

# INTERNATIONAL STANDARD

## NORME INTERNATIONALE



**Photovoltaic devices –  
Part 9: Classification of solar simulator characteristics**

**Dispositifs photovoltaïques –  
Partie 9: Classification des caractéristiques des simulateurs solaires**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60904-9:2020



## THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2020 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 Varembé  
CH-1211 Geneva 20  
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11  
[info@iec.ch](mailto:info@iec.ch)  
[www.iec.ch](http://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](http://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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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](http://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](http://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](mailto:sales@iec.ch).

#### Electropedia - [www.electropedia.org](http://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 16 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

#### IEC Glossary - [std.iec.ch/glossary](http://std.iec.ch/glossary)

67 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

### 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](http://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](http://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](http://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](mailto:sales@iec.ch).

#### Electropedia - [www.electropedia.org](http://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.

#### Glossaire IEC - [std.iec.ch/glossary](http://std.iec.ch/glossary)

67 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

# INTERNATIONAL STANDARD

# NORME INTERNATIONALE



**Photovoltaic devices –  
Part 9: Classification of solar simulator characteristics**

**Dispositifs photovoltaïques –  
Partie 9: Classification des caractéristiques des simulateurs solaires**

INTERNATIONAL  
ELECTROTECHNICAL  
COMMISSION

COMMISSION  
ELECTROTECHNIQUE  
INTERNATIONALE

ICS 27.160

ISBN 978-2-8322-8765-1

**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 .....	4
1 Scope .....	6
2 Normative references .....	7
3 Terms and definitions .....	7
4 Classification of solar simulator characteristics .....	12
5 Measurement procedures .....	13
5.1    Introductory remarks .....	13
5.2    Spectral match .....	13
5.2.1    General .....	13
5.2.2    Apparatus .....	13
5.2.3    Procedure .....	14
5.2.4    Measurement uncertainty .....	15
5.3    Non-uniformity of irradiance in the test plane .....	16
5.3.1    General .....	16
5.3.2    Apparatus .....	16
5.3.3    Procedure .....	17
5.3.4    Uncertainty of non-uniformity measurement .....	19
5.4    Temporal instability of irradiance .....	19
5.4.1    Solar simulators for I-V measurement .....	19
5.4.2    Solar simulators for irradiance exposure .....	21
5.4.3    Classification for temporal instability .....	21
5.4.4    Uncertainty of temporal instability .....	22
5.5    AM1.5 spectral coverage (SPC) .....	22
5.6    AM1.5 spectral deviation (SPD) .....	22
6 Name plate and data sheet .....	22
Annex A (informative) Assessment of spectral mismatch error: Sensitivity to spectral irradiance .....	24
A.1    General .....	24
A.2    Estimation of spectral mismatch-related uncertainty when the spectral responsivities are known .....	24
A.3    Sensitivity of spectral irradiance for spectral mismatch error when the variation of spectral responsivities is not known .....	25
A.4    Reporting .....	28
Bibliography .....	29

Figure 1 – Locations for spectral irradiance measurement of a rectangular test area (left) and a circular test area (right) .....	15
Figure 2 – Evaluation of STI for a long pulse solar simulator .....	20
Figure 3 – Evaluation of STI for a short pulse solar simulator .....	21
Figure A.1 – Virtual spectral responsivity with its dispersions and the modelling parameters .....	25
Figure A.2 – Reference SR curves for typical PV technologies .....	27
Figure A.3 – Robustness of spectral irradiance regarding spectral mismatch error .....	28

Table 1 – Global reference solar spectral irradiance distribution given in IEC 60904-3 contribution of wavelength intervals to total irradiance in the restricted wavelength range 400 nm to 1 100 nm .....	9
Table 2 – Global reference solar spectral irradiance distribution given in IEC 60904-3 contribution of wavelength intervals to total irradiance in the extended wavelength range 300 nm to 1 200 nm .....	10
Table 3 – Definition of solar simulator classifications .....	12
Table A.1 – Reference SR curves for typical PV technologies .....	26

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60904-9:2020

## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

## PHOTOVOLTAIC DEVICES –

## Part 9: Classification of solar simulator characteristics

## 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 60904-9 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

This third edition cancels and replaces the second edition issued in 2007. It constitutes a technical revision.

