar effects may be observed when evaluating performance ratios for tracking and/or bifacial systems. Such effects are better treated by a performance index based on a detailed system model.

14.2 Summations

See 13.2 for an explanation of formulas given in 14.3 involving summations.

14.3 Performance ratios

14.3.1 Performance ratio

The performance ratio PR is the quotient of the system's final yield Y_f to its reference yield Y_r , and indicates the overall effect of losses on the system. (Alternatively, the performance ratio can be defined as a product of derate factors. See Annex D.) For monofacial PV systems it is defined as:

$$PR = Y_f / Y_r \quad (21)$$

$$= (E_{\text{out}} / P_0) / (H_i / G_{i,\text{ref}}) \quad (22)$$

Expanding Formula (22) gives:

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

Both the numerator and denominator of Formula (23) have units of kWh·kW⁻¹ (or h). Moving P_0 to the denominator sum expresses both numerator and denominator in units of energy, giving PR as the ratio of measured energy to expected energy (based only on measured irradiance and neglecting other factors) over the given reporting period:

$$PR = \left(\sum_k P_{\text{out},k} \times \tau_k \right) / \left(\sum_k \frac{P_0 \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,\text{ref}}} \right) \quad (24)$$

The annual performance ratio, PR_{annual} , is the performance ratio of Formula (24) evaluated for a reporting period of one year.

NOTE 1 The energy expectation expressed by the denominator of Formula (24) neglects the effect of array temperature, using the fixed value of array power rating, P_0 . Therefore, the performance ratio usually decreases with increasing irradiation during a reporting period, even though energy production is increased, due to increasing PV module temperature which usually accompanies higher irradiation and results in lower efficiency. This gives a seasonal variation, with higher PR values in winter and lower values in summer. It may also give geographic variations between systems installed in different climates.

NOTE 2 Calculation of the performance ratio using GHI in place of in-plane (plane-of-array) irradiance G_i is an alternative in situations where GHI measurements are available but G_i measurements are not. In this case GHI is substituted for G_i in Formula (24), resulting in a GHI performance ratio. The GHI performance ratio would typically show high values which may even exceed unity. The values cannot necessarily be used to compare one system to another, but can be useful for tracking performance of a system over time and could also be applied to compare a system's measured, expected, and predicted performance using a performance model that is based only on GHI .

14.3.2 Temperature-corrected performance ratios

14.3.2.1 General

The seasonal variation of the performance ratio PR of Formula (24) can be significantly reduced by calculating a temperature-corrected performance ratio PR' .

NOTE While variations in average ambient temperature are the most significant factor causing seasonal variations in measured performance ratio, other factors, such as seasonally dependent shading, spectral effects, and metastabilities can also contribute to the seasonal variation of PR .

14.3.2.2 25 °C performance ratio

The 25 °C performance ratio, $PR'_{25\text{ °C}}$ is calculated by adjusting the power rating at each recording interval to compensate for differences between the actual PV module temperature and the STC reference temperature of 25 °C.

$PR'_{25\text{ }^{\circ}\text{C}}$ is calculated by introducing a power rating temperature adjustment factor $C_{k,25\text{ }^{\circ}\text{C}}$ into Formula (24), as follows:

$$PR'_{25\text{ }^{\circ}\text{C}} = \left(\sum_k P_{\text{out},k} \times \tau_k \right) / \left(\sum_k \frac{(C_{k,25\text{ }^{\circ}\text{C}} \times P_0) \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,\text{ref}}} \right) \quad (25)$$

where $C_{k,25\text{ }^{\circ}\text{C}}$ is given by:

$$C_{k,25\text{ }^{\circ}\text{C}} = 1 + \gamma \times (T_{\text{mod},k} - 25\text{ }^{\circ}\text{C}) \quad (26)$$

Here γ is the relative maximum-power temperature coefficient (in units of $^{\circ}\text{C}^{-1}$), and $T_{\text{mod},k}$ is the module temperature (in $^{\circ}\text{C}$) in time interval k .

With reference to Formula (26), γ is typically negative, e.g. for crystalline silicon. The measured module temperature may be used for $T_{\text{mod},k}$ in Formula (26). However, if the monitoring objective is to compare $PR'_{25\text{ }^{\circ}\text{C}}$ to a target value associated with a performance guarantee, $T_{\text{mod},k}$ should instead be estimated from the measured meteorological data with the same heat transfer model used by the simulation that set the performance guarantee value to avoid a bias error.

Note that Formulas (25) and (26) can be used to calculate performance ratio adjusted to a different reference temperature by substitution of the desired reference temperature in Formula (26) in place of $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

14.3.2.3 Annual-temperature-equivalent performance ratio

The annual-temperature-equivalent performance ratio $PR'_{\text{annual-eq}}$ is constructed to approximate the annual performance ratio PR_{annual} regardless of the duration of the reporting period. It calculates the performance ratio during the reporting period with the power rating at each recording interval adjusted to compensate for differences between the actual PV module temperature and an expected annual-average PV module temperature. While this reduces seasonal variation in the metric, it does not remove the effect of annual-average temperature losses and leaves the value of the metric comparable to the value of PR_{annual} .

$PR'_{\text{annual-eq}}$ is calculated by introducing a power rating temperature adjustment factor $C_{k,\text{annual}}$ into Formula (24), as follows:

$$PR'_{\text{annual-eq}} = \left(\sum_k P_{\text{out},k} \times \tau_k \right) / \left(\sum_k \frac{(C_{k,\text{annual}} \times P_0) \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,\text{ref}}} \right) \quad (27)$$

where $C_{k,\text{annual}}$ is given by:

$$C_{k,\text{annual}} = 1 + \gamma \times (T_{\text{mod},k} - T_{\text{mod,annual-avg}}) \quad (28)$$

Here γ is the relative maximum-power temperature coefficient (in units of $^{\circ}\text{C}^{-1}$), $T_{\text{mod},k}$ is the PV module temperature in time interval k , and $T_{\text{mod,annual-avg}}$ is an annual-average module temperature.

NOTE With reference to Formula (28), γ is typically negative, e.g. for crystalline silicon.

$T_{\text{mod,annual-avg}}$ is chosen based on historical weather data for the site and an empirical relation for the predicted module temperature as a function of ambient conditions and module construction. It should be calculated by computing an irradiance-weighted average of the predicted module temperature and then verified using the historical data for the site by confirming that the annual-equivalent performance ratio $PR'_{\text{annual-eq}}$ for the historical data (using Formulas (27) and (28)) is the same as the annual performance ratio PR_{annual} for the historical data (using Formula (24)).

The measured module temperature may be used for $T_{\text{mod},k}$ in Formula (28). However, if the monitoring objective is to compare $PR'_{\text{annual-eq}}$ to a target value associated with a performance guarantee, $T_{\text{mod},k}$ should instead be estimated from the measured meteorological data with the same heat transfer model used by the simulation that set the performance guarantee value, to avoid a bias error.

14.3.3 Bifacial performance ratios

The monofacial performance ratio formulas presented above can be transformed to bifacial performance ratio formulas by introducing the bifacial irradiance factor (BIF) to correct the measured irradiance terms.

For example, the annual temperature-equivalent performance ratio for bifacial systems, $PR'_{\text{annual-eq,bi}}$ is calculated as for the monofacial equivalent in Formula (27) by multiplying the in-plane irradiance by the bifacial irradiance factor (BIF) as follows:

$$PR'_{\text{annual-eq,bi}} = \left(\sum_k P_{\text{out},k} \times \tau_k \right) / \left(\sum_k \frac{(C_{k,\text{annual}} \times P_0) \times G_{i,k} \times BIF_k \times \tau_k}{G_{i,\text{ref}}} \right) \quad (29)$$

where $C_{k,\text{annual}}$ is given by Formula (28). Just as this metric reduces seasonal variation due to temperature effects, it will also reduce seasonal variation due to changing albedo conditions (rain, snowfall, changes in vegetation, etc.).

Although only one example has been presented, note that the same correction could be applied to any other form of the performance ratio.

14.4 Performance indices

A detailed performance model may be used to predict electrical output of the PV system as a function of meteorological conditions, known attributes of the system components and materials, and the system design. The performance model attempts to capture as precisely as possible all factors that can affect electrical output.

In evaluating the system performance, particularly with respect to a performance guarantee, it is desired to compare the measured output with the predicted and expected outputs. For a given reporting period, the predicted output is the output calculated by the performance model when using historical weather data, while the expected output is the output calculated by the performance model when using measured weather data for the reporting period.

The ratio of measured output to expected output for a given reporting period defines a performance index. The performance index may be evaluated either on the basis of power, defining power performance index *PPI*, or on the basis of energy, defining energy performance index, *EPI*.

The ratio of measured output to predicted output for a given reporting period defines a baseline performance index. The baseline performance index may be evaluated either on the basis of power, defining baseline power performance index *BPPI*, or on the basis of energy, defining baseline energy performance index *BEPI*.

For evaluation of a performance guarantee, the performance model used for calculation of expected power or expected energy shall be identical to the performance model used for calculation of predicted power or predicted energy used in the performance guarantee.

Further details on the application of a performance model to evaluate the model-based performance indices are provided in IEC TS 61724-2 and IEC TS 61724-3.

15 Data filtering

15.1 Use of available data

Unless otherwise specified, the calculation of a reported parameter shall use all the available valid monitoring data during the indicated reporting period. Exceptions are given by 15.2 and 15.3.

15.2 Filtering data to specific conditions

Reported parameters may be calculated using a subset of data corresponding to a specific set of conditions, e.g. irradiance bins, temperature bins, selected portions of the day, selected sections of the power plant, etc., in order to facilitate performance analysis.

Such calculations that only use a subset of the monitoring data are to be clearly noted along with the range of conditions used for calculation.

15.3 Reduced inverter, grid, or load availability

In reports that include known periods of interrupted availability of inverters or reduced or interrupted demand availability from the utility grid or local loads, resulting in the PV system being unable to operate at maximum power, the analysis shall:

- exclude such periods, with the exclusion clearly noted; or
- include such periods without changes in analysis, but with the periods clearly noted; or
- include such periods, with the analysis performed two ways, with such periods both included (for the purpose of documenting actual results) and excluded (for the purpose of documenting a performance guarantee); or
- clearly note such periods and follow the analysis guidelines specified in an applicable contract or performance guarantee.

Annex A (informative)

Sampling interval

A.1 General considerations

The sampling interval affects the quality of the data acquisition process in representing the true signal. In determining sampling intervals and/or filtering methods, the following factors should be considered:

- the rate of change of the parameter to be measured;
- the rate of response of the measurement transducer;
- the treatment of the sampled data (for example whether the data will be used in further calculations that involve other sampled datasets, as is the case when calculating power from sampled current and voltage measurements); and
- the ultimate use of the sampled data and the desired limit of uncertainty in representing the true signal parameter.

A.2 Time constants

In general, for rapidly changing signals, it is recommended that the sampling interval (τ_s) be less than $1/e$ (0,368) of the time constant of the measurement transducer, where the time-constant of a transducer is the time taken, after a step change in the measured variable, for the instrument to register 63,2 % of the step change in the measured parameter.

Alternatively, when the typical time constant of the measured parameter is longer than the time constant of the measurement transducer, the above requirement may be relaxed. In this case the sampling interval need only be less than $1/e$ of the measurement parameter time constant.

A.3 Aliasing error

The aliasing error is the error associated with information lost by not taking a sufficient number of sampled data points. To avoid a large aliasing error the Nyquist sampling theorem suggests that a minimum of two samples per cycle of the data bandwidth is required to reproduce the sampled data with no loss of information.

For example, the Nyquist theorem suggests that if the highest frequency in the signal to be sampled is $f_{\max}$, then the minimum sampling frequency would be $2 \cdot f_{\max}$. However, this sampling frequency still does not achieve a very accurate reproduction of the original signal (average error between the reconstructed signal and the original signal is 32 % at $2 \cdot f_{\max}$) and an increase in the sampling frequency to $200 \cdot f_{\max}$ is required to achieve an accuracy of 1 % in the reconstructed signal.

An alternative option is to filter the signal before sampling. This is a very effective method of reducing the maximum frequency of the signal, but filtering also results in the loss of information. This is not an issue if the ultimate use of the data is to calculate simple averages over a period of time. However if the data is to be used in a calculation involving other sampled parameters (for example the calculation of power from sampled voltage and current measurements) then analogue filtering before sampling removes fundamental elements of the time-dependent variation of the signal and can lead to the loss of accuracy in the calculated data.

A.4 Example

As an example, consider the appropriate sampling interval for measurements of irradiance. The greatest fluctuations in the signal occur under partly cloudy conditions, as the irradiance sensor is alternately shaded and unshaded. Assume a worst-case situation in which the irradiance changes significantly due to passing clouds approximately once every 30 s. In addition, assume that the primary monitoring purpose is only to determine the average irradiance over a reporting period of 1 h, rather than to recover the exact irradiance time series. In this case the time constants are of more importance than the aliasing error. Sampling the irradiance at least once every 10 s should be adequate. For this example, a Monte Carlo simulation shows that the typical sampling-related uncertainty in the average irradiance recorded over 1 h is on the order of 0,5 %. This is negligible compared to typical instrumental uncertainty.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021

Annex B (informative)

Module temperature sensor selection and attachment

B.1 Objective

This annex provides guidelines for flat-plate PV module rear surface temperature measurement sensor selection and attachment in typical installed systems.

The sensor type and attachment method can have significant impacts on the measured temperature, leading to significant measurement errors. These errors are affected primarily by the contact between the sensor and the module's rear surface, the amount and type of insulation placed over the sensor, and the amount and type of adhesive used.

The recommendations stated in this annex are designed to minimize deviations from the ideal measurement condition while providing for secure and reliable long-term measurements.

B.2 Sensor and material selection

B.2.1 Optimal sensor types

Preference should be given to flat probes designed specifically for long-term surface measurements. Thin-film thermocouples of types T or E are generally acceptable. Small form-factor RTD and thermistor elements may be utilized provided air gaps are minimized when applying the tape overlay. However, bead thermocouples, unpackaged resistive elements, and devices encased in cylindrical probe heads should be avoided when possible.

B.2.2 Optimal tapes

To minimize errors and to weather-proof the temperature sensor, reinforcement of the sensor and sensor leads is recommended. This may be accomplished by applying an adhesive overlay or tape.

Adhesive overlays and tapes should be fabricated from materials resistant to the effects of temperature, humidity, and ultraviolet radiation. Avoid tapes not intended for use in securing sensors to surfaces – such as electrical tape, duct tape, aluminized cloth tape, foil tape, or packaging tape – as they may be structurally weak and because their adhesives tend to dry out over time or flow at elevated temperatures. Polyimide tapes (such as Kapton) are known to be susceptible to embrittlement when exposed to ultraviolet radiation and moisture in the presence of oxygen (air) and should be avoided for long-term installations. Polyester is probably the most appropriate overlay material since many backsheets are constructed of multi-layer polyester and this material holds up well against moisture, temperature, and ultraviolet light. Pressure-sensitive silicone adhesive is generally applied to polyester tapes and is recommended.

When using an overlay or tape, minimize air gaps as much as possible. Pockets of trapped air will temper the sensor response, thus negatively impacting the performance of the measurement system.

Temperature sensor readings may be affected by wind, causing temperature readings lower than the cell temperature. Application of thermally insulating tape over the sensor can be used to suppress the wind cooling effect. For this purpose, using foam resin tape with an aluminium cover layer over the temperature sensor glued to the surface of the PV module backsheet is introduced in IEC 60904-5.

B.2.3 Cyanoacrylate adhesives and backsheet integrity

The use of cyanoacrylate adhesive on module backsheets should be avoided, because it is suggested by material manufacturers that cyanoacrylate may react chemically with PET (polyethylene terephthalate) or PTFE (polytetrafluoroethylene) backsheets, potentially resulting in the degradation of the backsheet integrity and thereby affecting the PV module's long-term encapsulation performance.

B.3 Sensor attachment

B.3.1 Permanent versus temporary

Directions are provided for both permanent and temporary attachment.

Permanent attachment is recommended when long-term monitoring is desired and the sensor will not be removed or relocated. For instance, when including back-of-module temperature measurements within a fielded data acquisition system.

Temporary attachment is recommended when the measurement sensor will need to be relocated or removed owing to the short-term nature of the monitoring, such as during commissioning or periodic maintenance.

B.3.2 Attachment location

Select a sensor location at the centre of a cell close to the centre of the module, avoiding boundaries between cells.

For crystalline silicon modules, select the centre of the centre-most cell within the module, or, when the module is built with even numbers of rows or columns of cells, select one of the cells closest to the centre.

For thin-film modules, place the sensor within the boundary of a cell near the centre of the module, avoiding scribe lines between adjacent cells if possible.

B.3.3 Bifacial modules

For bifacial modules, rear-side temperature sensors and wiring shall obscure < 10 % of the area of any cell, and wiring should be routed in between cells when possible.

B.3.4 Method

- Clean the module's rear surface and sensor element of oil and dust by using lint-free wipes dampened with a 70 % solution of isopropyl alcohol in distilled water. Allow all cleaned surfaces to dry completely before proceeding.
- Attach the sensor using the appropriate method:
 - a) Permanent (see Figure B.1):
 - The adhesive should be confirmed to be compatible with the back surface material so as to not affect the long-term integrity of the module.
 - Mix a thermally conductive epoxy as per manufacturer instructions.
 - Apply the adhesive to the side of the sensor element intended to contact the module surface. Do not over-apply the adhesive; it should be as thin as possible yet fully coat the surface of the sensor element.
 - Place the sensor element in the selected location. Manipulate the sensor to remove air bubbles and obtain a uniform adhesive thickness.

- Apply a polyester tape overlay to maintain the sensor position while the adhesive cures and to provide long-term protection of the sensor element. Round die-cut shapes are ideal as their lack of corners reduces the potential of delamination. If round shapes are not available, significantly round the corners of the tape using scissors.
- Allow the adhesive to cure as per the manufacturer's instructions.

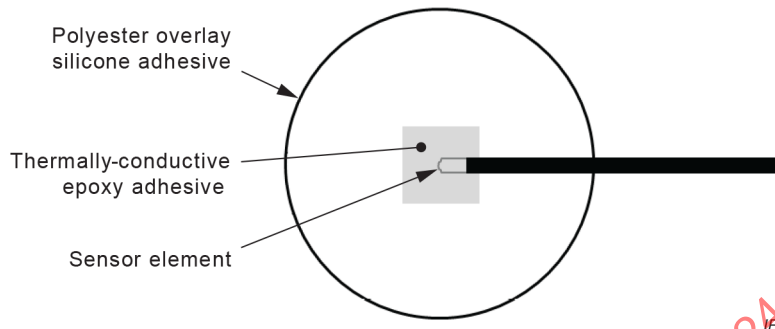


Figure B.1 – Sensor attachment, permanent

b) Temporary (see Figure B.2):

- Trim thin-film sensor encapsulation (such as tape) to within approximately 3 mm of the sensor element. Round all trimmed corners.
- Apply the sensor element to the centre of a round polyester adhesive dot or rounded polyester tape on the adhesive side. Tapes and dots fabricated with silicone adhesive are recommended. The sensor should stick to the tape.
- Place the sensor element in the selected location. Manipulate the sensor to remove air bubbles.