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

- Changed title;
- Added spectral match classification in an extended wavelength range;
- Introduction of new A+ class;
- Definition of additional parameters for spectral irradiance evaluation;
- Added apparatus sections for spectral irradiance measurement and spatial uniformity measurement;

- Revised procedure for spectral match classification (minimum 4 measurement locations);
- Revised measurement procedure for spatial uniformity of irradiance;
- Added informative Annex A for sensitivity analysis of spectral mismatch error related to solar simulator spectral irradiance.

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

FDIS	Report on voting
82/1756/FDIS	82/1775/RVD

Full information on the voting for the approval of this International Standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This document has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts in the IEC 60904 series, published under the general title *Photovoltaic devices*, can be found on the IEC web site.

The committee has decided that the contents of this document will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website under "<http://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.

**IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.**

## PHOTOVOLTAIC DEVICES –

### Part 9: Classification of solar simulator characteristics

#### 1 Scope

IEC standards for photovoltaic devices require the use of specific classes of solar simulators deemed appropriate for specific tests. Solar simulators can be either used for performance measurements of PV devices or endurance irradiation tests. This part of IEC 60904 provides the definitions of and means for determining simulator classifications at the required irradiance levels used for electrical stabilization and characterisation of PV devices.

This document is applicable for solar simulators used in PV test and calibration laboratories and in manufacturing lines of solar cells and PV modules. The A+ category is primarily intended for calibration laboratories and is not considered necessary for power measurements in PV manufacturing and in qualification testing. Class A+ has been introduced because it allows for reduction in the uncertainty of secondary reference device calibration, which is usually performed in a calibration laboratory. Measurement uncertainty in PV production lines will directly benefit from a lower uncertainty of calibration, because production line measurements are performed using secondary reference devices.

In the case of PV performance measurements, using a solar simulator of a particular class does not eliminate the need to quantify the influence of the simulator on the measurement by making spectral mismatch corrections and analysing the influences of spatial non-uniformity of irradiance in the test plane and temporal stability of irradiance on that measurement. Test reports for PV devices tested with the simulator report the class of simulator used for the measurement and the method used to quantify the simulator's effect on the results.

The purpose of this document is to define classifications of solar simulators for use in indoor measurements of terrestrial photovoltaic devices. Solar simulators are classified as A+, A, B or C based on criteria of spectral distribution match, irradiance non-uniformity in the test plane and temporal instability of irradiance. This document provides the required methodologies for determining the classification of solar simulators in each of the categories. A solar simulator which does not meet the minimum requirements of class C cannot be classified according to this document.

For spectral match classification a new procedure has been added. This procedure addresses the actual need for an extended wavelength range, which is arising from advances in solar cell technology (such as increased spectral responsivity below 400 nm) as well as solar simulator technology (use of component LEDs). The procedure of the second edition of this standard is still valid, but is only applied if backward compatibility of classification for solar simulators already in use and for solar simulators in production/sale is required. This document is referred to by other IEC standards, in which class requirements are laid down for the use of solar simulators. The solar simulator characteristics described in this document are not used in isolation to imply any level of measurement confidence or measurement uncertainty for a solar simulator application (for example, PV module power measurement). Measurement uncertainties in each application depend on many factors, several of which are outside the scope of this document:

- Characteristics of the solar simulator, possibly including characteristics not covered by this document;
- Methods used to calibrate and operate the solar simulator;
- Characteristics of the device(s) under test (for example, size and spectral responsivity);
- Quantities measured from the device(s) under test, including equipment and methods used for measurement;

- Possible corrections applied to measured quantities.

When applications require a certain solar simulator characteristic, it is preferable to specify a numerical value rather than a letter classification (for example, “≤ 5 % non-uniformity of irradiance” rather than “Class B non-uniformity of irradiance”). If not obvious from the application, it should also be indicated how the required simulator characteristic correlates to relevant measured quantities. Since PV module power measurement is one of the most common applications for solar simulators, brief guidance on this application is given in informative notes for each solar simulator characteristic described in this document. This document is used in combination with IEC TR 60904-14, which deals with best practice recommendations for production line measurements of single-junction PV module maximum power output and reporting at standard test conditions. For output power characterization of PV devices, IEC TR 60904-14 addresses the relevance of the letter grades (A+, A, B, C) for measurement uncertainty.

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

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

IEC TR 60904-14:<sup>1</sup> *Photovoltaic devices – Part 14: Guidelines for production line measurements of single junction PV module maximum power output and reporting at standard test conditions*

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

## 3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC TS 61836 together with 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

#### **solar simulator**

equipment employing a light source with a spectral distribution similar to the natural sunlight used to evaluate characteristics of PV devices

Note 1 to entry: Simulators usually consist of three main components:

- light source(s) and associated power supply;
- any optics and filters required to modify the output beam to meet the classification requirements; and

<sup>1</sup> Under preparation. Stage at the time of publication: 82/1748/DTR.

- c) the necessary controls to operate the simulator. If the system is used for maximum power determination of PV modules, the I-V data acquisition system shall be additionally regarded as integral part. Solar simulators shall be labelled by their mode of operation during a test cycle. These are steady state, single pulse, and multi-pulse.

Note 2 to entry: Various types of solar simulators are commonly used to determine the current-voltage (I-V) characteristics of PV devices as defined in IEC 60904-1. Generally, these work as single lamp systems where the PV device is placed in the designated test area or multiple lamp systems, which are based on the superposition of light cones. Examples include:

- a) Pulsed single lamp or multilamp solar simulator operated in a dark room with typically several metres distance between light source(s) and PV device. Internal reflections from walls may be suppressed by use of baffles.
- b) Pulsed solar simulator operated in a casing or in tabletop configuration with typically less than 1 m distance between light source(s) and PV device. Diffuser plates and reflectors may be used to achieve the specified spatial uniformity of irradiance.
- c) Steady state single lamp or multilamp solar simulator operated in a dark room with typically several metres distance between light source(s) and PV device. Internal reflections from walls may be suppressed by use of baffles.
- d) LED based multilamp solar simulator operated with typically less than 1 m distance between light source(s) and PV device.

Note 3 to entry: Pulsed solar simulators can be further subdivided into long pulse systems acquiring the total I-V characteristic or a section of the I-V characteristic during one flash and systems acquiring one I-V data point per flash. Several lamp types may be used in a multilamp solar simulator. These instruments are spectrally tuneable instruments, which work with superposition of different spectral irradiances, emitted from various lamp types. If available, in addition to the rating, the reported test data should be referred to for evaluation of the applicability of the solar simulator for a specific use or testing purposes.

Note 4 to entry: Multilamp systems can be further subdivided into systems, where each lamp irradiates the total test area, and systems, where a single lamp just irradiates a part of the test area.

Besides the light source, the lamp power supply and the optics, also the I-V data acquisition, the electronic load and the operating software may be an integral part of the solar simulator. Requirements for the related measurement technique are included in other parts of the IEC 60904 series.

### **3.2 test plane**

plane intended to contain the device under test

### **3.3 designated test area**

region of the test plane that is assessed for solar simulator classification

Note 1 to entry: If required, typical geometries can be specified. A specification related to a circular geometry is also permitted.