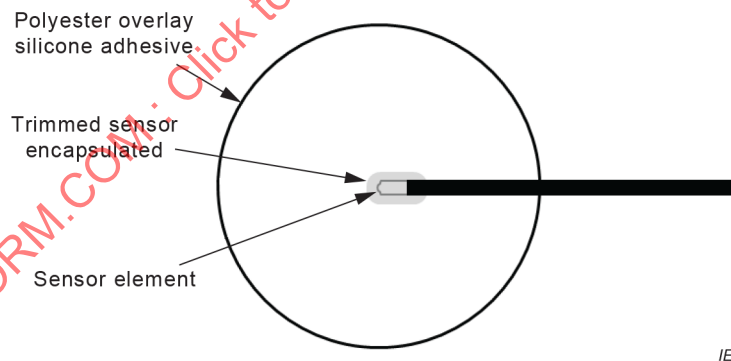


Figure B.2 – Sensor attachment, temporary

- Secure the sensor wire to the module's rear surface using polyester tape at 2 to 4 points to reduce strain on the sensor element. Generally, tape sections will not need to exceed approximately 2 cm wide by 5 cm in length. Use as little tape as possible to secure the lead wires (see Figure B.3).

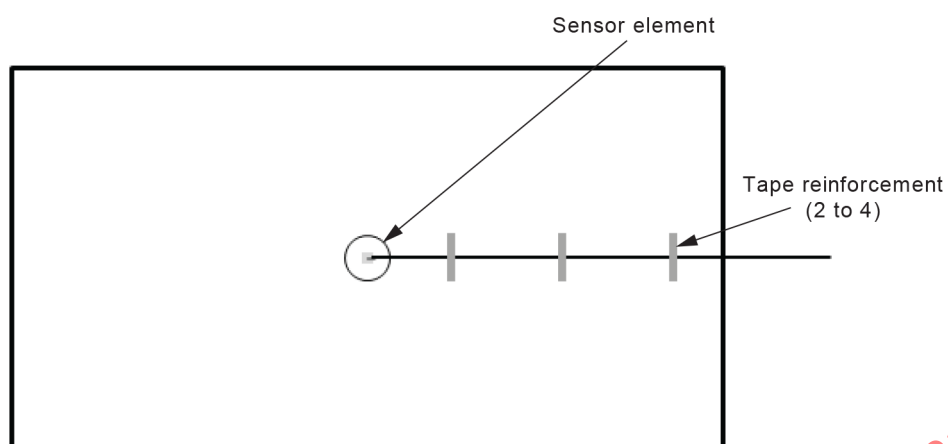


Figure B.3 – Sensor element wire strain relief

- For RTDs or thermistors, the measurement circuit may require a completion resistor. In this case select a resistor with a low temperature coefficient, e.g. ≤ 10 parts per million per $^{\circ}\text{C}$.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021

Annex C

(normative)

Soiling measurement using clean and soiled PV reference device pair

C.1 Overview

This annex describes a method for measuring soiling losses by comparing two PV reference devices, one of which is allowed to soil naturally at the same rate as the modules of the PV array and the other of which is routinely cleaned and serves as a reference.

C.2 Equipment

Implementation of the method requires the following:

- a) A reference PV device (either monofacial device or bifacial device), designated the “soiled” device, which is allowed to accumulate soiling at the same rate as the PV array. The soiled device may be either a PV reference cell or PV module, but should preferably be a PV module that is identical to or representative of those used in the PV array to be monitored so that it will soil at the same rate. It shall be mounted in the same plane as and at the average height of the PV array, preferably with identical mounting mechanisms.
- b) A reference PV device (either monofacial device or bifacial device), designated the “clean” device, which is regularly cleaned so that it is kept free of soiling. The clean device may be either a PV reference cell or PV module, but shall have similar spectral and angular response to the soiled device. The effect of any differences in response should be included in the measurement uncertainty. The clean device shall be mounted close to the soiled device and co-planar to it within 0,5°. Cleaning may be performed either manually or by an automated system and should be done daily or at least once per week. For a bifacial device, both the front side and rear side shall be cleaned.
- c) A measurement system for measuring the maximum power (method 1) and/or short-circuit current (method 2) of the soiled device. Maximum power may be measured using I-V curve tracing or max-power-point-tracking electronics.
- d) A measurement system for measuring the short-circuit current of the clean device.
- e) A measurement system for measuring the temperatures of both the soiled and clean devices using temperature sensors affixed to their rear surfaces.

For items c) and d), in between measurements, the measurement system shall not hold the module in an electrical state which may cause degradation or metastable drift of the device. Therefore, typical crystalline silicon modules should be held at open-circuit (or max power) in between measurements, to avoid hot spot generation, while typical thin film modules should be held at short circuit (or max power) in between measurements. Observe the module manufacturer's directions as needed to choose the appropriate hold state.

For tracking systems, the soiled and clean devices shall be mounted in the module plane of the tracker.

C.3 Normalization

- a) Choose a reference condition of irradiance and PV device temperature, e.g. STC.
- b) Determine a reference value for the short-circuit current of the clean device at the designated reference condition. It is sufficient to use the manufacturer's datasheet values. Additional measures may need to be considered for bifacial reference PV devices.

- c) Using the clean device to measure irradiance, determine reference values for the max power (method 1) and/or short-circuit current (method 2) of the soiled device at the reference condition as follows:
- Completely clean the soiled device.
 - Simultaneously measure the soiled device maximum power and/or short-circuit current and temperature as well as the clean device short-circuit current and temperature.
 - Using the clean device measured short-circuit current and temperature, with the reference data determined in step b), calculate the effective irradiance.
 - Using this calculated irradiance and the measurements for the soiled device, calculate the maximum power and/or short-circuit current of the soiled device corrected to the reference condition of irradiance and temperature.

C.4 Measurement method 1 – max power reduction due to soiling

Perform the measurement as follows:

- a) Simultaneously (within 2 s) measure the short-circuit current and temperature of the clean device and the max power and temperature of the soiled device.
- b) Calculate the effective irradiance from the values for the clean device measured in a), using the reference values determined in Clause C.3.
- c) Calculate the expected max power of the soiled device at the irradiance determined in b) and the temperature measured in a), using the reference values determined in Clause C.3.
- d) Calculate the soiling ratio SR by dividing the soiled device max power measured in a) by its expected max power calculated in c).

C.5 Measurement method 2 – short-circuit current reduction due to soiling

Perform the measurement as follows:

- a) Simultaneously (within 2 s) measure the short-circuit current and temperature of the clean device and the short-circuit current and temperature of the soiled device.
- b) Calculate the effective irradiance from the values for the clean device measured in a), using the reference values determined in Clause C.3.
- c) Calculate the expected short-circuit current of the soiled device at the irradiance determined in b) and the temperature measured in a), using the reference values determined in Clause C.3.
- d) Calculate the soiling ratio SR by dividing the soiled device short-circuit current measured in a) by its expected short-circuit current calculated in c).

C.6 Non-uniform soiling

Using a full-sized PV module with Method 1 (max power reduction, Clause C.4) yields more accurate results because it best represents the actual power loss due to soiling, and in particular it produces more accurate results when soiling is non-uniform across the modules, especially for typical crystalline silicon modules. Method 2 (short-circuit current reduction) may be adequate when soiling is assumed to be uniform across the modules or when the effects of soiling non-uniformity on the ratio of maximum power to short-circuit current are known to be small due to the construction or device physics of the module, e.g. for typical thin film modules. Both methods may be employed simultaneously and the most appropriate value or a weighted average may be used.

C.7 Daily average value

The soiling ratio measured by the method described above is an instantaneous value. The instantaneously measured soiling ratio tends to show a time-of-day dependence due to residual angular misalignment of the two reference devices as well as angle-dependent light scattering from soiling particles. In addition, the instantaneously measured values typically show noise due to irradiance fluctuations and other factors. Therefore, the instantaneously measured values shall be integrated to compute a daily average value.

Computation of daily average may be performed either by:

- a) averaging the instantaneously calculated soiling ratios over a daily period, or
- b) summing the measured max power and expected max power (see Clause C.4) or measured short-circuit current and expected short-circuit current (see Clause C.5) over a daily period and calculating the ratio of the of the sums of measured to expected values.

If averaging the instantaneously measured soiling ratios per choice a), the data should first be filtered to exclude low irradiance and outliers and/or to limit the measured values to a specific time window that minimizes the effects of angular misalignment. The number of data points passing the filter should be recorded as a quality metric and calculation of the daily average should only be performed when a sufficient number of data points are valid. The averaging should be irradiance-weighted. When angular misalignment between the clean and soiled devices has been limited to $0,5^\circ$, the averaging should include only times within ± 2 h of solar noon, on a fixed tilt system, or all times when solar angle of incidence is $< \sim 35^\circ$, on a tracking system. The time window can be extended if angular misalignment is reduced.

C.8 Renormalization

The normalization step in Clause C.3 shall be repeated at least annually.

Immediately following the normalization or following any significant rainfall, the measured soiling ratio should be close to unity. Significant deviation from unity indicates a problem with the setup. This can be used as a check of the normalization, so that the normalization may be repeated if necessary.

Annex D (informative)

Derate factors

Derate factors quantify individual sources of loss with respect to the nameplate's DC power rating.

Derates may be defined as a series of multiplicative factors contributing to the performance ratio, PR , according to the relation:

$$PR = Y_f / Y_r = \prod_{k=1}^N DR_k \quad (D.1)$$

where the DR_k are N individual derates corresponding to different loss mechanisms, and are given by:

$$DR_k = Y_k / Y_{k-1} \quad (D.2)$$

Here Y_k is the system yield with loss mechanisms 1 through k operational, given by:

$$Y_k = Y_{k-1} - L_k \quad (D.3)$$

where L_k is the yield loss due to loss mechanism k . Y_0 corresponds to Y_r and Y_N corresponds to Y_f .

The number of derate factors may be adjusted for different purposes, depending on the system size and analysis goals.

Categorizing all losses as either array capture or BOS losses, Formula (D.1) may be written as:

$$PR = DR_{\text{capture}} \times DR_{\text{BOS}} \quad (D.4)$$

Here DR_{capture} represents the combined array capture losses, given by:

$$DR_{\text{capture}} = Y_A / Y_r = (Y_r - L_C) / Y_r \quad (D.5)$$

and DR_{BOS} represents the combined BOS losses, given by:

$$DR_{\text{BOS}} = Y_f / Y_A = (Y_A - L_{\text{BOS}}) / Y_A \quad (D.6)$$

As an aid to performance diagnosis, DR_{capture} and DR_{BOS} may each be rewritten as products of derates corresponding to individual contributing loss mechanisms within the capture and BOS categories. Determination of these contributing derate factors may be done through direct measurement (for example, by measuring energies into and out of specific components of the system during the reporting period, or by measuring specific loss mechanisms such as soiling) and/or modelling (for example, by fitting a performance model to the measured data within the reporting period).

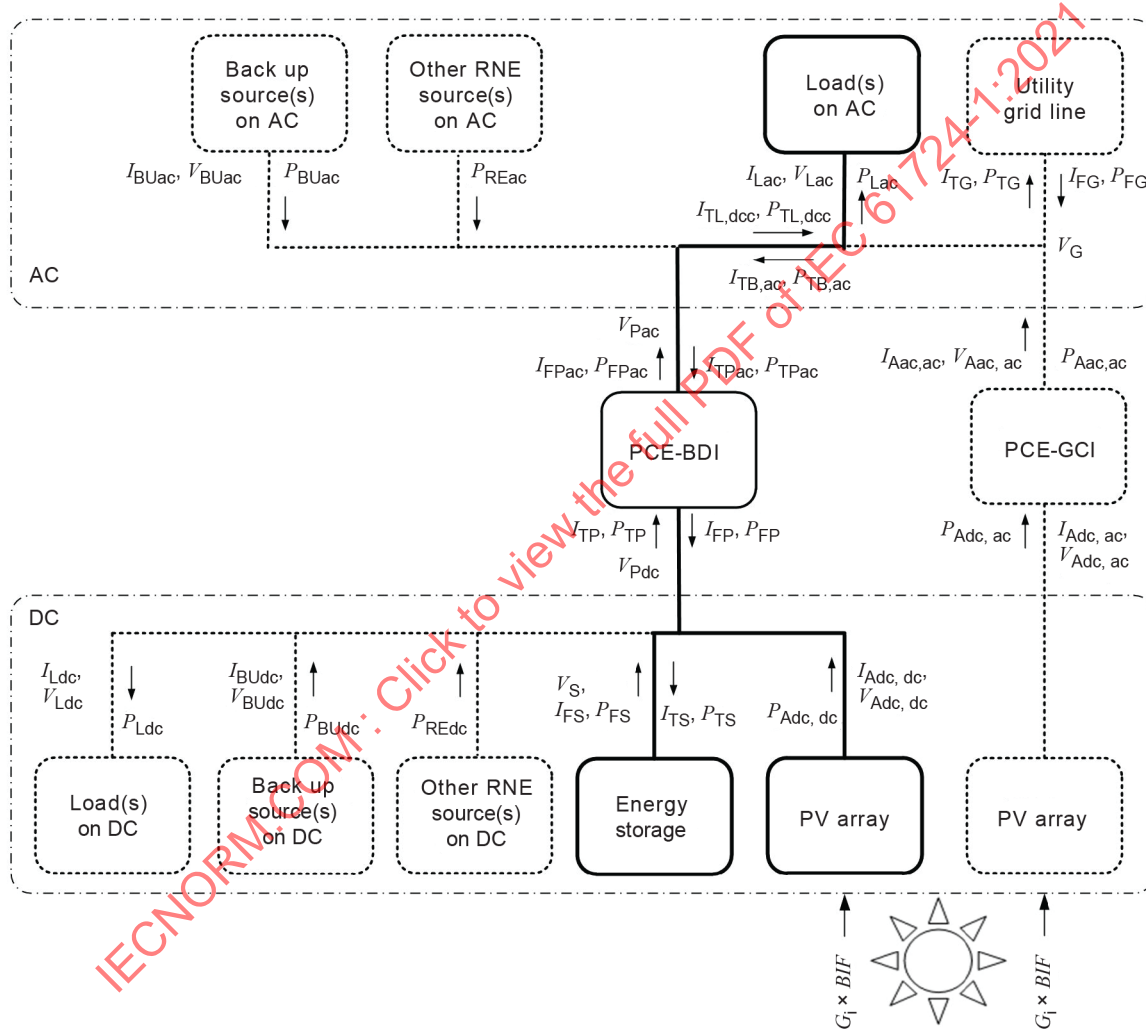
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021

Annex E (normative)

Systems with local loads, storage, or auxiliary sources

E.1 System types

Figure E.1 illustrates major possible elements comprising different PV system types and energy flow between the elements. Bold lines highlight a system configuration that includes local energy storage and local loads.



Key

RNE	renewable energy
PCE	power conditioning equipment
BDI	bi-directional inverter
GCI	grid-connected inverter

Figure E.1 – Energy flow between possible elements of different PV system types

For this annex, we consider the different PV system types listed in Table E.1, each including the indicated elements.

Table E.1 – Elements of different PV system types

System element	System type				
	Grid tied	Grid tied with storage	Grid tied with storage and backup	Mini-grid	Micro-grid
PV array (DC)				√	√
PV array (AC)	√	√	√	√	√
Energy storage (DC)		√	√	√	√
PCU (GCI)	√	√	√	√	√
PCU (BDI)		√	√	√	√
Utility grid line	√	√	√		√
Load(s) (DC)		√	√	√	√
Load(s) (AC)		√	√	√	√
Back-up sources (DC)			√		√
Other RNE sources (DC)		√		√	√
Back-up sources (AC)			√	√	√
Other RNE sources (AC)		√		√	√

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021

E.2 Parameters and formulas

Table E.2 lists parameters and formulas for monitoring energy flow in each system type defined in this annex.

Table E.2 – Parameters and formulas for different system types

Parameter	Symbol or formula	Grid tied	Grid tied with storage	Grid tied with storage and backup	Mini-grid	Micro-grid
Meteorology						
In-plane irradiance ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	G_i	✓	✓	✓	✓	✓
In-plane irradiation ($\text{kWh} \cdot \text{m}^{-2}$)	H_i	✓	✓	✓	✓	✓
In-plane rear-side irradiance ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	G_i^{rear}	✓	✓	✓	✓	✓
In-plane rear-side irradiation ($\text{kWh} \cdot \text{m}^{-2}$)	H_i^{rear}	✓	✓	✓	✓	✓
PV						
Nominal PV array power (kW) = module power at STC x no. of modules in the array	P_0	✓	✓	✓	✓	✓
Nominal PV array power (kW) of DC coupling system	$P_{0,\text{dc}}$				✓	✓
Nominal PV array power (kW) of AC coupling system	$P_{0,\text{ac}}$		✓	✓	✓	✓
PV array area (m^2) = module area x no. of modules in the array	A_a	✓	✓	✓	✓	✓
PV array area (m^2) of DC coupling system	$A_{a,\text{dc}}$				✓	✓
PV array area (m^2) of AC coupling system	$A_{a,\text{ac}}$		✓	✓	✓	✓
PV array output voltage	V_A		✓	✓	✓	✓

Parameter	Symbol or formula	Grid tied	Grid tied with storage	Grid tied with storage and backup	Mini-grid	Micro-grid
PV array output voltage of DC coupling system	$V_{Adc,dc}$				✓	✓
PV array output voltage of AC coupling system	$V_{adc,ac}$		✓	✓	✓	✓
PV array output current	I_A		✓	✓	✓	✓
PV array output current of DC coupling system	$I_{Adc,dc}$				✓	✓
PV array output current of AC coupling system	$I_{Adc,ac}$		✓	✓	✓	✓
PV array output power	P_A		✓	✓	✓	✓
PV array output power of DC coupling system	$P_{Adc,dc}$		✓	✓	✓	✓
PV array output power of AC coupling system	$P_{Adc,ac}$		✓	✓	✓	✓
Energy storage						
Operating voltage	V_s		✓	✓	✓	✓
Current to storage	I_{Ts}		✓	✓	✓	✓
Current from storage	I_{Fs}		✓	✓	✓	✓
Power to storage	P_{Ts}		✓	✓	✓	✓
Power from storage	P_{Fs}		✓	✓	✓	✓
Utility grid						
Utility grid voltage	V_U		✓	✓		✓
Current to utility grid	I_{TU}		✓	✓		✓
Current from utility grid	I_{FU}		✓	✓		✓