### **3.4 data sampling time**

time to take a single data set (irradiance, voltage, current). In the case of simultaneous measurement, this is given by the characteristic of the A/D converter. In the case of multiplexed systems the data sampling rate is the multiplexing rate.

Note 1 to entry: In the case of simultaneous measurement, the data sampling time is given by the characteristic of the A/D converter. In the case of multiplexed systems the data sampling time is the multiplexing rate.

The data sampling time is used for evaluation of temporal stability.

EXAMPLE In the case of non-simultaneous measurement, a multiplexing time of 1  $\mu$ s would give a sampling rate of 1 Mega samples per second; the data sampling time would be 3  $\mu$ s.

### **3.5 data acquisition time**

time to take the entire or a part of the I-V curve of a PV device

Note 1 to entry: The data acquisition time depends on the number of I-V data points and a delay time that might be adjustable.

Note 2 to entry: In the case of pulsed solar simulators the data acquisition time is related to the measurements recorded during a single flash.

**3.6****time for acquiring the I-V characteristic**

time for acquiring the entire I-V characteristic of a PV device

Note 1 to entry: If the I-V characteristic of the PV device is measured in a single flash it is equal to the data acquisition time.

Note 2 to entry: If the I-V characteristic of the PV device is measured through sectoring in different parts with multiple flashes, it is the sum of data acquisition times for the single sectors of the IV characteristic.

**3.7****spectral range**

reference spectral distribution of sunlight at Air Mass 1,5 Global (AM1.5), defined in IEC 60904-3. For simulator evaluation purposes two wavelength ranges are defined:

- a) Restricted wavelength range (400 nm to 1 100 nm): This definition shall establish backward compatibility to IEC 60904-9 Ed.2:2007. Spectral match evaluation is performed in the 6 wavelength bands given in Table 1.
- b) Extended wavelength range (300 nm to 1 200 nm): In accordance with Table 2 the total wavelength range is divided into 6 wavelength bands, each contributing the same percentage to the integrated irradiance.

**3.8****spectral match**

spectral match of a solar simulator defined by the deviation from AM1.5 reference spectral irradiance as laid down in IEC 60904-3

Note 1 to entry: For six wavelength intervals of interest, the percentage of total irradiance is specified in Table 1 and Table 2. Table 1 shall be referenced if backward compatibility to the Edition 2 of this document is required.

**Table 1 – Global reference solar spectral irradiance distribution given in IEC 60904-3 contribution of wavelength intervals to total irradiance in the restricted wavelength range 400 nm to 1 100 nm**

	<b>Wavelength range</b> nm	<b>Percentage of total irradiance</b> in the wavelength range 400 nm to 1 100 nm %	<b>Cumulative integrated</b> <b>irradiance</b> %
1	400 to 500	18,4	18,4
2	500 to 600	19,9	38,3
3	600 to 700	18,4	56,7
4	700 to 800	14,9	71,6
5	800 to 900	12,5	84,1
6	900 to 1 100	15,9	100,0

**Table 2 – Global reference solar spectral irradiance distribution given in IEC 60904-3 contribution of wavelength intervals to total irradiance in the extended wavelength range 300 nm to 1 200 nm**

	Wavelength range nm	Percentage of total irradiance in the wavelength range 300 nm to 1 200 nm %	Cumulative integrated irradiance %
1	300 to 470	16,61	16,61
2	470 to 561	16,74	33,35
3	561 to 657	16,67	50,02
4	657 to 772	16,63	66,65
5	772 to 919	16,66	83,31
6	919 to 1 200	16,69	100,00

Note 2 to entry: It is generally recognized that this classification does not allow for prediction of PV module power measurement uncertainties. The methods of IEC 60904-7 and this document's Annex A should be used to understand and potentially correct for spectral mismatch errors.

### 3.9 spatial non-uniformity of irradiance in the test plane

$$\text{Non-uniformity (\%)} = \left( \frac{\text{max. irradiance} - \text{min. irradiance}}{\text{max. irradiance} + \text{min. irradiance}} \right) \cdot 100\% \quad (1)$$

where the maximum and minimum irradiance are those measured with the detector(s) over the designated test area.