Parameter	Symbol or formula	Grid tied	Grid tied with storage	Grid tied with storage and backup	Mini-grid	Micro-grid
Power to utility grid	P_{TU}		✓	✓		✓
Power from utility grid	P_{FU}		✓	✓		✓
Loads on DC						
Load voltage	V_{Ldc}		✓	✓	✓	✓
Load current	I_{Ldc}		✓	✓	✓	✓
Load power	P_{Ldc}		✓	✓	✓	✓
Loads on AC						
Load voltage	V_{Lac}		✓	✓	✓	✓
Load current	I_{Lac}		✓	✓	✓	✓
Load power	P_{Lac}		✓	✓	✓	✓
Back-up source(s) on AC			✓	✓	✓	✓
Back-up AC voltage	V_{BUac}			✓	✓	✓
Back-up AC current	I_{BUac}			✓	✓	✓
Back-up AC power	P_{BUac}			✓	✓	✓
Back-up source(s) on DC						
Back-up DC voltage	V_{BUdc}			✓	✓	✓
Back-up DC current	I_{BUdc}			✓	✓	✓
Back-up DC power	P_{BUdc}			✓	✓	✓

Parameter	Symbol or formula	Grid tied	Grid tied with storage	Grid tied with storage and backup	Mini-grid	Micro-grid
Other renewable source(s) on AC						
Other RE AC voltage	V_{REac}		✓	✓	✓	✓
Other RE AC current	I_{REac}		✓	✓	✓	✓
Other RE AC power	P_{REac}		✓	✓	✓	✓
Other renewable source(s) on DC						
Other RE DC voltage	V_{REdc}		✓	✓	✓	✓
Other RE DC current	I_{REdc}		✓	✓	✓	✓
Other RE DC power	P_{REdc}		✓	✓	✓	✓
Electrical energy						
Renewable output energy per day (kWh)	$E_{RE} = E_{REdc} + E_{REac}$		✓	✓	✓	✓
(Net) energy to utility grid (kWh)	$E_{TU} = E_{TU} - E_{FU}$		✓	✓	✓	✓
(Net) energy from utility grid (kWh)	$E_{FU} = E_{FU} - E_{TU}$		✓	✓	✓	✓
Net energy to storage (kWh)	$E_{TS} = (E_{TS} - E_{FS})$		✓	✓	✓	✓
Net energy from storage (kWh)	$E_{FS} = (E_{FS} - E_{TS})$		✓	✓	✓	✓
Array output energy per day (kWh)	$E_A = E_{Adc,dc} + E_{Adc,ac}$		✓	✓	✓	✓
Energy from back-up system (kWh)	$E_{BU} = E_{BUdc} + E_{BUac}$		✓	✓	✓	✓
Energy to load (kWh)	$E_L = E_{Ldc} + E_{Lac}$		✓	✓	✓	✓
	$E_L = E_{Ldc} + (E_{TL,dc} + E_{TL,ac})$		✓	✓	✓	✓

Parameter	Symbol or formula	Grid tied	Grid tied with storage	Grid tied with storage and backup	Mini-grid	Micro-grid
Energy to load (kWh) from AC coupling system	$E_{TL,acc} = (E_{Aac,ac}) - E_{TB,ac}$		✓	✓	✓	✓
PV array energy yield	$Y_A = E_A / P_0$	✓	✓	✓	✓	✓
PV array energy yield of DC coupling subsystem	$Y_{A,dc} = E_{Adc,dc} / P_{0,dc}$		✓	✓	✓	✓
PV array energy yield of AC coupling subsystem	$Y_{A,ac} = E_{Aac,ac} / P_{0,ac}$		✓	✓	✓	✓
Final system yield	(a) $Y_f = E_{out} / P_0$ (b) $Y_f = Y_{fac}$ (c) $Y_f = Y_{f,dc} + Y_{f,ac}$	(a)	(b)	(b)	(c)	(c)
Final system yield of DC coupling subsystem	$Y_{f,dc} = Y_{fTB,dc} + Y_{fTL,dc}$				✓	✓
Final system yield of DC coupling subsystem to charge battery	$Y_{fTB,dc} = E_{ATB,dc} / P_{0,dc}$				✓	✓
Final system yield of DC coupling subsystem to load	$Y_{fTL,dc} = E_{ATL,dc} \times \eta_{BOS,dc} / P_{0,dc}$				✓	✓
Final system yield of AC coupling subsystem	$Y_{f,ac} = Y_{fTB,ac} + Y_{fTL,ac}$		✓	✓	✓	✓
Final system yield of AC coupling subsystem to charge battery	$Y_{fTB,ac} = (E_{ATB,ac} \times \eta_{BOS,dc}) / P_{0,ac}$		✓	✓	✓	✓
Final system yield of AC coupling subsystem to load	$Y_{fTL,ac} = E_{ATL,ac} / P_{0,ac}$		✓	✓	✓	✓
Direct PV energy contribution to E_{use} (kWh)	$E_{use,PV} = E_A \times \eta_{BOS}$ Or $E_{use,PV} = F_A \times E_{use}$		✓	✓	✓	✓
Direct PV energy contribution to E_{use} (kWh) of DC coupling subsystem	$E_{use,PV,dc} = F_{A,dc} \times E_{use,dc}$				✓	✓
Direct PV energy contribution to E_{use} (kWh) of AC coupling subsystem	$E_{use,PV,ac} = F_{A,ac} \times E_{use,ac}$		✓	✓	✓	✓

Parameter	Symbol or formula	Grid tied	Grid tied with storage	Grid tied with storage and backup	Mini-grid	Micro-grid
Fraction of total system input energy contributed by PV array	$F_A = E_A / E_{in}$		✓	✓	✓	✓
Fraction of total system input energy contributed by PV array of DC coupling subsystem	$F_{A,dc} = E_{A,dc} / E_{in,dc}$				✓	✓
Fraction of total system input energy contributed by PV array of AC coupling subsystem	$F_{A,ac} = E_{A,ac} / E_{in,ac}$		✓	✓	✓	✓
Total system input energy (kWh)	$E_{in} = E_A + E_{BU} + E_{FU} + E_{FS} + E_{RE}$		✓	✓	✓	✓
Total system input energy of DC coupling subsystem (kWh)	(a) $E_{in,dc} = (E_{TB,ac}) + E_{FS} + (E_{REdc} + E_{REac})$					
	(b) $E_{in,dc} = (E_{TB,ac}) + (E_{BUac} + E_{BUac}) + E_{FS} + (E_{REdc} + E_{REac})$					
	(c) $E_{in,dc} = (E_{A,dc} + E_{TB,ac}) + (E_{BUac} + E_{BUac}) + E_{FU} + E_{FS} + (E_{REdc} + E_{REac})$					
Total system input energy of AC coupling subsystem (kWh)	$E_{in,ac} = E_{A,ac}$		✓	✓	✓	✓
Total system output energy (kWh)	$E_{use} = E_{Ldc} + E_{Lac} + E_{TU} + E_{TS}$		✓	✓	✓	✓
Total system output energy of DC coupling subsystem (kWh)	(a) $E_{use,dc} = E_{Ldc} + (E_{TL,dc} + E_{TL,ac}) + E_{TS}$		(a)	(a)	(a)	(b)
	(b) $E_{use,dc} = E_{Ldc} + (E_{TL,dc} + E_{TL,ac}) + E_{TU} + E_{TS}$					
Total system output energy of AC coupling subsystem (kWh)	$E_{use,ac} = E_{TL,ac} + E_{TB,ac}$		✓	✓	✓	✓
Reference yield ($h \cdot d^{-1}$)	$Y_r = H_1 / G_{1,ref}$		✓	✓	✓	✓
Array capture losses ($h \cdot d^{-1}$)	$L_c = Y_r - Y_A$		✓	✓	✓	✓
Array capture losses of DC coupling subsystem ($h \cdot d^{-1}$)	$L_{c,dc} = Y_r - Y_{A,dc}$				✓	✓
Array capture losses of AC coupling subsystem ($h \cdot d^{-1}$)	$L_{c,ac} = Y_r - Y_{A,ac}$		✓	✓	✓	✓

Parameter	Symbol or formula	Grid tied	Grid tied with storage	Grid tied with storage and backup	Mini-grid	Micro-grid
System losses ($\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$)	$L_s = Y_A - Y_f$	✓	✓	✓	✓	✓
System losses of DC coupling subsystem ($\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$)	$L_{s,dc} = Y_{A,dc} - Y_{f,dc}$				✓	✓
System losses of AC coupling subsystem ($\text{h}\cdot\text{d}^{-1}$)	$L_{s,ac} = Y_{A,ac} - Y_{f,ac}$		✓	✓	✓	✓
Performance ratio	$PR = Y_f / Y_r$	✓	✓	✓	✓	✓
Performance ratio of DC coupling subsystem	$PR_{dc} = Y_{f,dc} / Y_r$		✓	✓	✓	✓
Performance ratio of AC coupling subsystem	$PR_{ac} = Y_{f,ac} / Y_r$		✓	✓	✓	✓
Mean array efficiency	$\eta_A = E_A / (H_1 \times A_a)$	✓	✓	✓	✓	✓
Mean array efficiency of DC coupling subsystem	$\eta_{A,dc} = E_{A,dc} / (H_{1,dc} \times A_{a,dc})$				✓	✓
Mean array efficiency of AC coupling subsystem	$\eta_{A,ac} = E_{A,ac} / (H_{1,ac} \times A_{a,ac})$		✓	✓	✓	✓
Overall PV plant efficiency	(a) $\eta_t = E_{out} / (H_1 \times A_a)$ (b) $\eta_{tot} = E_{use,pv} / (H_1 \times A_a)$	(a)	(b)	(b)	(b)	(b)
Overall PV plant efficiency of DC coupling subsystem	$\eta_{tot,dcc} = E_{use,pv,dc} / (H_{1,dc} \times A_{a,dc})$				✓	✓
Overall PV plant efficiency of AC coupling subsystem	$\eta_{tot,ac} = E_{use,pv,ac} / (H_{1,ac} \times A_{a,ac})$		✓	✓	✓	✓
BOS efficiency	(a) $\eta_{BOS} = E_{out} / E_A$ (b) $\eta_{BOS} = E_{use} / E_{in}$	(a)	(b)	(b)	(b)	(b)
BOS efficiency of DC coupling subsystem	$\eta_{BOS,dcc} = E_{use,dcc} / E_{in,dcc}$				✓	✓
BOS efficiency of AC coupling subsystem	$\eta_{BOS,ac} = E_{use,ac} / E_{in,ac}$		✓	✓	✓	✓

Bibliography

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

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

Orange Button Taxonomy Data Definitions, SunSpec Alliance

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	72
INTRODUCTION.....	74
1 Domaine d'application.....	76
2 Références normatives	76
3 Termes et définitions	77
4 Classification des systèmes de surveillance	82
5 Généralités.....	82
5.1 Fidélité et incertitude de mesure.....	82
5.2 Étalonnage	83
5.3 Éléments répétés	83
5.4 Consommation d'énergie	83
5.5 Documentation.....	83
5.6 Inspection	83
6 Temporisation et rapport de l'acquisition des données.....	83
6.1 Échantillons, enregistrements et rapports	83
6.2 Horodatages	84
6.3 Noms de paramètres	85
7 Mesurages exigés.....	85
8 Éclairement énergétique	89
8.1 Types de capteurs.....	89
8.2 Exigences générales	89
8.2.1 Aperçu.....	89
8.2.2 Exigences relatives aux capteurs	89
8.2.3 Emplacements des capteurs.....	90
8.2.4 Réétalonnage	91
8.2.5 Atténuation de l'encrassement.....	91
8.2.6 Atténuation de la rosée et du gel	92
8.2.7 Inspection et maintenance.....	92
8.2.8 Alignement des capteurs	92
8.3 Mesurages	93
8.3.1 Éclairement énergétique horizontal global	93
8.3.2 Éclairement énergétique dans le plan	93
8.3.3 Éclairement énergétique arrière dans le plan	93
8.3.4 Coefficient d'éclairement énergétique arrière dans le plan	94
8.3.5 Albédo horizontal	94
8.3.6 Éclairement énergétique normal direct.....	94
8.3.7 Éclairement énergétique horizontal diffus	94
8.3.8 Éclairement énergétique adapté spectralement.....	94
8.3.9 Éclairement énergétique dans le plan pour les systèmes à concentration	95
8.3.10 Éclairement énergétique spectral pour les systèmes à concentration.....	96
8.3.11 Mesurages circumsolaires pour les systèmes à concentration	96
8.3.12 Télédétection par satellite de l'éclairement énergétique	97
9 Facteurs environnementaux	98
9.1 Température des modules PV.....	98

9.2	Température de l'air ambiant	99
9.3	Vitesse et direction du vent	99
9.4	Coefficient d'encrassement	100
9.5	Précipitations	100
9.6	Neige	100
9.7	Humidité	100
10	Suiveur solaire	100
10.1	Systèmes monoaxiaux de suivi de trajectoire du soleil	100
10.2	Systèmes biaxiaux de suivi de trajectoire du soleil	101
10.2.1	Surveillance	101
10.2.2	Alignement des capteurs d'erreurs de pointage	101
11	Mesurages électriques	101
11.1	Mesurages au niveau de l'onduleur	101
11.2	Mesurages au niveau de la centrale	102
12	Traitement des données et contrôle qualité	102
12.1	Nuit	102
12.2	Contrôle qualité	103
12.2.1	Suppression des valeurs relevées invalides	103
12.2.2	Traitement des données manquantes	103
13	Paramètres calculés	104
13.1	Aperçu	104
13.2	Sommations	104
13.3	Irradiation	105
13.4	Énergie électrique	105
13.4.1	Généralités	105
13.4.2	Énergie de sortie en courant continu	105
13.4.3	Énergie de sortie en courant alternatif	105
13.5	Puissance assignée du groupe	106
13.5.1	Puissance assignée en courant continu	106
13.5.2	Puissance assignée en courant alternatif	106
13.6	Productivités	106
13.6.1	Généralités	106
13.6.2	Productivité énergétique du groupe PV	106
13.6.3	Productivité finale du système	107
13.6.4	Productivité de référence	107
13.6.5	Productivité de référence bifaciale	107
13.7	Pertes de productivité	108
13.7.1	Généralités	108
13.7.2	Pertes dans le groupe photovoltaïque	108
13.7.3	Perte des éléments du système PV hors modules (BOS)	108
13.8	Rendements	108
13.8.1	Rendement du groupe (en courant continu)	108
13.8.2	Rendement du système (en courant alternatif)	108
13.8.3	Rendement des éléments du système hors modules	109
14	Mesures des performances	109
14.1	Aperçu	109
14.2	Sommations	110
14.3	Coefficients de performance	110

14.3.1	Coefficient de performance	110
14.3.2	Coefficients de performance compensés en température	111
14.3.3	Coefficients de performance bifaciaux	112
14.4	Indices des performances.....	113
15	Filtrage des données	114
15.1	Utilisation des données disponibles	114
15.2	Filtrage de données dans des conditions spécifiques	114
15.3	Disponibilité réduite des onduleurs, du réseau électrique ou des charges	114
Annexe A (informative)	Intervalle d'échantillonnage	115
A.1	Considérations générales	115
A.2	Constantes de temps.....	115
A.3	Erreur de repliement spectral	115
A.4	Exemple.....	116
Annexe B (informative)	Choix et fixation des capteurs de température de la face arrière du module	117
B.1	Objectif.....	117
B.2	Choix des capteurs et des matériaux	117
B.2.1	Type optimal de capteur	117
B.2.2	Rubans adhésifs optimaux	117
B.2.3	Adhésifs à base de cyanoacrylate et intégrité des couches arrière	118
B.3	Fixation des capteurs	118
B.3.1	Permanente par opposition à temporaire	118
B.3.2	Emplacement de la fixation	118
B.3.3	Modules bifaciaux	118
B.3.4	Méthode	118
Annexe C (normative)	Mesurage de l'encrassement avec une paire de dispositifs PV de référence, l'un propre, l'autre encrassé	121
C.1	Aperçu	121
C.2	Équipement.....	121
C.3	Étalonnage	121
C.4	Méthode de mesure 1 – réduction de la puissance maximale en raison de l'encrassement.....	122
C.5	Méthode de mesure 2 – réduction du courant de court-circuit en raison de l'encrassement.....	122
C.6	Encrassement non uniforme	122
C.7	Valeur quotidienne moyenne	123
C.8	Réétalonnage.....	123
Annexe D (informative)	Facteurs de réduction de caractéristiques	124
Annexe E (normative)	Systèmes à charges locales, stockage ou sources auxiliaires	126
E.1	Types de systèmes	126
E.2	Paramètres et équations	128
Bibliographie		136
Figure 1–	Éléments possibles des systèmes PV	74
Figure 2 –	Échantillons, enregistrements et rapports.....	84
Figure B.1 –	Méthode de fixation des capteurs, permanente	119
Figure B.2 –	Méthode de fixation des capteurs, temporaire	119
Figure B.3 –	Relaxation des contraintes sur les fils du capteur.....	120

Figure E.1 – Flux d'énergie entre les éléments possibles des différents types de systèmes PV 126

Tableau 1 – Exigences relatives aux intervalles d'échantillonnage et d'enregistrement.....84

Tableau 2 – Paramètres mesurés et exigences.....86

Tableau 3 – Multiplicateur référencé dans le Tableau 289

Tableau 4 – Exigences relatives aux capteurs d'éclairement énergétique90

Tableau 5 – Exigences relatives au mesurage électrique au niveau des onduleurs 102

Tableau 6 – Exigences relatives au mesurage de la puissance électrique en courant alternatif au niveau de la centrale 102

Tableau 7 – Paramètres calculés 104

Tableau 8 – Mesures des performances 109

Tableau E.1 – Éléments des différents types de systèmes PV..... 127

Tableau E.2 – Paramètres et équations pour les différents types de systèmes 128

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

PERFORMANCES DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES –

Partie 1: Surveillance

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Électrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. À cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale IEC 61724-1 a été établie par le comité d'études 82 de l'IEC: Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 2017. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- Présentation de la surveillance des modules PV bifaciaux.
- Mise à jour des exigences relatives aux capteurs d'éclairement énergétique.
- Mise à jour du mesurage de l'encrassement pour tenir compte des nouvelles technologies.
- Suppression des systèmes de surveillance de classe C.

- Mise à jour de différentes exigences, recommandations et notes explicatives.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
82/1904/FDIS	82/1925/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à son approbation.

La langue employée pour l'élaboration de cette Norme internationale est l'anglais.