Note 1 to entry: Often, a wide range of values for non-uniformity of irradiance can produce errors < 1 % in PV module power measurements, though this should be analysed on a case-by-case basis. Various publications on this topic are given in the bibliography.

### 3.10 temporal instability of irradiance

$$\text{Temporal instability} = \left( \frac{\text{max. irradiance} - \text{min. irradiance}}{\text{max. irradiance} + \text{min. irradiance}} \right) \cdot 100\% \quad (2)$$

where the maximum and minimum irradiance are those measured within the relevant time interval.

Note 1 to entry: Temporal instability is defined by two relevant time intervals:

a) Short term instability (STI)

This relates to the data sampling time of a data set (irradiance, current, voltage) during an I-V measurement. This value of temporal instability may be different between data sets on the I-V curve. In that case the short term instability is determined by the worst case.

For batch testing of cells or modules with no irradiance monitoring during I-V measurement the STI is irrelevant and LTI related to the time period between irradiance determinations shall be used for classification.

b) Long term instability (LTI)

This is related to the time period of interest. Three cases can be distinguished:

- For a three channel I-V measurement (irradiance, current, voltage) with a pulsed or steady-state solar simulator, the LTI value is the time for acquiring the I-V characteristic.

- For a two channel I-V measurement (voltage, current) with a pulsed or steady-state solar simulator, irradiance shall be measured before and after I-V measurement. The LTI value shall be calculated from these two irradiance values. The LTI value may depend on the I-V data acquisition time and the stability of the light source. The maximum averaging interval for irradiance shall correspond to the time interval between I-V data points.
- For irradiation exposure LTI shall be verified for the specifications (time period, data recording interval for irradiance) given by the supplier. If such information is not available LTI shall be related to at least 100 irradiance values, with a minimum of one data point per hour, taken at equal intervals over the exposure period.

Note 2 to entry: Irradiance corrections, such as those of IEC 60891, are often used to minimize the effects of irradiance fluctuations on PV module output power measurements. The uncertainty related to irradiance correction will depend on the difference “measured irradiance –target irradiance” and the precision of relevant I-V correction parameters of the PV device. For other applications, the use of such corrections should be considered together with requirements for solar simulator temporal instability.

### 3.11

#### **solar simulator classification**

a solar simulator may be one of four classes (A+, A, B, or C) for each of the three categories – spectral match, spatial non-uniformity and temporal instability. Each simulator is rated with three letters in order of spectral match, non-uniformity of irradiance in the test plane and temporal instability of irradiance.

EXAMPLE: CBA, meaning a class C spectral match, a class B spatial non-uniformity and a class A temporal instability.

Note 1 to entry: The solar simulator classification should be periodically checked in order to prove that classification is maintained. For example spectral irradiance may change with operation time of the used lamp, or uniformity of irradiance may be influenced by the reflection conditions in the test chamber.

### 3.12

#### **AM1.5 spectral coverage**

##### **SPC**

the SPC parameter identifies wavelength ranges, where solar simulator spectral irradiance is larger than 10 % of AM1.5 reference spectral irradiance as laid down in IEC 60904-3. For all data points fulfilling this condition the corresponding AM1.5 reference spectral irradiance is integrated. SPC is the ratio of the resulting value and the total AM1.5 solar irradiance in the range 300 nm to 1 200 nm.

$$SPC = \left( \sum_{E_{SIM}(\lambda) > 0.1 \cdot E_{AM1.5}(\lambda)} E_{AM1.5}(\lambda) \cdot \Delta\lambda \Big/ \sum_{300 \text{ nm}}^{1200 \text{ nm}} E_{AM1.5}(\lambda) \cdot \Delta\lambda \right) \cdot 100\% \quad (3)$$

Note 1 to entry: A high value of SPC is in principle more desirable than a low value of SPC. In this document no requirements for this parameter will be defined.

Note 2 to entry: No specific guidance can be given at this time regarding its use for assessing PV module output power measurement uncertainties.

### 3.13

#### **AM1.5 spectral deviation**

##### **SPD**

within the wavelength ranges defined in Table 2, spectral irradiance values may be higher or lower than AM1.5 reference spectral irradiance as laid down in IEC 60904-3. These deviations are not detected by spectral match. The SPD parameter represents the summed deviation between both curves and indicates how well the solar simulator spectral irradiance matches with AM1.5 spectral irradiance:

$$SPD = \sum_{300 \text{ nm}}^{1200 \text{ nm}} |E_{SIM}(\lambda) - E_{AM1.5}(\lambda)| \cdot \Delta\lambda \Big/ \sum_{300 \text{ nm}}^{1200 \text{ nm}} E_{AM1.5}(\lambda) \cdot \Delta\lambda \cdot 100\% \quad (4)$$

Note 1 to entry: A low value of SPD is in principle more desirable than a high value of SPD. Values for SPD may exceed 100 %. In this document no requirements for this parameter are defined.

Note 2 to entry: The parameter SPD is also used for characterizing light sources in non-photovoltaic applications (EN 13032-1). No specific guidance can be given at this time regarding its use for assessing PV module power measurement uncertainties.

#### 4 Classification of solar simulator characteristics

Table 3 gives the performance requirements for the three characteristics spectral match, non-uniformity of irradiance and temporal instability of irradiance.

For the spectral match, all six intervals shown in Table 1 or Table 2 shall agree with the ratios in Table 3 to obtain the respective classes.

- Spectral irradiance of solar simulators shall be evaluated in the extended wavelength range according to Table 2.
- Solar simulators in use and solar simulators in production/sale that have been classified under Edition 2 of this document make an exception. Spectral irradiance of these can be re-evaluated according to the same method (that of Edition 2) in the restricted wavelength range. For that purpose Table 1 shall be referenced. This exception shall ensure the backward compatibility, if required.
- If a significant change of PV technology occurred in the production of PV devices, the customer is encouraged to perform spectral classification in the extended wavelength range and use Table 2 to re-evaluate the simulator. In addition the sensitivity analysis for spectral mismatch uncertainty as of Annex A shall be applied.
- The method used for the spectral classification renewal (restricted or extended wavelength range) should be clearly stated in the report.

Refer to Clause 5 for procedures to measure and calculate the three characteristics of the simulator (spectral match, non-uniformity of irradiance and temporal instability of irradiance). In addition the parameters SPC and SPD shall be calculated. These results for SPC and SPD are informative.

If stated by the manufacturer a number of flashes or on-time to stabilize irradiance should be done prior to the classification.

These requirements apply to both steady state and pulsed solar simulators.

**Table 3 – Definition of solar simulator classifications**

Classifications	Spectral match to all intervals specified in Table 1 or Table 2	Spatial non-uniformity of irradiance %	Temporal instability	
			Short term instability of irradiance STI %	Long term instability of irradiance LTI %
A+	0,875 to 1,125	1	0,25	1
A	0,75 to 1,25	2	0,5	2
B	0,6 to 1,4	5	2	5
C	0,4 to 2,0	10	10	10

Class A+ is only defined for the three solar simulator characteristics, if spectral match evaluation is performed in the extended wavelength range according to Table 2.

NOTE Spatial non-uniformity of irradiance corresponding to Class A+ is consistent with the requirements specified in IEC 60904-2 for calibration of reference devices using simulated sunlight.

If spectral match evaluation is performed in the restricted wavelength range according to Table 1, only the classifications A, B and C are permitted for each solar simulator characteristic (backward compatibility to previous Edition of this document).