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2, il a été développé selon les Directives ISO/IEC, Partie 1 et les Directives ISO/IEC, Supplément IEC, disponibles sous www.iec.ch/members_experts/refdocs. Les principaux types de documents développés par l'IEC sont décrits plus en détail sous www.iec.ch/standardsdev/publications.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61724, publiées sous le titre général *Performances des systèmes photovoltaïques*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de ce document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous webstore.iec.ch dans les données relatives au document recherché. À cette date, le document sera

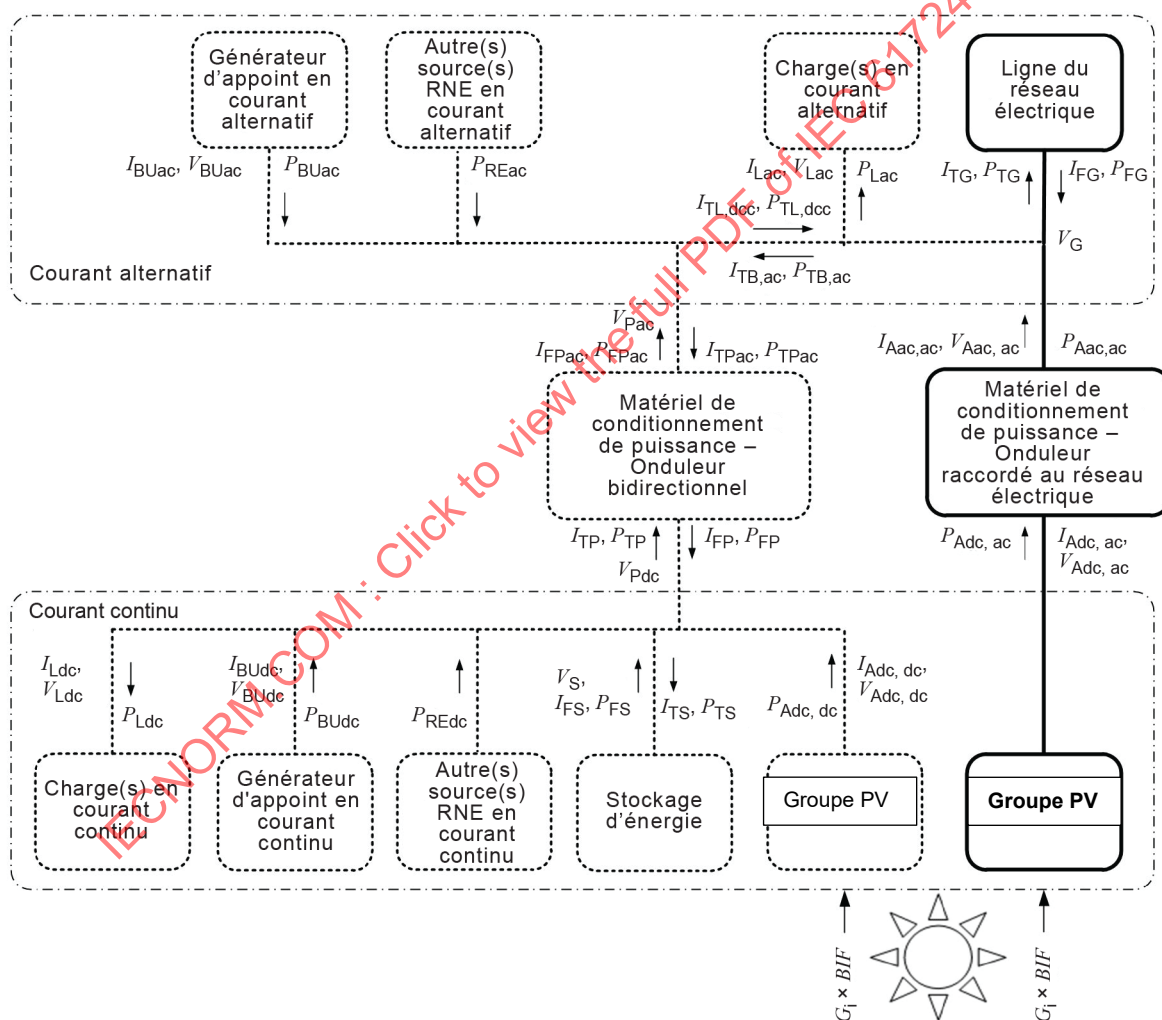
- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

INTRODUCTION

Le présent document définit les classes de systèmes de surveillance des performances des systèmes photovoltaïques (PV) et donne des recommandations relatives au choix des systèmes de surveillance.

La Figure 1 représente des éléments majeurs de différents types de systèmes PV. Les principaux articles du présent document sont rédigés pour les systèmes raccordés au réseau électrique sans charge locale, stockage d'énergie ou source auxiliaire, comme cela est représenté par les lignes en gras à la Figure 1. L'Annexe E donne quelques informations relatives aux systèmes avec des composants complémentaires.

Les groupes photovoltaïques pris en considération dans ce document peuvent être constitués de modules plans montés sur support fixe ou sur suiveur solaire. Les systèmes à concentration sont aussi pris en considération.



Légende:

RNE: énergie renouvelable (renewable energy);

PCE: matériel de conditionnement de puissance (power conditioning equipment);

BDI: onduleur bidirectionnel (bi-directional inverter);

GCI: onduleur raccordé au réseau électrique (grid-connected inverter).

Les lignes en gras indiquent un système simple raccordé au réseau électrique sans charge locale, stockage d'énergie ou source auxiliaire.

Figure 1– Éléments possibles des systèmes PV

Les objectifs d'un système de surveillance de la performance sont variés et peuvent comprendre la comparaison des performances afin de concevoir les attentes et les garanties, ainsi que la détection et la localisation des pannes.

Pour comparer les performances afin de concevoir les attentes et les garanties, il convient de concentrer l'attention sur les données au niveau du système et sur la fidélité entre les prédictions et les méthodes d'essai.

Pour détecter et localiser les pannes, il convient qu'il y ait une plus grande résolution dans les sous-niveaux du système et que l'accent soit mis sur la répétabilité du mesurage et les mesures de corrélation.

Il convient d'adapter le système de surveillance à la taille du système PV et aux exigences des utilisateurs. En règle générale, il convient que les systèmes PV les plus grands soient équipés de davantage de points de surveillance et de capteurs de plus grande exactitude par rapport aux systèmes PV plus petits et moins coûteux.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61724-1:2021

PERFORMANCES DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES –

Partie 1: Surveillance

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61724 présente une terminologie, des équipements et des méthodes relatifs à la surveillance des performances et à l'analyse des systèmes photovoltaïques (PV). Elle sert également de base à d'autres normes qui s'appuient sur les données collectées.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités dans le texte de sorte qu'ils constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60050-131, *Vocabulaire électrotechnique international – Partie 131: Théorie des circuits*

IEC 60904-2, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 2: Exigences applicables aux dispositifs photovoltaïques de référence*

IEC 60904-5, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 5: Détermination de la température de cellule équivalente (ECT) des dispositifs photovoltaïques (PV) par la méthode de la tension en circuit ouvert*

IEC 60904-7, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 7: Calcul de la correction de désadaptation des réponses spectrales dans les mesures de dispositifs photovoltaïques*

IEC 61215 (toutes les parties), *Modules photovoltaïques (PV) pour applications terrestres - Qualification de la conception et homologation*

IEC 61557-12, *Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension jusqu'à 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. – Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection – Partie 12: Dispositifs de comptage et de surveillance du réseau électrique (PMD)*

IEC TS 61724-2, *Photovoltaic system performance – Part 2: Capacity evaluation method* (disponible en anglais seulement)

IEC TS 61724-3, *Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method* (disponible en anglais seulement)

IEC TS 61836, *Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols* (disponible en anglais seulement)

IEC 62053-22, *Équipement de comptage de l'électricité – Exigences particulières – Partie 22: Compteurs statiques d'énergie active en courant alternatif (classes 0,1 S, 0,2 S et 0,5 S)*

IEC 62670-3, *Concentrateurs photovoltaïques (CPV) – Essai de performances – Partie 3: Mesurages de performances et rapport de puissance*

IEC 62817:2014, *Systèmes photovoltaïques – Qualification de conception des suiveurs solaires*

Guide ISO/IEC 98-1, *Incertitude de mesure – Partie 1: Introduction à l'expression de l'incertitude de mesure*

Guide ISO/IEC 98-3, *Incertitude de mesure – Partie 3: Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure (GUM:1995)*

ISO 9060:2018, *Solar energy – Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation* (disponible en anglais seulement)

ISO 9488, *Énergie solaire – Vocabulaire*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC 60050-131, l'IEC TS 61836, l'ISO 9488, ainsi que les suivants s'appliquent.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.1

échantillon

données acquises à partir d'un capteur ou d'un dispositif de mesure

3.2

intervalle d'échantillonnage

intervalle entre deux échantillons

3.3

enregistrement

données enregistrées et stockées

3.4

intervalle d'enregistrement

τ

intervalle entre deux enregistrements

3.5

rapport

valeur totale calculée d'après une série d'enregistrements

3.6

période de suivi

intervalle entre deux établissements de rapport

3.7

face avant

côté d'une surface généralement orienté vers le ciel

3.8

face arrière

côté d'une surface généralement orienté vers le sol

3.9**dispositif PV monoface**

dispositif PV dans lequel seule la face avant est utilisée pour la production d'énergie

3.10**dispositif PV bifacial**

dispositif PV dans lequel la face avant et la face arrière sont utilisées pour la production d'énergie

3.11**coefficient de bifacialité**

φ

rapport entre la caractéristique I-V de la face arrière et de la face avant d'un dispositif bifacial, en règle générale dans les conditions normales d'essai, sauf spécification contraire

Note 1 à l'article: Les coefficients de bifacialité incluent le coefficient de bifacialité sous courant de court-circuit φ_{ISC} , le coefficient de bifacialité sous tension en circuit ouvert φ_{VOC} et le coefficient de bifacialité sous puissance maximale φ_{Pmax} .

Note 2 à l'article: L'IEC TS 60604-1-2 définit les coefficients de bifacialité.

3.12**éclairage énergétique**

G

flux de rayonnement incident sur une unité de surface

Note 1 à l'article: Exprimée en $W \cdot m^{-2}$.

3.13**éclairage énergétique dans le plan**

G_i ou POA

somme des éclairagements énergétiques directs, diffus et réfléchis, incidents sur la face avant d'une surface parallèle au plan des modules du groupe PV, également appelé éclairage énergétique dans le plan du groupe photovoltaïque (POA)

Note 1 à l'article: Exprimée en $W \cdot m^{-2}$.

Note 2 à l'article: L'abréviation "POA" est dérivée du terme anglais développé correspondant "plane-of-array".

3.14**albédo horizontal**

ρ_H

proportion de lumière incidente réfléchiée par le sol, mesurée dans un plan horizontal

Note 1 à l'article: Il s'agit d'une propriété du sol et d'une grandeur sans unité sur une échelle de 0 à 1.

3.15**coefficient d'éclairage énergétique arrière dans le plan**

ρ_i

rapport de l'éclairage énergétique incident sur la face arrière des modules dans le groupe PV à l'éclairage énergétique incident sur la face avant

Note 1 à l'article: Il s'agit d'une grandeur sans unité, mais elle peut dépasser la valeur de 1 puisque, en plus de la lumière réfléchiée, les composantes diffuses et réfléchies de la ressource solaire peuvent être mesurées à l'arrière du plan du groupe.

3.16**coefficient d'éclairement énergétique arrière dans le plan adapté spectralement** ρ_i^{SP}

rapport d'éclairement énergétique arrière dans le plan défini en 3.15 lorsque les deux grandeurs d'éclairement énergétique sont mesurées à l'aide d'un dispositif de référence dont le spectre est adapté ou avec l'application de corrections spectrales selon l'IEC 60904-7

3.17**dispositif de référence dont le spectre est adapté**

dispositif de référence, par exemple une cellule ou un module PV, dont les caractéristiques de réponse spectrale sont suffisamment proches de celles des modules PV du groupe PV pour que les erreurs de désadaptation spectrale soient petites dans la plage type des spectres incidents

3.18**éclairage énergétique arrière dans le plan** G_i^{rear} ou POA^{rear}

somme des éclairagements énergétiques directs, diffus et réfléchis, incidents sur la face arrière d'une surface parallèle au plan des modules du groupe PV, également appelé éclairage énergétique dans le plan du groupe photovoltaïque de la face arrière

Note 1 à l'article: Exprimée en $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

Note 2 à l'article: (Si elle est mesurée au moyen du coefficient d'éclairement énergétique arrière dans le plan): $G_i^{\text{rear}} = \rho_i \times G_i$ ou $G_i^{\text{rear}} = \rho_i^{SP} \times G_i$.

3.19**dispositif de référence bifacial**

dispositif PV bifacial (une cellule ou un module, par exemple) ayant sensiblement les mêmes propriétés relatives à la réponse à l'éclairement énergétique de la face avant et de la face arrière que les modules bifaciaux à surveiller

3.20**facteur d'éclairement énergétique bifacial** BIF

facteur sans unité qui peut être multiplié directement par l'éclairement énergétique dans le plan de la face avant (G_i) pour calculer l'éclairement énergétique "effectif" qui atteint en même temps la face avant et la face arrière d'un dispositif bifacial

Note 1 à l'article: $BIF = (1 + \phi_{Pmax} \times \rho_i)$ ou $BIF^{SP} = (1 + \phi_{Pmax} \times \rho_i^{SP})$. Voir 3.11, 3.15, 3.16.

Note 2 à l'article: L'éclairement énergétique dans le plan de la face arrière du groupe photovoltaïque peut être mesuré en même temps que l'éclairement énergétique dans le plan de la face avant du groupe photovoltaïque en utilisant un dispositif de référence bifacial. Dans ce cas, $BIF = G_i^{BIFi Ref Device} \div G_i$. Pour des raisons de cohérence, il convient de mesurer l'éclairement énergétique dans le plan de la face avant du groupe photovoltaïque à l'aide du même type de dispositif que le dispositif de référence bifacial ou d'un type similaire.

Note 3 à l'article: L'éclairement énergétique "effectif" peut comprendre l'effet des inhomogénéités de l'éclairement énergétique arrière.

Note 4 à l'article: L'abréviation "BIF" est dérivée du terme anglais développé correspondant "bifacial irradiance factor".

3.21**éclairage énergétique horizontal global** GHI

éclairage énergétique direct et diffus incident sur la face avant d'une surface horizontale

Note 1 à l'article: Exprimée en $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

Note 2 à l'article: $GHI = DNI \cdot \cos Z + DHI$ où Z est l'angle zénithal du soleil.

Note 3 à l'article: L'abréviation "GHI" est dérivée du terme anglais développé correspondant "global horizontal irradiance".

3.22

circumsolaire

entourant immédiatement le disque solaire

3.23

éclairage énergétique normal direct

DNI

éclairage énergétique rayonné par le disque solaire et la région circumsolaire du ciel dans un angle solide sous-tendu de 5° incident sur une surface plane perpendiculaire aux rayons du soleil

Note 1 à l'article: Exprimée en $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$.

Note 2 à l'article: $GHI = DNI \cdot \cos Z + DHI$ où Z est l'angle zénithal du soleil.

Note 3 à l'article: L'abréviation "DNI" est dérivée du terme anglais développé correspondant "direct normal irradiance".

3.24

contribution circumsolaire

contribution d'une partie spécifique de l'éclairage énergétique normal circumsolaire à l'éclairage énergétique normal direct. La contribution circumsolaire fait référence à une région angulaire spécifique en forme d'anneau décrite par une distance angulaire intérieure et extérieure par rapport au centre du soleil (voir ISO 9488)

Note 1 à l'article: Si l'angle intérieur décrivant cette région angulaire est le demi-angle du disque solaire, la contribution circumsolaire est également appelée coefficient circumsolaire.

Note 2 à l'article: En fonction de l'instrument de mesure de l'éclairage énergétique circumsolaire ou de la technologie solaire utilisée, différentes plages de longueurs d'onde sont incluses. Afin de décrire correctement l'éclairage énergétique circumsolaire, la plage de longueurs d'onde ou la réponse spectrale de l'instrument ou de la technologie solaire utilisée doivent être spécifiées.

3.25

coefficient circumsolaire

fraction d'éclairage énergétique normal direct (*DNI*) mesuré émanant de la région circumsolaire du ciel, c'est-à-dire, dans l'ouverture angulaire du capteur de *DNI* mais hors du disque solaire

3.26

forme solaire (sunshape)

profil de la luminance énergétique moyenne azimutale en fonction de la distance angulaire par rapport au centre du soleil, normalisé à 1 au centre du soleil, et en tenant compte de la plage de longueurs d'onde du rayonnement à ondes courtes (voir ISO 9488)

3.27

éclairage énergétique horizontal diffus

G_d ou *DHI*

éclairage énergétique global sur la face avant d'une surface horizontale excluant la partie émanant du disque solaire et de la région circumsolaire du ciel dans un angle solide sous-tendu de 5°

Note 1 à l'article: Exprimée en $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$.

Note 2 à l'article: $GHI = DNI \cdot \cos Z + DHI$ où Z est l'angle zénithal du soleil.

Note 3 à l'article: L'abréviation "DHI" est dérivée du terme anglais développé correspondant "diffuse horizontal irradiance".

3.28**éclairage énergétique direct dans le plan** $G_{i,b}$

éclairage énergétique incident sur la face avant d'une surface parallèle au plan des modules du groupe PV, émanant du disque solaire et de la région circumsolaire du ciel dans un angle solide sous-tendu de 5°

Note 1 à l'article: L'éclairage énergétique direct dans le plan $G_{i,b} = \cos(\theta) \times DNI$, où θ est l'angle entre le soleil et la perpendiculaire au plan. Lorsque le plan du groupe photovoltaïque est perpendiculaire au soleil, $G_{i,b} = DNI$.

Note 2 à l'article: Exprimée en $W \cdot m^{-2}$.

3.29**irradiation** H

intégration de l'éclairage énergétique sur un intervalle de temps donné

Note 1 à l'article: Exprimée en $kW \cdot h \cdot m^{-2}$.

3.30**conditions normales d'essai**

STC

éclairage énergétique dans le plan $1\,000\, W\, m^{-2}$, incidence normale, température de jonction de cellule PV $25\, ^\circ C$ et éclairage énergétique spectral de référence défini dans l'IEC 60904-3

Note 1 à l'article: L'abréviation "STC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "standard test conditions".

3.31**coefficient d'encrassement****coefficient de salissure** SR

rapport de la puissance réelle de sortie du groupe PV dans des conditions données d'encrassement à la puissance prévue dans le cas où le groupe PV est propre et exempt de tout encrassement

Note 1 à l'article: L'abréviation "SR" est dérivée du terme anglais développé correspondant "soiling ratio".

3.32**niveau d'encrassement** SL

perte de puissance fractionnaire due à l'encrassement, obtenu par $1 - SR$

Note 1 à l'article: L'abréviation "SL" est dérivée du terme anglais développé correspondant "soiling level".

3.33**taux d'encrassement**

taux de changement du coefficient d'encrassement, exprimé en règle générale en pourcentage quotidien

3.34**puissance active** P

en régime périodique, moyenne, sur une période, du produit instantané de courant et de tension

Note 1 à l'article: En régime sinusoïdal, la puissance active est la partie réelle de la puissance complexe.

Note 2 à l'article: Exprimée en W .

3.35**puissance apparente** S

produit des valeurs efficaces de la tension électrique aux bornes d'un bipôle, élémentaire ou non, et du courant électrique dans le bipôle

Note 1 à l'article: En régime sinusoïdal, la puissance apparente est le module de la puissance complexe.

Note 2 à l'article: Exprimée en VA.

3.36**facteur de puissance** λ

en régime périodique, rapport de la valeur absolue de la puissance active P à la puissance apparente S :

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

4 Classification des systèmes de surveillance

Le présent document définit deux classifications des systèmes de surveillance, la Classe A et la Classe B.

La Classe A est dédiée aux grands systèmes PV, tels que les centrales à l'échelle d'un réseau public de distribution ou les grandes installations commerciales.

La Classe B est dédiée aux systèmes plus petits comme ceux installés sur les toits ou les installations commerciales de petite ou moyenne taille.

Les utilisateurs du document peuvent spécifier la classification la plus adaptée à leur application, indépendamment de la taille du système PV.

La classification des systèmes de surveillance doit être indiquée dans toutes les déclarations de conformité au présent document.

Tout au long du présent document, certaines exigences sont désignées comme s'appliquant à une classification particulière. Lorsqu'aucune désignation n'est indiquée, les exigences s'appliquent aux deux classifications.

5 Généralités**5.1 Fidélité et incertitude de mesure**

La fidélité de mesure fait référence à la répétabilité et à la résolution, dont le sens est défini dans l'IEC Electropedia.

L'incertitude de mesure fait référence à l'exactitude. Son sens est par ailleurs défini dans l'IEC Electropedia.

Les incertitudes de mesure peuvent être calculées comme cela est indiqué dans le Guide ISO/IEC 98-1 et le Guide ISO/IEC 98-3.

5.2 Étalonnage

Le réétalonnage des capteurs et de l'électronique de traitement du signal doit être effectué selon les recommandations du fabricant ou à des intervalles plus fréquents lorsque cela est spécifié dans la norme.

Il est recommandé d'effectuer régulièrement des contre-vérifications de chaque capteur par rapport aux capteurs de même type ou aux dispositifs de référence afin d'identifier les capteurs non étalonnés.

5.3 Éléments répétés

Selon la taille du système et les exigences des utilisateurs, le système de surveillance peut comprendre une redondance des capteurs et/ou la répétition d'éléments de détection pour différents composants ou différentes sous-sections du système PV global. En conséquence, les paramètres mesurés et calculés définis dans le présent document peuvent avoir plusieurs instances, chaque instance correspondant à une sous-section ou à un sous-composant du système PV.

5.4 Consommation d'énergie

La puissance parasite tirée par tout système exigé pour le fonctionnement de la centrale PV ne doit pas être considérée comme une charge fournie par la centrale.

5.5 Documentation

Les particularités de tous les composants du système de surveillance doivent être documentées. Toute inspection et toute maintenance du système, y compris le nettoyage, doivent être documentées.

5.6 Inspection

Le système de surveillance doit faire l'objet d'une inspection au moins une fois par an, et de préférence à des intervalles plus fréquents. Il convient que l'inspection recherche les dommages, les détériorations ou les déconnexions des capteurs et des enveloppes électriques, l'encrassement ou le déplacement des capteurs optiques, les connexions de câblage lâches, le détachement des capteurs de température, l'effritement des fixations et les autres problèmes potentiels.

6 Temporisation et rapport de l'acquisition des données

6.1 Échantillons, enregistrements et rapports

La Figure 2 représente les relations entre échantillons, enregistrements et rapports.

Un échantillon consiste en des données acquises à partir d'un capteur ou d'un dispositif de mesure. L'intervalle d'échantillonnage est le temps écoulé entre deux échantillons. Il n'est pas nécessaire de stocker les échantillons de manière permanente.

Un enregistrement consiste en des données introduites dans un stockage de données, sur la base des échantillons acquis. L'intervalle d'enregistrement, noté τ dans le présent document, est le temps écoulé entre les enregistrements. Il convient que l'intervalle d'enregistrement soit un nombre entier multiple de l'intervalle d'échantillonnage, et il convient que 1 h contienne un nombre entier d'intervalles d'enregistrement.

La valeur du paramètre enregistré pour chaque enregistrement est la moyenne, le maximum, le minimum, la somme ou toute autre fonction des échantillons acquis pendant l'intervalle d'enregistrement, selon le cas pour la grandeur mesurée. L'enregistrement peut également inclure des données supplémentaires telles que des statistiques complémentaires relatives aux échantillons, le nombre de points de données manquants, les codes d'erreur, les transitoires

et/ou d'autres données présentant un intérêt particulier. (Pour les enregistrements de données relatives au vent, voir 9.3).

Un rapport est une valeur agrégée couvrant plusieurs intervalles d'enregistrement. La période de suivi est l'intervalle entre deux établissements de rapport. En règle générale, la période de suivi choisie se compte en jours, en semaines, en mois ou en années.

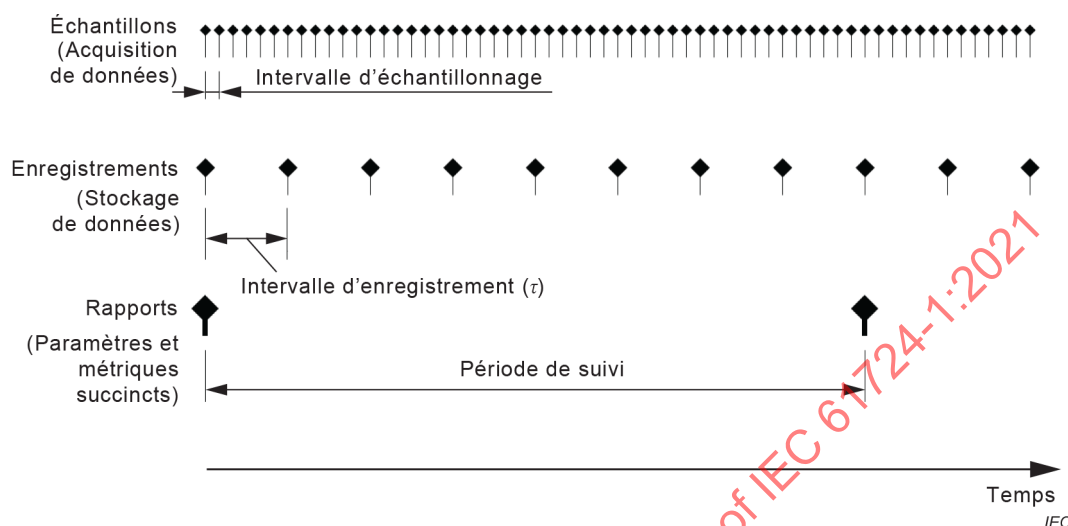


Figure 2 – Échantillons, enregistrements et rapports

Le Tableau 1 répertorie les valeurs maximales correspondant aux intervalles d'échantillonnage et aux intervalles d'enregistrement.

L'Annexe A donne de plus amples informations relatives à l'intervalle d'échantillonnage. L'intervalle d'échantillonnage maximal pour la classe A est plus long que les constantes types de temps du signal et de l'instrument pour l'éclairage énergétique, le vent et la puissance électrique. Cependant, la valeur de l'intervalle est choisie pour des raisons pratiques en prenant en considération les systèmes courants d'acquisition de données.

Les recommandations indiquées relatives à l'échantillonnage et à l'intervalle d'enregistrement s'appliquent aux mesurages au sol sur site. Pour les mesurages d'éclairage énergétique fondés sur les satellites, des intervalles plus longs, pouvant aller jusqu'à 1 h, peuvent être utilisés. Un instrument pour mesurages au sol exige des prélèvements fréquents d'échantillons pour la génération d'une moyenne temporelle valide au cours d'un intervalle d'enregistrement, par exemple dans des conditions partiellement nuageuses, alors que l'estimation par satellite utilise la moyenne spatiale de nombreux pixels dans une seule image en remplacement de la moyenne temporelle.

Tableau 1 – Exigences relatives aux intervalles d'échantillonnage et d'enregistrement

	Classe A Haute exactitude	Classe B Exactitude moyenne
Intervalle maximal d'échantillonnage Concernant l'éclairage énergétique, la température, le vent et la puissance électrique	5 s	1 min
Intervalle maximal d'enregistrement	5 min (1 min – recommandée)	15 min

6.2 Horodatages

Chaque enregistrement et chaque rapport doivent inclure un horodatage.

Les données relatives à l'horodatage doivent comprendre la date et l'heure correspondant au début ou à la fin de l'intervalle d'enregistrement ou de la période de suivi. Le choix de l'intervalle doit être spécifié.

Il convient que l'heure se réfère à l'heure normale locale (pas à l'heure d'été) ou au temps universel, afin d'éviter les changements d'heures hiver/été. Le choix de l'heure doit être spécifié.

Un nouveau jour doit débuter à minuit, exprimé comme suit: 00:00:00.

Lorsque plusieurs unités d'acquisition des données sont impliquées et que chacune applique des horodatages indépendamment des autres, il convient de synchroniser les horloges des unités, de préférence par un mécanisme automatisé, par exemple un système de positionnement mondial (GPS - *global positioning system*) ou un protocole de synchronisation réseau (NTP - *network time protocol*).

6.3 Noms de paramètres

Pour assurer la cohérence de l'extraction des données sur plusieurs plateformes, il est recommandé d'utiliser des noms de paramètres normalisés. Les noms normalisés des paramètres qui figurent dans le présent document sont répertoriés dans le document de définitions des données de taxonomie *Orange Button Taxonomy Data Definitions*.

7 Mesurages exigés

Le Tableau 2 présente les paramètres mesurés définis dans le présent document ainsi qu'un résumé des exigences de mesure.

L'objet de chaque paramètre de surveillance est présenté dans le Tableau 2 afin de guider l'utilisateur. De plus amples informations ainsi que des exigences supplémentaires sont fournies dans les paragraphes référencés.

Une coche (✓) dans le Tableau 2 indique un paramètre dont le mesurage est exigé sur site, qualifié par des notes spécifiques, le cas échéant.

Le symbole "R" dans le Tableau 2 indique un paramètre qui peut être déterminé d'après les données météorologiques à distance ou les données satellites, en lieu et place d'un mesurage sur site.

Le Tableau 2 présente le nombre minimal de capteurs sur site lorsque cela est exigé. Dans de nombreux cas, cela est représenté par un facteur multiplié par un des multiplicateurs du Tableau 3. Lorsqu'aucun nombre n'est indiqué, seul un capteur est exigé, bien que des capteurs redondants soient généralement conseillés.

Lorsque plusieurs capteurs sont exigés, ils doivent être répartis sur la centrale PV à des emplacements représentatifs ou placés au niveau des points de surveillance indiqués dans le tableau lorsque cela est spécifié. Si la centrale comprend plusieurs sections qui relèvent de différents types de technologies ou de géographies locales sensiblement différentes ou d'autres caractéristiques de fonctionnement, alors au moins un capteur doit être placé dans chacune de ces sections et des capteurs supplémentaires doivent être ajoutés, si besoin, pour satisfaire à cette exigence.

Les cellules vides du Tableau 2 indiquent des paramètres facultatifs qui peuvent être choisis pour satisfaire à des exigences spécifiques à un système ou à des spécifications de projets.

Tableau 2 – Paramètres mesurés et exigences

Paramètre	Symbole	Unités	Objet de la surveillance	Système de Classe A		Système de Classe B	
				Exigé?	Nombre minimal de capteurs	Exigé?	Nombre minimal de capteurs
Éclairement énergétique (voir Article 8)							
Éclairement énergétique dans le plan du groupe photovoltaïque (POA)	G_t	$W \cdot m^{-2}$	Ressource solaire	✓	1 × Tableau 3	✓	
Éclairement énergétique horizontal global	G_{HI}	$W \cdot m^{-2}$	Ressource solaire, connexion aux données historiques et satellites	✓	1 × Tableau 3	✓ ou R	
Albédo horizontal	ρ_H	Sans unité	Ressource solaire, face arrière	✓	1 × Tableau 3		
Éclairement énergétique arrière dans le plan du groupe photovoltaïque (POA) ou éclairement énergétique dans le plan du groupe photovoltaïque adapté spectralement	G_t^{rear}	$W \cdot m^{-2}$		✓	3 × Tableau 3		
	$G_{I,sp}^{rear}$	$W \cdot m^{-2}$		pour le bifacial, Option 2 selon 8.3.3			
Éclairement énergétique diffus	G_d	$W \cdot m^{-2}$	Ressource solaire	✓	1 × Tableau 3		
				pour le bifacial, Option 1 selon 8.3.3 (facultatif)			
✓	pour CPV avec une concentration < 20×						
Éclairement énergétique normal direct	DNI	$W \cdot m^{-2}$		✓ pour CPV	1 × Tableau 3		
Contribution circumsolaire, coefficient circumsolaire, forme solaire (sunshape)							

Paramètre	Symbole	Unités	Objet de la surveillance	Système de Classe A		Système de Classe B	
				Exigé?	Nombre minimal de capteurs	Exigé?	Nombre minimal de capteurs
Facteurs environnementaux (voir Article 9)							
Température des modules PV	T_{mod}	°C	Détermination des pertes liées à la température	✓	3 × Tableau 3	✓	
Température de l'air ambiant	T_{amb}	°C	Estimation des températures PV, connexion aux modèles de prévision	✓	1 × Tableau 3	✓ ou R	
Vitesse du vent		m·s ⁻¹		✓	1 × Tableau 3	✓ ou R	
Direction du vent		degrés		✓	1 × Tableau 3		
Coefficient d'encrassement	SR		Détermination des pertes liées à l'encrassement	si des pertes annuelles types liées à l'encrassement sans nettoyage > 2 % sont attendues	1 × Tableau 3		
Précipitations		cm	Estimation des pertes liées à l'encrassement	✓	1 × Tableau 3	✓ ou R	
Neige		cm	Estimation des pertes liées à la neige	si des pertes annuelles types liées à la neige sans nettoyage > 2 % sont attendues et si le mesurage de l'encrassement ne mesure pas la perte liée à la neige	1 × Tableau 3		
Humidité		%	Estimation des variations spectrales				

Paramètre	Symbole	Unités	Objet de la surveillance	Système de Classe A		Système de Classe B	
				Exigé?	Nombre minimal de capteurs	Exigé?	Nombre minimal de capteurs
Suiveur solaire (voir Article 10)							
Angle d'inclinaison du système monoaxial de suivi de trajectoire du soleil	ϕ_T	degrés	Détection de défauts dans le système monoaxial de suivi de trajectoire du soleil	✓	1 × Tableau 3		
Erreur de système biaxial de suivi de trajectoire du soleil à l'angle primaire	$\Delta\phi_1$	degrés	Détection de défauts dans le système biaxial de suivi de trajectoire du soleil	✓	1 × Tableau 3		
Erreur de système biaxial de suivi de trajectoire du soleil à l'angle secondaire	$\Delta\phi_2$	degrés					
Puissance électrique (voir Article 11)							
Tension (continue) du groupe	I'_A	V	Énergie de sortie, diagnostics et localisation de défauts	✓	Aux bornes de chaque onduleur – le cas échéant (voir 11.1)		
Courant (continu) du groupe	I_A	A		✓			
Puissance du groupe (en courant continu)	P_A	kW		✓			
Tension (alternative) de sortie	I'_{out}	V		✓	Aux bornes de chaque onduleur et au niveau du système	✓	Aux bornes de chaque onduleur et au niveau du système
Courant (alternatif) de sortie	I_{out}	A		✓		✓	
Puissance de sortie (en courant alternatif)	P_{out}	kW		✓		✓	
Énergie en sortie	E_{out}	kWh		✓		✓	
Facteur de puissance de sortie	λ		Conformité à la demande de réseau électrique	✓			
Demande de charge réduite			Détermination de la conformité à la demande de réseau électrique ou de charge ainsi que de l'impact sur les performances du système PV	✓	Au niveau du système		
Demande de facteur de puissance de sortie du système	λ_{req}			✓	Au niveau du système		

Tableau 3 – Multiplicateur référencé dans le Tableau 2

Taille du système (courant alternatif) MW	Multiplicateur
< 40	2
≥ 40 à < 100	3
≥ 100 à < 300	4
≥ 300 à < 500	5
≥ 500 à < 700	6
≥ 700	7, plus 1 pour chaque palier de 200 MW supplémentaire

8 Éclairement énergétique

8.1 Types de capteurs

Les approches pour le mesurage de l'éclairement énergétique sur site au sol comprennent les possibilités suivantes:

- Mesurer l'éclairement énergétique solaire hémisphérique à bande large, indépendant de la distribution spectrale ou angulaire. Les instruments destinés à ce mesurage sont classés comme pyranomètres, quel que soit le type de technologie.
- Mesurer l'éclairement énergétique adapté correspondant à la part utilisable par le PV de la distribution incidente spectrale et angulaire. Des dispositifs PV de référence (cellules et modules de référence) sont utilisés à cette fin.
- Mesurer l'éclairement énergétique spectrale, à partir duquel l'éclairement énergétique adapté spectralement peut être déterminé. Des spectroradiomètres ou des instruments multispectres peuvent être utilisés à cette fin.

Ces différentes approches peuvent être interverties à l'aide de modèles appropriés, avec une légère incertitude. Lorsque des transpositions et corrections fondées sur des modèles sont utilisées, elles doivent être documentées.

L'éclairement énergétique peut également être déterminé au moyen de mesurages à distance en utilisant une instrumentation par satellite en complément, ou en remplacement (lorsque le Tableau 2 le permet) pour les mesurages sur site au sol. Voir 8.3.12.

Le capteur choisi et son type doivent être documentés.

8.2 Exigences générales

8.2.1 Aperçu

Le présent paragraphe 8.2 fournit les exigences générales applicables à la plupart des mesurages de l'éclairement énergétique sur site. Les paragraphes suivants portant sur les types spécifiques de mesurages de l'éclairement énergétique peuvent comprendre des exigences différentes et/ou supplémentaires.

8.2.2 Exigences relatives aux capteurs

Les capteurs doivent satisfaire aux exigences du Tableau 4 en fonction du type de capteur.

Tableau 4 – Exigences relatives aux capteurs d'éclairement énergétique

Type de capteur	Système de Classe A	Système de Classe B
Pyranomètre	<u>Face avant (POA et GHI):</u> Classe A selon l'ISO 9060:2018 Spectralement plat Incertitude d'étalonnage $\leq 2 \%$ à $1\,000\text{ W m}^{-2}$ Plage jusqu'à $1\,500\text{ W m}^{-2}$ Résolution $\leq 1\text{ W m}^{-2}$ <u>Face arrière</u> Classe C ou plus selon l'ISO 9060:2018 Incertitude d'étalonnage $\leq 3 \%$ à $1\,000\text{ W m}^{-2}$ Plage jusqu'à $1\,500\text{ W m}^{-2}$ Résolution $\leq 1\text{ W m}^{-2}$	Classe C ou plus selon l'ISO 9060:2018 Incertitude d'étalonnage $\leq 3 \%$ à $1\,000\text{ W m}^{-2}$ Plage jusqu'à $1\,500\text{ W m}^{-2}$ Résolution $\leq 1\text{ W m}^{-2}$
Dispositif PV de référence	Dispositif de référence de travail selon l'IEC 60904-2 Incertitude d'étalonnage $\leq 2 \%$ à $1\,000\text{ W m}^{-2}$ Plage jusqu'à $1\,500\text{ W m}^{-2}$ Résolution $\leq 1\text{ W m}^{-2}$	Dispositif de référence de travail selon l'IEC 60904-2 Incertitude d'étalonnage $\leq 3 \%$ à $1\,000\text{ W m}^{-2}$ Plage jusqu'à $1\,500\text{ W m}^{-2}$ Résolution $\leq 1\text{ W m}^{-2}$

Les pyranomètres comprennent une vaste gamme de technologies instrumentales, dont, entre autres, des pyranomètres à thermopile et des instruments construits autour d'une ou plusieurs photodiodes. Dans le contexte du mesurage de l'éclairement énergétique solaire de la face avant du Tableau 4, "spectralement plat" signifie que le mesurage de l'éclairement énergétique à large bande du pyranomètre est affecté de manière négligeable par la distribution spectrale de la lumière solaire incidente.