Practical examples for different applications of solar simulators are given in IEC TR 60904-14.

## 5 Measurement procedures

### 5.1 Introductory remarks

It is the intent of this document to provide guidance on the required solar simulator performance data to be taken, and the required locations in the designated test area for these data to be taken. It is not the intent of this document to define the possible methods to determine the simulator spectrum or the irradiance at any location on the test plane. It is the responsibility of the simulator manufacturer or test laboratory to provide information upon request for test methods used in the determination of the performance in each classification. The classification of a solar simulator does not provide full information about sources of measurement uncertainty that are related to PV performance measurements obtained with a classified solar simulator. Such uncertainties are dependent on the actual measurement devices and procedures used and need to be evaluated.

In general, the classification of solar simulators will depend on a number of factors. Also most simulators can be operated at different working points (for example different irradiances). In this case, the classification is only valid for the conditions similar to those during classification assessment. If the intended use of the solar simulator includes a change of irradiance levels, classification shall be performed and reported at these irradiance levels  $\pm 50 \text{ W/m}^2$ .

Classification of a solar simulator is not constant but subject to various factors:

- Ageing of lamp with operation time.
- Exchange of lamp(s.)
- Lamp power setting.
- Use of any inserts in the beam of light such as optical filters or (light reducing) masks or meshes.
- Ageing or soiling of any inserts.
- Reflections from the surroundings such as properties of dark room walls.
- Pulse duration, if applicable.

Accordingly, classification only refers to the actual operating conditions. Ideally, classification as stated in the product specification or test report shall cover the range of operating conditions during practical use. Classification should be reviewed periodically.

### 5.2 Spectral match

#### 5.2.1 General

Spectral match may change during the pulse of a pulsed solar simulator and is subject to spatial non-uniformity. Integration time for spectral irradiance measurement should be adjusted to the data acquisition time and spectral match should be calculated for that time period.

#### 5.2.2 Apparatus

The spectroradiometer shall be appropriate for the measurement task. Ensure that the sensitivity of the sensor is suitable for the wavelength range of interest. The time constant

(integration time) of the detector shall be suitable for the pulse length of the simulator. Caution should be taken that the spectrum of the simulator might change during the light pulse. In the case of spectral shifts, differences in spectral responsivities between the irradiance monitor and the DUT will introduce spectral mismatch error. The integration time should be less than half of the pulse length.

The following features and parameters may determine the quality of spectral irradiance measurement:

- **Wavelength resolution:** The wavelength resolution of the spectroradiometer should be equal or less than 5 nm in the visible range (300 nm to 900 nm) and 10 nm in the near infrared range (900 nm to 1 200 nm). The wavelength step setting of the spectroradiometer should be equal to or less than the wavelength resolution. Some apparatus using band pass filters may have wavelength resolution greater than 10 nm. Such apparatus may be used for classification of spectral match (5.2.3), determination of SPC (5.5), and determination of SPD (5.6). However, additional apparatus may be required to satisfy the requirements of Clause 6 for reporting spectral irradiance.

NOTE The wavelength resolution is a measure of the ability of the spectroradiometer to separate two spectral lines that are close together.

- **Non-linearity of sensor element(s):** Spectroradiometers are typically calibrated with tungsten calibration lamps at low irradiance level. However, the spectral intensity of solar simulators may differ considerably from calibration conditions.
- **Stray light or second order wavelength effects.**
- **Angular response of input optics:** This parameter has a great impact in the presence of diffuse light.