8.2.3 Emplacements des capteurs

8.2.3.1 Face avant

L'emplacement des capteurs de mesure de l'éclairement énergétique sur la face avant, y compris le GHI et les capteurs de plan du groupe PV, doit être choisi de façon à être représentatif, et qu'il évite, si cela est possible, les conditions d'ombrage du lever au coucher du soleil. Il convient que l'ombrage ne survienne que pendant une demi-heure au lever ou au coucher du soleil. Tout ombrage doit être documenté.

Dans le cas des mesurages de l'éclairement énergétique du plan du groupe photovoltaïque, pour des systèmes à inclinaison fixe ou de suivi, les capteurs doivent être maintenus à la même inclinaison et aux mêmes azimuts que les modules. Ceci peut être obtenu en plaçant les capteurs directement sur le support de modules ou sur des tiges séparées ou des bras d'extension équipés d'un suiveur, si cela est applicable.

NOTE De manière facultative, des capteurs d'éclairement énergétique de la face avant supplémentaires peuvent être installés dans des emplacements ombragés de manière temporaire par des rangées de modules adjacents, par exemple pendant le repli d'un système de suivi, afin de surveiller cet effet d'ombrage, mais ces capteurs ne satisfont pas aux exigences du Tableau 2 et du Tableau 3 et les mesures des performances utilisent toujours des capteurs sans ombre, sauf avis explicite contraire.

8.2.3.2 Face arrière

L'emplacement des capteurs du coefficient d'éclairement énergétique arrière et/ou d'éclairement énergétique arrière dans le plan doit être choisi de telle manière que leur champ de vision soit représentatif des conditions sur la face arrière dans la majorité du groupe, tout

en réduisant le plus possible l'ombrage sur les modules. Si la surface au sol attendue est variable sur l'étendue du site, utiliser une quantité appropriée de capteurs ainsi qu'une méthodologie d'échantillonnage pour capter les variations. Il convient que les capteurs soient également placés pour capter l'éclairement énergétique arrière sans impact de l'environnement local autre que l'ombrage représentatif causé par les portions du groupe PV proches.

Il convient de placer les capteurs selon le même angle d'inclinaison que les modules, directement sur les supports de modules en utilisant des structures de soutien des poutres ou des rails, et positionnés loin des bouts de ligne, des piliers de montage et d'autres sources locales de phénomènes d'ombrage ou d'illumination accrue, tels que les réflexions des supports de modules.

La non-uniformité de l'éclairement énergétique qui atteint l'arrière de la surface du module de bord à bord constitue une préoccupation relative aux capteurs d'éclairement énergétique arrière dans le plan et les capteurs du coefficient d'éclairement énergétique arrière dans le plan. Il est recommandé de disposer plusieurs capteurs sur l'arrière de la structure de support afin de suivre et de mesurer le profil d'illumination non uniforme tout au long de la journée. Ceci permet à la fois de quantifier la non-uniformité de l'éclairement énergétique arrière et de calculer une moyenne effective de l'éclairement énergétique arrière pour les introduire dans les équations de performance choisies.

NOTE L'éclairement énergétique mesuré peut varier en fonction de la position du capteur, particulièrement dans le cas de mesurages par le capteur du plan du groupe photovoltaïque à l'arrière. Par exemple, si le capteur est placé sous une rangée de modules, il peut présenter une valeur différente de celle obtenue lorsqu'il est placé au-dessus de la rangée de modules, étant donné qu'une contribution à l'éclairement énergétique dans un plan incliné provient du sol ou des éléments à proximité.

8.2.3.3 Albédo horizontal

L'emplacement des capteurs d'albédo horizontal doit être choisi de façon à être représentatif de l'albédo sur le site. Il convient de monter les capteurs à une hauteur minimale de 1,0 m afin qu'un groupe de vision de l'éclairement énergétique suffisant soit reflété à partir du sol. Il convient que de la végétation ou que toute autre structure située à proximité, y compris les modules et la structure de soutien des modules, ne projette pas d'ombre, dans les limites d'un angle de prise de vue de ± 80 degrés. Il convient de réduire le plus possible l'ombrage apporté par le dispositif de mesure de l'albédo et par sa structure de soutien. Si la surface au sol attendue est variable sur l'étendue du site, utiliser une quantité appropriée de capteurs ainsi qu'une méthodologie d'échantillonnage pour capter les variations.

8.2.4 Réétalonnage

Le réétalonnage des capteurs doit être réalisé de sorte que le temps d'indisponibilité et l'arrêt du capteur sont réduits le plus possible, afin d'empêcher l'interruption de la surveillance. Les méthodes effectives peuvent comprendre:

- Procéder à un échange entre les capteurs installés et des unités neuves ou réétalonnées
- Lorsque cela est possible, réaliser le réétalonnage des capteurs sur site
- Fournir des capteurs redondants et alterner les programmes de réétalonnage en laboratoire

Pour les systèmes de Classe A, les capteurs doivent être réétalonnés tous les deux ans, ou plus fréquemment selon les recommandations du fabricant.

Pour les systèmes de Classe B, réétalonner les capteurs selon les recommandations du fabricant.

8.2.5 Atténuation de l'encrassement

Pour les systèmes de Classe A, les effets de l'accumulation de l'encrassement sur les capteurs d'éclairement énergétique doivent être atténués. Pour les capteurs et installations types, un nettoyage hebdomadaire est exigé. Un nettoyage moins fréquent peut avoir lieu lorsque les conditions locales le permettent ou lorsque la technologie employée atténue ou corrige

l'encrassement des capteurs d'une manière équivalant à un nettoyage hebdomadaire, ou lorsqu'elle détecte l'encrassement de sorte que le nettoyage puisse être programmé au besoin.

8.2.6 Atténuation de la rosée et du gel

Pour les systèmes de Classe A, les effets de l'accumulation de la rosée et du gel sur les capteurs d'éclairage énergétique doivent être atténués pour les emplacements où il est attendu que la rosée ou le gel soit présent plus de 2 % des heures GHI annuelles.

L'examen des données météorologiques annuelles types pour le site peut permettre de déterminer si un site de centrale exige une atténuation. L'attention est portée sur la température ambiante et le point de rosée. Pour les besoins de cette évaluation, il est considéré que la rosée ou le gel sont attendus lorsque la température ambiante se situe à 1,5 °C du point de rosée.

Plusieurs moyens d'atténuation dont le chauffage ou la ventilation externe, peuvent être efficaces. Les capteurs d'éclairage énergétique doivent conserver leur exactitude et leur classification pendant l'application de l'atténuation de la rosée et du gel. Le chauffage ne doit pas perturber l'exactitude et la classification du capteur. Pour les pyranomètres, les moyens efficaces d'assurer l'exactitude des performances pendant le chauffage du capteur peuvent comprendre, entre autres, la ventilation interne et la ventilation externe.

8.2.7 Inspection et maintenance

Une inspection de routine des capteurs doit être réalisée pour vérifier l'encrassement, les erreurs d'alignement et d'autres conditions de défaut. Pour les systèmes de Classe A, les capteurs de la face avant doivent faire l'objet d'une inspection hebdomadaire.

Les capteurs doivent être entretenus selon les exigences du fabricant. Les exigences de maintenance peuvent comprendre, par exemple, l'inspection et/ou le remplacement des dessiccants, selon le cas.

8.2.8 Alignement des capteurs

Les capteurs d'éclairage énergétique pour l'éclairage énergétique horizontal global (GHI) doivent être mis à niveau à 0,5° près.

Les capteurs d'éclairage énergétique pour l'éclairage énergétique dans le plan du groupe photovoltaïque (POA) doivent être alignés sur leur plan de destination à 0,5° d'inclinaison et 1° d'azimut (Classe A) ou 1° d'inclinaison et 2° d'azimut (Classe B), avec les dispositions suivantes:

- Lorsque les capteurs sont placés directement sur le support de module, l'exigence d'alignement est satisfaite s'il peut être démontré que les capteurs sont alignés sur le support dans les limites des tolérances déclarées.
- Lorsque les capteurs sont placés sur une structure de montage différente et indépendante des modules, une attention particulière doit être portée à ce que l'alignement soit atteint et vérifié dans les limites des tolérances déclarées. Si l'alignement ne peut pas être atteint, l'erreur d'alignement doit être mesurée et documentée.

NOTE L'inclinaison du capteur peut être mesurée avec un inclinomètre. L'alignement azimutal des capteurs dans le plan du groupe photovoltaïque peut être vérifié en examinant puis en modélisant une série de données d'éclairage énergétique au cours du temps par conditions de ciel serein.

8.3 Mesurages

8.3.1 Éclairement énergétique horizontal global

L'éclairement énergétique horizontal global (*GHI*) se mesure avec un capteur d'éclairement énergétique positionné à l'horizontale et orienté vers le haut, ou est déterminée en associant l'éclairement énergétique normal direct et l'éclairement énergétique horizontal diffus au moyen de l'équation de 3.21.

8.3.2 Éclairement énergétique dans le plan

Pour les systèmes plans, l'éclairement énergétique dans le plan est mesuré avec un capteur d'éclairement énergétique à ouverture parallèle au plan du groupe photovoltaïque (*POA*), monté sur la structure de soutien du module ou sur une autre structure alignée de manière parallèle aux modules.

Dans le cas de systèmes suivis, le capteur d'éclairement énergétique doit être aligné de manière permanente sur le plan du groupe photovoltaïque réel, y compris le repli, le cas échéant.

Pour les systèmes à concentration, voir 8.3.9.

S'il est prévu que des suiveurs solaires quelconques fonctionnent de façon non normalisée par rapport au reste du groupe, il convient d'exclure ces suiveurs solaires du choix d'emplacements des capteurs pour les besoins du Tableau 2 et du Tableau 3. Ils peuvent toutefois, de manière facultative, servir d'emplacements pour des capteurs supplémentaires et complémentaires.

NOTE 1 Le mesurage de l'éclairement énergétique sur une surface faisant l'objet d'un suivi peut être faussé si le suiveur qui soutient le capteur n'effectue pas le suivi correctement. Une approche permettant de vérifier si le suivi est correct consiste à utiliser l'éclairement énergétique normal direct et l'éclairement énergétique horizontal diffus, *DNI* et *G_d* respectivement, ainsi qu'un modèle de transposition afin de calculer l'éclairement énergétique dans le plan prévu et de le comparer avec la valeur mesurée.

NOTE 2 L'éclairement énergétique POA peut également être estimé à partir de *GHI* à l'aide d'un modèle de décomposition et de transposition.

8.3.3 Éclairement énergétique arrière dans le plan

Il est difficile de déterminer avec exactitude la ressource solaire de la face arrière des modules PV bifaciaux. L'éclairement énergétique arrière sur un groupe PV, ainsi que le contenu spectral de l'éclairement énergétique, sont très variables dans l'espace et dans le temps en fonction des motifs d'ombrage, des détails de la structure de montage, des propriétés de la surface au sol et des variations saisonnières.

Le Tableau 2 présente deux options pour déterminer l'éclairement énergétique arrière dans les modules PV bifaciaux.

- Option 1: Mesurer l'albédo horizontal et, éventuellement, l'éclairement énergétique diffus, et utiliser un modèle optique tel que le modèle de facteur de forme ou le modèle de tracé des rayons, afin d'estimer l'éclairement énergétique arrière.
- Option 2: Mesurer directement l'éclairement énergétique arrière dans le plan ou, éventuellement, l'éclairement énergétique arrière dans le plan adapté spectralement.

Le mesurage direct de l'éclairement énergétique arrière dans le plan est réalisé à l'aide d'un capteur d'éclairement énergétique dont l'ouverture est orientée parallèlement au plan du groupe photovoltaïque (*POA*), monté sur la face arrière de la structure de soutien du module. Il peut être aussi réalisé à l'aide d'un dispositif de référence bifacial (voir 3.19).

8.3.4 Coefficient d'éclairement énergétique arrière dans le plan

Pour les modules PV bifaciaux, le coefficient d'éclairement énergétique arrière dans le plan est mesuré en calculant le rapport entre l'éclairement énergétique arrière dans le plan (voir 8.3.3) et l'éclairement énergétique dans le plan (voir 8.3.2).

8.3.5 Albédo horizontal

L'albédo horizontal est déterminé en mesurant l'éclairement énergétique descendant du ciel dans un plan horizontal (*GHI*) et l'éclairement énergétique montant reflété par le sol dans un plan horizontal et en calculant le rapport entre l'éclairement énergétique montant et l'éclairement énergétique descendant.

Voir l'Option 1 et l'Option 2 de 8.3.3.

8.3.6 Éclairement énergétique normal direct

L'éclairement énergétique normal direct (*DNI*) est mesuré avec un instrument qui bloque les contributions de l'éclairement énergétique diffus ou en corrige les effets. Les pyréliomètres, les radiomètres à bande à ombre tournante, les radiomètres à disque ou boule suivis sont, entre autres, des exemples d'instruments. *DNI* peut être calculée à partir de *GHI* et de *DHI* à l'aide de l'équation de 3.23.

8.3.7 Éclairement énergétique horizontal diffus

L'éclairement énergétique horizontal diffus G_d (ou *DHI*) est mesuré avec un instrument qui bloque les contributions de l'éclairement énergétique direct ou en corrige les effets. Les radiomètres à bande à ombre tournante, les radiomètres à disque ou boule suivis sont, entre autres, des exemples d'instruments. *DHI* peut être calculée à partir de *GHI* et de *DNI* à l'aide de l'équation de 3.27.

8.3.8 Éclairement énergétique adapté spectralement

Pour déterminer la ressource solaire utilisable, il convient de prendre en considération un accord spectral facultatif des mesurages de l'éclairement énergétique pour les modules PV spécifiques de l'utilisateur.

L'éclairement énergétique arrière adapté spectralement est particulièrement pertinent, car le spectre du rayonnement reflété par le sol peut varier de manière significative par rapport au rayonnement solaire incident.

Les méthodes de détermination de l'éclairement énergétique adapté spectralement comprennent ce qui suit:

- Mesurage de l'éclairement énergétique adapté spectralement avec un dispositif de référence dont le spectre est adapté (voir 3.17). La désadaptation spectrale résiduelle peut être déterminée par l'IEC 60904-7 en prenant en considération les spectres types pour l'application. Il convient que les utilisateurs choisissent un niveau de désadaptation spectrale résiduelle adaptée à leur application. Une technologie PV identique n'est pas nécessairement exigée. Par exemple, des cellules de référence en silicium monocristallin vendues dans le commerce fournissent un accord spectral avantageux (par rapport à un mesurage à large bande) pour la plupart des technologies PV à base de silicium cristallin.
- Mesurage de l'éclairement énergétique à large bande ou non adapté spectralement, par exemple avec un pyranomètre, puis réaliser une correction de la désadaptation spectrale fondée sur un modèle à l'aide de données environnementales telles que la température, l'humidité, etc.
- Mesurage de l'éclairement énergétique spectrale, par exemple avec un spectroradiomètre ou d'un autre instrument multispectre. Les facteurs de correction spectrale peuvent être

déduits de cet éclairement énergétique spectral et appliqués aux données d'éclairement énergétique à large bande pour obtenir l'éclairement énergétique adapté spectralement.

8.3.9 Éclairement énergétique dans le plan pour les systèmes à concentration

Pour les systèmes à concentration, l'éclairement énergétique dans le plan total est remplacé par l'éclairement énergétique capté par le système à concentration.

- Pour les systèmes à concentration qui captent uniquement le rayonnement direct:
L'éclairement énergétique dans le plan G_i est remplacé par l'éclairement énergétique direct dans le plan $G_{i,b}$:

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

- Pour les systèmes à concentration qui captent un peu de lumière diffuse en plus du rayonnement direct:
L'éclairement énergétique dans le plan est remplacé par l'éclairement énergétique effectif (G_{eff}) en raison de la capture diffuse partielle, lorsque la fraction de lumière diffuse est quantifiée par le paramètre f_d :

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

La détermination de f_d commence par l'obtention de toutes les caractéristiques de courant et de tension d'un module CPV sur un grand nombre de jours avec des variations des fractions d'énergie diffuse. Une journée dégagée présente peu d'énergie diffuse tandis qu'une journée nuageuse fournit principalement de l'énergie diffuse. Il convient de fonder l'analyse d'une fraction diffuse pour un module CPV donné à bas et moyen coefficient de concentration sur un nombre important de courbes I - V lorsque l'éclairement énergétique dans le plan global (G_i) est supérieur à $21 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$.

Une prémisse fondamentale de cette méthode stipule que le courant de court-circuit (I_{sc}) peut être estimé de manière cohérente et fiable en obtenant un tracé complet de la courbe courant-tension (I - V) pour le dispositif à l'essai (DUT). Elle énonce également que le coefficient de température pour le paramètre I_{sc} du DUT a été préalablement bien caractérisé. Lorsque cette prémisse est valide, la caractérisation de la capture de lumière diffuse d'un module CPV ou d'un récepteur CPV s'intéresse simplement à la détermination du courant de court-circuit, $I_{sc,0}$ réduit aux conditions normales d'essai (STC) et à la relation entre $I_{sc,0}$ comme cela est mesuré et cette référence avec un "éclairement énergétique effectif" G_{eff} , présenté dans l'Équation (2). Cette approche présente l'avantage conséquent de pouvoir compenser les effets du spectre solaire en ajustant uniquement le paramètre I_{sc} .

En traçant les termes du côté gauche de l'Équation (3) sur l'axe des ordonnées y d'un graphique en 2D et les termes $G_{i,b}/G_i$ sur l'axe des abscisses x , la pente et le point d'intersection peuvent être facilement déterminés à partir de l'équation $y = mx + b$ après réalisation d'une analyse de régression linéaire des données I_{sc} en fonction de $G_{i,b}/G_i$.

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

où

$\alpha_{I_{sc}}$ est le coefficient de température pour I_{sc} ,

T_c est la température de la cellule en °C,

$I_{sc,0}$ est le courant de court-circuit dans les STC et pour un angle d'incidence de 0°.

Le terme f_d devient alors:

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

Une limite à cette approche, qu'il convient de noter, est l'hypothèse inhérente selon laquelle la quantité de lumière diffuse captée est constante sur toute la plage de conditions climatiques observées. Ceci implique certainement l'introduction de bruit lors des mesurages, mais si l'échantillonnage est suffisamment élevé, l'analyse de régression linéaire susmentionnée peut fournir une estimation raisonnable d'une quantité moyenne de lumière diffuse qui peut être utilisée afin de mieux définir la ressource solaire pour les modules PV à concentration.

Si les résultats observés présentent une inflexion ou une rupture nette du comportement de réponse à la capture de lumière diffuse du module CPV, l'analyse de régression peut être divisée en plusieurs parties (par régression segmentée). Ceci peut aboutir à un résultat vraisemblable, car la nature de la lumière diffuse est plutôt variable quant aux quantités de lumière diffuse circumsolaire en fonction de la lumière diffuse isotrope. L'analyse de régression linéaire ainsi réalisée permet de déterminer la quantité de lumière diffuse captée (f_d) en fonction d'une plage spécifique du rapport $G_{i,b}/G_i$.

8.3.10 Éclairement énergétique spectral pour les systèmes à concentration

Pour les systèmes à concentration, lorsqu'une puissance assignée conformément à l'IEC 62670-3 doit être appliquée, il convient que le système comprenne un dispositif permettant de déterminer l'éclairement énergétique spectral normal direct. Voir l'IEC 62670-3 pour de plus amples informations.

8.3.11 Mesurages circumsolaires pour les systèmes à concentration

Pour les systèmes à concentration, il peut s'avérer utile de mesurer l'éclairement énergétique circumsolaire. L'éclairement énergétique circumsolaire est l'éclairement énergétique émanant d'une région du ciel à proximité immédiate du disque solaire. Les paramètres utiles de mesure peuvent inclure la contribution circumsolaire, le coefficient circumsolaire et la forme solaire (sunshape). Voir ISO 9488.

L'éclairement énergétique normal direct (DNI) mesuré peut comprendre les contributions circumsolaires qui résultent de l'ouverture angulaire du capteur de DNI . La fraction de DNI mesurée qui est circumsolaire est définie comme étant le coefficient circumsolaire.

Les systèmes à concentration peuvent être ou peuvent ne pas être en mesure de capter une partie de l'éclairement énergétique circumsolaire, selon leur conception. Cependant, il peut s'avérer utile de mesurer les grandeurs circumsolaires à des fins de caractérisation des performances.

8.3.12 Télédétection par satellite de l'éclairement énergétique

Les techniques de télédétection par satellite utilisent une approche double dans le mesurage de l'éclairement énergétique descendant sur la surface totale au plan horizontal global. Les instruments embarqués du satellite mesurent la luminance énergétique émise ou réfléchiée par la surface terrestre au travers de l'atmosphère pour des bandes spectrales spécifiques, visibles ou dans l'infrarouge. Étant donné que la luminance énergétique émise représente les conditions dans lesquelles il existe une couverture nuageuse, il est nécessaire de redresser les mesurages réalisés selon cette technique selon les modèles d'éclairement énergétique par ciel serein. Ainsi, la base de la télédétection par satellite utilise des modèles de transfert radiatif pour prévoir la condition de ciel serein, puis les mesurages par satellites sont appliqués au ciel serein comme des réductions de l'éclairement énergétique dues à l'opacité créée par les nuages.

Il convient que les centrales en fonctionnement qui envisagent d'utiliser l'éclairement énergétique télédétekté par satellite prennent en considération ce qui suit lorsqu'elles comparent ces données aux irradiances mesurées sur site. Les sources validées d'éclairement énergétique par satellite ont une fiabilité et une cohérence documentées en matière de disponibilité des données et d'étalonnage, respectivement. Étant donné que les sources d'éclairement énergétique captées à distance par satellite utilisent un seul jeu de capteurs embarqués surveillés avec précaution et couvrant des continents entiers simultanément, les données peuvent être livrées avec une incertitude réduite et le coût associés à la maintenance sur site, l'encombrement de l'instrumentation, les dérives d'étalonnage et les incompatibilités entre emplacements. Les bénéfices des données télédétektées en matière d'exactitude tiennent à ce qu'elles sont issues de moyennes dans le temps et l'espace, par opposition aux mesurages sur site. Le mesurage par satellite de l'opacité des nuages se produit à l'échelle spatiale déterminée par la résolution du matériel de mesure du satellite. Dans la plupart des réseaux satellitaires modernes, celle-ci est d'à peu près $0,01^\circ$ par $0,01^\circ$ de latitude ou de longitude (environ un carré de 1 km par 1 km). Ainsi, la représentation de la condition d'éclairement énergétique en provenance des sources satellitaires reflète l'éclairement énergétique moyen sur une surface carrée de $0,01^\circ$ par $0,01^\circ$. Par contraste, les mesurages sur site reflètent les conditions d'éclairement énergétique à la surface du capteur, qui est, dans les faits, un simple point. Cette différence de surface de mesure entraîne des différences d'éclairement énergétique au cours de plusieurs périodes moyennées. De plus, la fréquence de capture de l'image satellitaire est habituellement inférieure à l'enregistrement des données du matériel situé au sol. En raison de ces deux effets, les mesurages par satellite et au sol peuvent présenter de plus grandes différences dans les mesurages d'éclairement énergétique de l'ordre de 10 % à 20 % pour des durées inférieures à une heure ou égales à une heure lorsque les opérateurs de centrales peuvent chercher une analyse pour établir le diagnostic de la sous-performance de la centrale. Toutefois, sur des durées moyennées allant d'un mois à un an, les données par satellite et au sol s'alignent. Les différences sont de l'ordre de $< 1\%$ à 5% lorsque les opérateurs de centrales peuvent chercher une analyse pour faire la démonstration de la performance globale de la centrale.

Les irradiances télédétektées par satellite, y compris les irradiances horizontales globales, les irradiances normales directes, les irradiances diffuses et les irradiances dans le plan, sont généralement disponibles en temps réel à partir de services commerciaux. Il peut être avantageux pour les opérateurs de centrales de disposer d'un historique de longue date des mesurages par satellite en tant que référence pour les performances de la centrale par rapport aux conditions de moyenne de long terme/prévisions financières.

Il est important de prendre en considération ce qui suit lors du choix des données de satellites:

- Il convient de choisir les données d'éclairement énergétique télédétekté par satellite avec soin après en avoir vérifié l'exactitude et l'incertitude.
- Il convient d'évaluer l'exactitude et l'incertitude du satellite par rapport aux données du sol liées à la qualité au moyen de capteurs bien entretenus.
- Il convient que les sources satellitaires disposent d'un historique de longue date des mesurages pour valider l'exactitude au fur et à mesure des changements de matériel dans les satellites.
- Il convient que les sources satellitaires fournissent des données jusqu'au temps présent, également dans le but d'évaluer l'exactitude.

- Il convient que les données satellitaires comportent une identification de version, par exemple il convient que les métadonnées des mesurages par satellites puissent entrer dans la base d'un modèle reproductible.
- Il convient que les données satellitaires fournissent des mesurages qui correspondent à la fidélité native du dispositif matériel du satellite.
- Il convient de concevoir la méthode de télédétection par satellite spécifiquement pour mesurer l'éclairement énergétique solaire.

9 Facteurs environnementaux

9.1 Température des modules PV

La température des modules PV, T_{mod} , est mesurée à l'aide de capteurs de température fixés à l'arrière des modules PV.

Pour les modules bifaciaux, les capteurs de température de la face arrière et le câblage doivent obscurcir moins de 10 % de la zone de n'importe quelle cellule, et il convient que le câblage soit acheminé entre les cellules lorsque cela est possible.

Les capteurs de température doivent avoir une résolution de mesure $\leq 0,1$ °C et une incertitude de ± 1 °C ou mieux.

Si de l'adhésif est utilisé pour fixer le capteur de température sur la face arrière du module, il convient que l'adhésif soit approprié pour une utilisation en extérieur prolongée dans les conditions du site et il convient de vérifier sa compatibilité avec le matériau de la face arrière du module pour éviter qu'il soit endommagé par l'adhésif.

Le matériau adhésif ou d'interface entre le capteur de température et la face arrière du module doit être thermoconducteur. La conductance thermique totale de l'adhésif ou de la couche d'interface doit être supérieure ou égale à $500 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \text{ K}^{-1}$, afin de conserver la différence maximale de température entre la face arrière du module et le capteur de température de l'ordre de 1 K environ. Par exemple, ceci peut être obtenu en utilisant un adhésif thermoconducteur de conductivité thermique supérieure à $0,5 \text{ W} \cdot \text{m}^{-1} \text{ K}^{-1}$ dans une couche d'épaisseur inférieure ou égale à 1 mm.

Voir l'Annexe B pour des recommandations complémentaires relatives à la fixation des capteurs de température.

Il convient de veiller à assurer que la température de la cellule devant le capteur n'est pas significativement altérée par la présence du capteur ou par d'autres facteurs.

NOTE 1 Les températures de jonction de cellule sont généralement supérieures de 1 °C à 3 °C à la température mesurée sur la face arrière du module, selon la construction du module. La différence de température peut être estimée, en fonction de l'éclairement énergétique, à l'aide de la conductivité thermique des matériaux du module.

NOTE 2 Une image infrarouge de la face avant du module peut permettre de confirmer que la température de la cellule devant le capteur n'est pas significativement altérée par la présence du capteur ou par d'autres facteurs.

La température de module varie en fonction des modules et sur l'étendue du groupe photovoltaïque. Les capteurs de température doivent être placés à des endroits représentatifs afin de capter la plage des variations et pour permettre la détermination d'une moyenne effective.

Les capteurs de température doivent être remplacés ou réétalonnés conformément aux exigences du fabricant.

Le mesurage de la température des modules peut, en variante, être réalisé selon la méthode fondée sur V_{oc} et décrite dans l'IEC 60904-5. Ceci peut exiger l'utilisation d'un module de

référence supplémentaire, non raccordé au groupe PV, pour le mesurage de la température. Il convient d'étalonner de manière indépendante le module à cette fin. Il convient de maintenir le module à son point de puissance maximale entre les mesurages V_{oc} brefs afin d'assurer que la température soit représentative du groupe PV. Étant donné la dégradation de V_{oc} dans le temps, il convient de réétalonner régulièrement la relation entre la température du module et V_{oc} . Si le module n'est pas maintenu à son point de puissance maximale, il convient de déterminer un décalage de température étalonnée entre le point de puissance maximale et la condition réelle de fonctionnement.

9.2 Température de l'air ambiant

La température de l'air ambiant, T_{amb} , est mesurée au moyen de capteurs de température situés dans des écrans de protection contre les rayonnements solaires ventilés afin de permettre le libre passage de l'air ambiant.

Les capteurs doivent avoir une résolution de mesure $\leq 0,1$ °C et une incertitude de ± 1 °C ou mieux.

Il convient de placer les capteurs à au moins 1 m du module PV le plus proche et dans des emplacements dans lesquels les capteurs ne seront pas affectés par les sources thermiques ou les dissipateurs thermiques, tels que des émanations d'onduleurs ou des abris techniques, ou des matériaux tels que le bitume ou les matériaux de couverture, etc.

Les capteurs doivent être remplacés ou réétalonnés conformément aux exigences du fabricant.

9.3 Vitesse et direction du vent

La vitesse du vent et la direction du vent sont utilisées pour estimer les températures des modules. Elles peuvent également être utilisées pour documenter les réclamations au titre de la garantie liées aux dommages provoqués par le vent.

La vitesse du vent et la direction du vent doivent être mesurées à une hauteur et à un emplacement représentatifs des conditions du groupe et/ou des conditions prises pour hypothèse par tout modèle applicable de performances utilisé comme garantie des performances de la centrale PV.

En outre, la vitesse du vent et la direction du vent peuvent également être mesurées à des hauteurs et à des emplacements adaptés à une comparaison avec les données météorologiques historiques ou actuelles.

Dans certains cas, les données relatives aux rafales de vent (en règle générale, des rafales qui durent jusqu'à 3 s) peuvent être exigées pour être comparées aux exigences relatives à la conception du projet. Lorsque cela est nécessaire, il convient que la période d'échantillonnage du système de surveillance soit suffisamment courte (par exemple, ≤ 5 s) et il convient que les enregistrements de données contiennent non seulement les valeurs moyennes, mais également les valeurs maximales. (Voir 6.1.)

Il convient que les équipements de mesure du vent ne fassent pas d'ombre au système PV à aucun moment du jour ou de l'année et il convient qu'ils soient situés à un emplacement suffisamment éloigné de toute obstruction.

L'incertitude de mesure des capteurs de vitesse du vent doit être $\leq 0,5$ m·s⁻¹ pour les vitesses de vent ≤ 5 m·s⁻¹, et ≤ 10 % de la valeur relevée pour les vitesses de vent supérieures à 5 m·s⁻¹.

La direction du vent est définie comme étant la direction à partir de laquelle le vent souffle. Elle est mesurée dans le sens des aiguilles d'une montre à partir du nord géographique. Elle doit être mesurée avec une exactitude de 5°.

Les capteurs doivent être réétalonnés conformément aux recommandations du fabricant.

9.4 Coefficient d'encrassement

Selon le paragraphe 3.31, le coefficient d'encrassement est une propriété de la condition de propreté du groupe PV. Les instruments de mesure de l'encrassement donnent une valeur approchée du coefficient d'encrassement réel du groupe PV en mesurant l'impact de l'encrassement sur une surface de capteur de l'instrument et en partant du principe que la condition d'encrassement du groupe PV est la même que celle de la surface du capteur.

Les instruments de mesure de l'encrassement utilisent plusieurs principes physiques.

- Une approche de mesure, qui a de nombreuses variantes, compare deux dispositifs PV de référence dont l'un est nettoyé régulièrement et l'autre s'encrasse naturellement au même rythme que le groupe PV. Les méthodes de mise en œuvre de cette approche sont décrites en détail dans l'Annexe C.
- D'autres approches se fondent sur des principes optiques. Elles détectent les particules d'encrassement sur une surface de collecte selon leur effet sur la réflexion ou la transmission de la lumière.

Certains types d'instruments peuvent mesurer l'effet de l'encrassement non uniforme sur la perte de puissance des modules PV. L'encrassement non uniforme se produit lorsque des particules d'encrassement déposées se déplacent sous l'action de la rosée, de la pluie, du vent et de la pesanteur. Elles se regroupent souvent le long du bord des modules PV, particulièrement les bords inférieurs. Ceci peut avoir un effet disproportionné sur la puissance, en fonction du type de module. Voir l'Annexe C.

9.5 Précipitations

Les mesurages de précipitations peuvent être utilisés pour estimer la propreté des modules. Si le coefficient d'encrassement est également mesuré, ces données sont complémentaires.

9.6 Neige

Les mesurages de chutes de neige peuvent être utilisés pour estimer les pertes dues à l'ombrage causé par la neige. Toutefois, ces pertes peuvent également être incluses dans le mesurage du coefficient d'encrassement, en fonction du dispositif de mesure de l'encrassement.

9.7 Humidité

Les mesurages de l'humidité relative peuvent être utilisés pour estimer les variations du spectre incident qui peuvent affecter la puissance de sortie du module PV ainsi que les valeurs relevées sur le capteur d'éclairement énergétique. Les données relatives à l'humidité ainsi que les données relatives à la température peuvent également être utilisées pour calculer les durées d'humidité due à la condensation. En variante, des capteurs de condensation de surface peuvent être utilisés pour collecter directement ces données.

10 Suiveur solaire

10.1 Systèmes monoaxiaux de suivi de trajectoire du soleil

Le mesurage de l'angle d'inclinaison du suiveur en temps réel ϕ_T doit être effectué avec une exactitude de $\pm 1^\circ$ pour les systèmes de Classe A. Le mesurage peut être effectué avec des

compteurs de moteurs ou de position ou autres capteurs intégrés au mécanisme de suivi, comme un inclinomètre.

10.2 Systèmes biaxiaux de suivi de trajectoire du soleil

10.2.1 Surveillance

Les erreurs de pointage du suiveur en temps réel ($\Delta\phi_1$ et $\Delta\phi_2$) sont mesurées sur des suiveurs représentatifs à l'aide de capteurs définis et étalonnés conformément à 7.3 de l'IEC 62817:2014. Il convient que les suiveurs choisis conviennent à un emplacement de mesure pour la puissance de sortie en courant continu (voir Article 11). Le rapport des données relatives aux erreurs de pointage du suiveur doit être conforme à 7.4.6 de l'IEC 62817:2014.

10.2.2 Alignement des capteurs d'erreurs de pointage

Le capteur d'erreur de pointage du suiveur est généralement monté sur le suiveur de sorte que le vecteur de pointage du capteur soit perpendiculaire au plan du système PV.

L'alignement initial d'un capteur d'erreur de pointage doit être confirmé par un balayage intentionnel de l'alignement optimal lors du mesurage de l'erreur de pointage. Ceci peut être effectué en orientant le suiveur selon l'angle souhaité dans chaque axe pertinent ou en déplaçant le suiveur devant le soleil, en arrêtant le suiveur, et en attendant que le soleil atteigne la position optimale et en sorte. L'erreur de pointage mesurée est tracée en fonction de la puissance maximale du système normalisé divisée par l'éclairement énergétique normal direct (*DNI*). Les données doivent être mesurées dans des conditions de ciel clair avec des vitesses de vent comprises entre $0,5 \text{ m s}^{-1}$ et $3,5 \text{ m s}^{-1}$, et doivent être enregistrées en 1 h. Ces exigences ont pour objet de permettre de réduire le plus possible le bruit associé aux variations de la puissance de sortie par rapport aux facteurs autres que l'alignement.

L'alignement idéal est atteint si l'erreur de pointage est nulle lorsque la courbe de la puissance normalisée par rapport à l'éclairement énergétique est à la valeur maximale. Aucune tolérance n'est indiquée concernant l'écart par rapport à l'alignement idéal étant donné que la tolérance acceptable dépend du système concerné. La largeur du balayage dépend de la réponse du système, mais il convient qu'elle soit $\pm 0,75^\circ$ au plus, de sorte que le balayage soit compatible avec le capteur de *DNI*.

Cet essai est généralement réalisé sur un suiveur individuel avec un mesurage de la production d'énergie associée uniquement à ce suiveur individuel, mais le traçage de la production d'énergie de plusieurs suiveurs peut être possible dans la mesure où tous ces suiveurs sont déplacés ensemble.

Les tracés doivent être inclus dans un rapport d'essai et doivent servir d'indication selon laquelle la tolérance d'alignement est suffisante.

11 Mesurages électriques

11.1 Mesurages au niveau de l'onduleur

Les mesurages électriques au niveau de l'onduleur doivent satisfaire aux exigences du Tableau 5 si cela est applicable à la configuration du système. Les mesurages en courant continu peuvent être omis lorsque les modules comportent des micro-onduleurs. Dans le Tableau 5, la fidélité se rapporte à la répétabilité et à la résolution de mesure, et non à l'exactitude absolue.

De manière facultative, pour une meilleure capacité de détection des pannes, les mesurages en courant continu peuvent être réalisés à des sous-niveaux du système (par exemple, chaînes, combinateurs, câbles d'alimentation, etc.) en plus, ou en remplacement, des mesurages effectués au niveau de l'onduleur.

Tableau 5 – Exigences relatives au mesurage électrique au niveau des onduleurs

Paramètre	Fidélité de mesure % des caractéristiques assignées maximales de l'onduleur	
	Systèmes de Classe A	Systèmes de Classe B
	%	%
Tension (continue) d'entrée	±2,0	n/a
Courant (continu) d'entrée	±2,0	n/a
Puissance d'entrée (en courant continu)	±3,0	n/a
Tension (alternative) de sortie	±2,0	±3,0
Courant (alternatif) de sortie	±2,0	±3,0
Puissance de sortie (en courant alternatif)	±3,0	±4,5

11.2 Mesurages au niveau de la centrale

Les mesurages électriques à la sortie de la centrale électrique doivent satisfaire aux exigences du Tableau 6. La sortie de la centrale électrique est la sortie nette totale produite par l'ensemble du système.

Pour les systèmes multiphasés, chaque phase doit être mesurée, ou 2 des 3 phases doivent être mesurées (méthode des deux wattmètres).

Tableau 6 – Exigences relatives au mesurage de la puissance électrique en courant alternatif au niveau de la centrale

Paramètre	Système de Classe A	Système de Classe B
Puissance et énergie actives	Classe 0,2 S selon l'IEC 62053-22	Classe 0,5 S selon l'IEC 62053-22
Facteur de puissance	Classe 1 selon l'IEC 61557-12	Classe 1 selon l'IEC 61557-12
Rééquilibrage	Selon les exigences du fabricant et/ou les codes et contrats locaux	Selon les exigences du fabricant et/ou les codes et contrats locaux

Pour la classe A, le système de surveillance doit documenter les périodes au cours desquelles le système PV ne fournit pas sa puissance électrique maximale au réseau électrique et/ou aux charges locales par suite de demandes ou d'exigences de systèmes externes, qui peuvent comprendre, par exemple, une demande de facteur de puissance de sortie du système et une réduction de la consommation de la puissance du système.

12 Traitement des données et contrôle qualité

12.1 Nuit

Les données obtenues pendant la nuit peuvent contenir des informations précieuses pour le contrôle qualité, telles que celles relatives au pyranomètre et à d'autres décalages liés à l'instrumentation. Cependant, il convient que les valeurs traitées d'éclairage énergétique, de puissance générée par les éléments photovoltaïques, ainsi que les autres grandeurs dont il est attendu qu'elles soient nulles la nuit, soient réglées sur zéro pendant la nuit et après les contrôles qualité, afin d'éviter des valeurs superflues.

12.2 Contrôle qualité

12.2.1 Suppression des valeurs relevées invalides

Il convient de contrôler et de filtrer les données mesurées, automatiquement ou manuellement, afin d'identifier les points de données manquants ou invalides et de les filtrer de l'analyse résultante. Il convient que le système de surveillance documente ces données manquantes ou invalides.

Les méthodes recommandées en vue d'identifier les points de données manquants ou invalides comprennent:

- l'application de limites minimale et maximale physiquement raisonnables;
- l'application de limites physiquement raisonnables aux taux maximaux de variation;
- l'application d'essais statistiques en vue d'identifier les valeurs éloignées, comprenant la comparaison entre les mesurages effectués par différents capteurs;
- l'application de données contractuelles en vue d'identifier les limites fiables des paramètres pour certaines données relatives aux performances;
- le rapport des codes d'erreur renvoyés par les capteurs;
- l'identification et la suppression des entrées de données redondantes;
- l'identification des données manquantes;
- l'identification des valeurs relevées figées en une seule valeur pendant une durée prolongée;
- la vérification des horodatages en vue d'identifier les lacunes ou les redondances présentes dans les données;
- la vérification de rapports de disponibilité du système.

12.2.2 Traitement des données manquantes

Les données manquantes ou invalides peuvent être traitées de l'une des manières suivantes:

- les données invalides ou manquantes peuvent être remplacées par des valeurs estimées à partir des données valides enregistrées avant et/ou après les données invalides ou manquantes;
- les données invalides ou manquantes peuvent être remplacées par une valeur moyenne correspondant à l'intervalle analysé;
- les données peuvent être traitées d'une manière spécifiée dans un contrat valide, dans le document de garantie des performances ou dans une autre spécification couvrant l'installation;
- l'intervalle analysé peut être traité comme étant manquant ou invalide.

Le traitement des données manquantes ou invalides peut dépendre de l'objectif du mesurage. Par exemple, il convient de rejeter les données manquantes ou invalides associées aux problèmes des onduleurs si l'objectif consiste strictement à quantifier les performances des modules, mais il convient de les conserver si l'objectif consiste à saisir tous les aspects des performances et de la disponibilité des centrales.

Des recommandations et des exigences complémentaires relatives au traitement des données manquantes ou invalides sont comprises dans l'IEC TS 61724-2 et l'IEC TS 61724-3.

Il convient que le traitement spécifique des données manquantes ou invalides soit documenté dans un rapport quelconque.

13 Paramètres calculés

13.1 Aperçu

Le Tableau 7 résume les paramètres calculés définis plus loin dans le présent document. Toutes les grandeurs indiquées dans le tableau doivent être consignées dans un rapport concernant la période de suivi (en règle générale, un jour, un mois ou une année).

Tableau 7 – Paramètres calculés

Paramètre	Symbole	Unité
Irradiation (voir 13.3)		
Irradiation dans le plan	H_i	$\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$
Irradiation de la face arrière dans le plan (pour dispositif bifacial)	H_i^{rear}	$\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$
Énergie électrique (voir 13.4)		
Énergie (continue) en sortie du groupe PV	E_A	kWh
Énergie de sortie provenant du système PV (courant alternatif)	E_{out}	kWh
Puissance assignée du groupe (voir 13.5)		
Puissance assignée du groupe (en courant continu)	P_0	kW
Puissance assignée du groupe (en courant alternatif)	$P_{0,\text{AC}}$	kW
Productivités et pertes de productivités (voir 13.6 et 13.7)		
Productivité énergétique du groupe PV	Y_A	$\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$
Productivité finale du système	Y_f	$\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$
Productivité de référence	Y_r	$\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$
Pertes dans le groupe photovoltaïque	L_C	$\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$
Perte des éléments du système PV hors modules (BOS)	L_{BOS}	$\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$
Rendements (voir 0)		
Rendement du groupe	η_A	Aucun
Rendement du système	η_f	Aucun
Rendement des éléments du système hors modules (BOS)	η_{BOS}	Aucun

13.2 Sommations

Dans les équations données ci-dessous impliquant des sommations, τ_k représente la durée du k^{e} intervalle d'enregistrement au cours d'une période de suivi (voir Article 6), et le symbole

$$\sum_k$$

représente la sommation sur tous les intervalles d'enregistrement au cours de la période de suivi.

Noter que dans les équations impliquant le produit des grandeurs de puissance avec l'intervalle d'enregistrement τ_k il convient d'exprimer la puissance en kW et d'exprimer l'intervalle d'enregistrement en heures afin d'obtenir l'énergie en kWh.

13.3 Irradiation

L'irradiation, également appelée exposition énergétique, est l'intégrale de l'éclairement énergétique par rapport au temps.

Chaque grandeur d'irradiation H correspondant à une grandeur d'éclairement énergétique G définie dans l'Article 3 est calculée en cumulant les irradiances, comme suit:

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

Par exemple, l'irradiation dans le plan avant du groupe photovoltaïque (POA), H_i , est donnée par l'équation:

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

et l'irradiation dans le plan arrière du groupe photovoltaïque (POA), H_i , est donnée par l'équation:

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

13.4 Énergie électrique

13.4.1 Généralités

Les grandeurs énergétiques peuvent être calculées à partir de l'intégrale des paramètres mesurés de puissance correspondants au cours de la période de suivi.

En variante, si des mesurages de puissance sont effectués à l'aide de capteurs équipés d'appareils totalisateurs intégrés, les grandeurs énergétiques peuvent être obtenues directement des valeurs de mesure relevées sur les capteurs.

13.4.2 Énergie de sortie en courant continu

L'énergie de sortie en courant continu du groupe PV est donnée par l'équation:

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

13.4.3 Énergie de sortie en courant alternatif

L'énergie de sortie en courant alternatif est donnée par l'équation:

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

13.5 Puissance assignée du groupe

13.5.1 Puissance assignée en courant continu

La puissance assignée du groupe en courant continu, P_0 , est la somme des puissances de sortie en courant continu de tous les modules PV installés. Les conditions de référence de puissance assignée sont soit:

- les conditions normales d'essai (STC) pour les modules monofaces ou bifaciaux; soit
- les conditions normales d'essai des systèmes à concentration (CSTC - *concentrator standard test conditions*). P_0 est exprimée en kW.

Il convient de calculer P_0 en utilisant les données provenant des fiches techniques ou des plaques signalétiques de modules fournies par le fabricant, ou, dans la mesure où le choix est spécifié, en utilisant des données alternatives telles que des données d'essai en laboratoire ou sur site.

Il convient de spécifier de manière explicite la définition de P_0 utilisée quand des grandeurs qui dépendent de P_0 sont consignées dans un rapport.

Noter que la définition de P_0 ignore toute contribution de la face arrière pour les modules bifaciaux. L'IEC 61215 comprend des dispositions de mesure des modules bifaciaux à l'aide de l'éclairage énergétique arrière. Toutefois ces dispositions sont spécifiées à des fins d'essais sous contrainte accélérés en intérieur, et non d'évaluation des performances.

13.5.2 Puissance assignée en courant alternatif

La puissance assignée du groupe en courant alternatif, $P_{0,AC}$, est la valeur la plus faible entre:

- la puissance assignée du groupe en courant continu P_0 , et
- la somme des caractéristiques assignées de l'onduleur dans le système à une température de fonctionnement spécifiée.

13.6 Productivités

13.6.1 Généralités

Les productivités sont des rapports d'une grandeur énergétique ramenée à la puissance assignée des groupes P_0 . Ils indiquent le fonctionnement réel des groupes par rapport à leur capacité assignée.

Les productivités sont exprimées en kWh·kW⁻¹, où les kWh du numérateur décrivent la production d'énergie et les kW du dénominateur décrivent la puissance assignée du système. L'unité de productivité correspond à des heures. La productivité indique la quantité équivalente de temps au cours duquel le fonctionnement du groupe est exigé à P_0 afin de fournir la grandeur énergétique mesurée pendant la période de suivi.

13.6.2 Productivité énergétique du groupe PV

La productivité énergétique du groupe PV Y_A est l'énergie de sortie du groupe (en courant continu) par kW assigné (en courant continu) du groupe PV installé:

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

13.6.3 Productivité finale du système

La productivité finale PV Y_f est l'énergie nette produite par l'ensemble du système PV (en courant alternatif) par kW assigné (en courant continu) du groupe PV installé:

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

13.6.4 Productivité de référence

La productivité de référence Y_r pour un système PV avec modules monofaces peut être calculée en divisant l'irradiation totale dans le plan de la face avant des modules par l'éclairement énergétique de référence dans le plan du groupe photovoltaïque:

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

où l'éclairement énergétique de référence dans le plan du groupe photovoltaïque $G_{i,\text{ref}}$ ($\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$) est l'éclairement énergétique auquel la puissance assignée P_0 est déterminée, celle-ci étant généralement définie dans les conditions STC.

La productivité de référence représente le nombre d'heures pendant lesquelles le rayonnement solaire nécessite d'être aux niveaux d'éclairement énergétique de référence afin de fournir la même énergie solaire incidente que celle surveillée pendant la période de suivi lorsque le réseau électrique et/ou la charge locale étaient disponibles.

Si la période de suivi correspond à un jour, alors Y_r est, en effet, le nombre équivalent des heures d'ensoleillement par jour à l'éclairement énergétique de référence.

13.6.5 Productivité de référence bifaciale

La productivité de référence Y_r^{bi} pour un système PV bifacial peut être calculée en prenant le produit de l'éclairement énergétique dans le plan de la face avant et le facteur d'éclairement énergétique bifacial et en divisant par l'éclairement énergétique dans le plan du groupe photovoltaïque de référence du module.

$$Y_r^{\text{bi}} = \sum_k (G_{i,k} \times \tau_k \times \text{BIF}_k) / G_{i,\text{ref}} \quad (13)$$

La productivité de référence représente le nombre d'heures pendant lesquelles le rayonnement solaire nécessite d'être aux niveaux d'éclairement énergétique de référence afin de fournir la même énergie solaire incidente que celle surveillée pendant la période de suivi lorsque le réseau électrique et/ou la charge locale étaient disponibles.

Si la période de suivi correspond à un jour, alors Y_r est, en effet, le nombre équivalent des heures d'ensoleillement par jour à l'éclairement énergétique de référence.

13.7 Pertes de productivité

13.7.1 Généralités

Les pertes de productivité sont calculées par soustraction à partir des productivités précédentes. Les pertes de productivité sont également exprimées en kWh·kW⁻¹ (ou h). Elles représentent l'intervalle exigé pour le fonctionnement du groupe à sa puissance assignée P_0 pour obtenir les pertes respectives pendant la période de suivi.

13.7.2 Pertes dans le groupe photovoltaïque

Les pertes dans le groupe photovoltaïque L_C représentent les pertes dues au fonctionnement des groupes, y compris les pertes dans les boîtes de câblage et de jonction avant le mesurage en courant continu, les effets de la température du groupe, l'encrassement, etc., et sont définies comme suit:

$$L_C = Y_r - Y_A \quad (14)$$

13.7.3 Perte des éléments du système PV hors modules (BOS)

La perte de productivité de l'ensemble des éléments du système PV hors modules (BOS) L_{BOS} désigne les pertes dans les composants BOS, y compris l'onduleur et toutes les boîtes de câblage et de jonction, non incluses dans les pertes dans le groupe photovoltaïque, et est définie par l'équation:

$$L_{BOS} = Y_A - Y_f \quad (15)$$

13.8 Rendements

13.8.1 Rendement du groupe (en courant continu)

Le rendement assigné du groupe est donné par l'équation:

$$\eta_{A,0} = P_0 / (G_{i,ref} \times A_a) \quad (16)$$

où la surface totale du groupe A_a est la surface totale des modules, correspondant à la somme des surfaces avant des modules PV comme définis par leurs bords extérieurs.

Pour un module à concentration, si la surface avant n'est pas coplanaire, la surface avant doit être projetée sur une surface bidimensionnelle appropriée afin de définir la surface.

Le rendement moyen réel du groupe au cours de la période de suivi est défini par l'équation:

$$\eta_A = E_A / (H_i \times A_a) \quad (17)$$

13.8.2 Rendement du système (en courant alternatif)

Le rendement moyen du système au cours de la période de suivi est défini par l'équation:

$$\eta_t = E_{\text{out}} / (H_i \times A_a) \quad (18)$$

L'Équation (18) peut également être écrite comme suit:

$$\eta_t = \eta_{A,0} \times PR \quad (19)$$

où

$\eta_{A,0}$ est le rendement assigné du groupe défini en 13.8.1, et

PR est le coefficient de performance défini en 14.3.1.

13.8.3 Rendement des éléments du système hors modules

Le rendement BOS moyen au cours de la période de suivi est défini par l'équation:

$$\eta_{\text{BOS}} = E_{\text{out}} / E_A \quad (20)$$

14 Mesures des performances

14.1 Aperçu

Les mesures des performances sont présentées dans le Tableau 8 puis définies dans les paragraphes suivants.

Tableau 8 – Mesures des performances

Paramètre	Symbole	Unités
Fondé sur les caractéristiques assignées (voir 14.3)		
Coefficient de performance	PR	Aucune
Coefficient de performance annuel	PR_{annual}	Aucune
Coefficient de performance à 25 °C	$PR'_{25\text{ °C}}$	Aucune
Coefficient de performance annuel équivalent en température	$PR'_{\text{annual-eq}}$	Aucune
Coefficient de performance annuel équivalent en température pour les modules PV bifaciaux	$PR'_{\text{annual-eq, bi}}$	Aucune
Fondé sur un modèle (voir 14.4)		
Indice des performances de la puissance	PPI	Aucune
Indice des performances de l'énergie	EPI	Aucune
Indice des performances de la puissance de base	$BPPI$	Aucune
Indice des performances de l'énergie de base	$BEPI$	Aucune

Les mesures des performances du Tableau 8 sont fondées soit sur les caractéristiques assignées (voir 14.3) soit sur un modèle (voir 14.4). La métrique la plus appropriée pour une application donnée dépend de la conception du système, des exigences de l'utilisateur, et des obligations contractuelles. Le présent document ne spécifie pas d'exigences relatives aux métriques utilisées.

Les mesures du coefficient de performance fondé sur les caractéristiques assignées sont relativement simples à calculer, mais elles peuvent négliger des facteurs connus qui provoquent l'écart de la puissance de sortie du système par rapport à sa valeur prévue si les mesures reposent uniquement sur les caractéristiques assignées. Par exemple, les systèmes avec un rapport courant continu/courant alternatif fonctionnent à une valeur inférieure aux caractéristiques assignées en courant continu pendant les périodes d'éclairement énergétique élevé, mais il s'agit d'un attribut prévu de la conception du système. Des effets similaires peuvent être observés lors de l'évaluation des coefficients de performance pour les suiveurs solaires et/ou modules PV bifaciaux. Ces effets sont mieux traités par un indice de performance fondé sur un modèle détaillé de système.

14.2 Sommations

Voir 13.2 pour des explications relatives aux équations données en 14.3 impliquant des sommations.

14.3 Coefficients de performance

14.3.1 Coefficient de performance

Le coefficient de performance PR est le quotient de la productivité finale Y_f par sa productivité de référence Y_r , et indique l'effet global des pertes sur le système. (En variante, le coefficient de performance peut être défini comme un produit des facteurs de réduction de caractéristiques. Voir l'Annexe D.) Pour les systèmes PV avec modules monofaces, il est défini comme:

$$PR = Y_f / Y_r \quad (21)$$

$$= (E_{out} / P_0) / (H_i / G_{i,ref}) \quad (22)$$

L'extension de l'Équation (22) donne:

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

Le numérateur et le dénominateur de l'Équation (23) sont tous les deux exprimés en kWh·kW⁻¹ (ou h). Le déplacement de P_0 à la somme du dénominateur permet d'exprimer le numérateur et le dénominateur en unités d'énergie, de sorte que PR soit le rapport de l'énergie mesurée à l'énergie prévue (en tenant uniquement compte de l'éclairement énergétique mesuré et en négligeant les autres facteurs) par rapport à la période de suivi donnée:

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

Le coefficient de performance annuel, PR_{annual} , est le coefficient de performance de l'Équation (24) évalué pendant une période de suivi d'un an.

NOTE 1 L'énergie prévue exprimée par le dénominateur de l'Équation (24) néglige l'effet de la température du groupe, utilisant la valeur fixe de la puissance assignée du groupe, P_0 . Par conséquent, le coefficient de performance