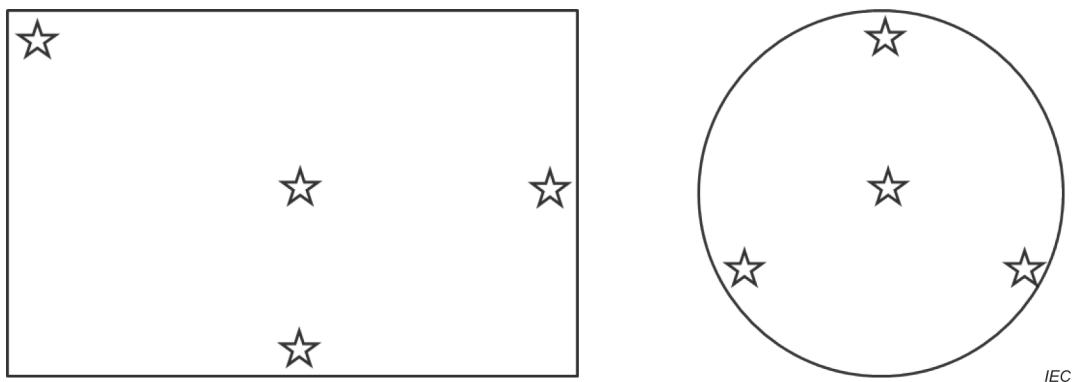
Available measurement techniques are the use of:

- a spectroradiometer comprising a monochromator and a discrete detector (typically rotating grating);
- a charge coupled device (CCD), complementary metal oxide semiconductor (CMOS) or photodiode array spectrometer (typically fixed grating);
- a multiple detector assembly with band pass filters, and
- a single detector with multiple band pass filters.

Spectral irradiance measurement requires typically the use of two instruments or discrete detectors to cover the relevant wavelength range (for example with both a Si and InGaAs detector respectively). Care shall be taken to select a suitable procedure for the combination of both measured spectra.

### 5.2.3 Procedure

- a) Spectral irradiance shall be measured at a minimum of 4 locations in the designated test area to address potential spatial non-uniformity effects of spectral distribution. The selection shall include the locations shown in Figure 1 for a rectangular and a circular designated test area. For a rectangular designated test area under a multilamp solar simulator, a higher number of locations are deemed necessary if single lamps only irradiate a part of the test area.



**Figure 1 – Locations for spectral irradiance measurement of a rectangular test area (left) and a circular test area (right)**

- b) Spectral irradiance should be reported in tabular form with a minimum of one data point per 10 nm interval in the total wavelength range 300 nm to 1 200 nm. Averaging of data points is permitted to reduce the number of data points.
- c) The spectral irradiance data taken at all test locations should be integrated (trapezoid type) in the total wavelength range (400 nm to 1 100 nm or 300 nm to 1 200 nm) and the percentage contribution of the 6 wavelength intervals defined in Table 1 or Table 2 to the integrated irradiance determined.
- d) For each test location calculate the spectral match for each wavelength interval, which is the ratio of calculated percentage for the simulator spectrum and the AM1.5 reference spectral irradiance.
- e) For each test location the data comparison with the reference spectrum shall indicate the spectral match classification as per the following:
  - Class A+: Spectral match within 0,875 to 1,125 for each wavelength interval, as specified in Table 3. This classification can be only assigned if spectral match evaluation is performed according to Table 2.
  - NOTE Class A+ is restricted for the case that spectral match is evaluated over the extended wavelength range of 300 nm to 1 200 nm.
  - Class A: Spectral match within 0,75 to 1,25 for each wavelength interval, as specified in Table 3.
  - Class B: Spectral match within 0,6 to 1,4 for each wavelength interval, as specified in Table 3.
  - Class C: Spectral match within 0,4 to 2,0 for each wavelength interval, as specified in Table 3.
- f) All intervals shown in Table 1 or Table 2 shall agree with the spectral match ratios in Table 3 to obtain the respective classes.
- g) The spectral classification of the solar simulator is determined by the test location and interval with worst case spectral match.

#### 5.2.4 Measurement uncertainty

Calculation of spectral match uncertainty in various wavelength ranges requires knowledge of the measurement instrument uncertainty, which is typically wavelength dependent. This analysis shall consider the following error sources:

- Uncertainty of standard lamp spectral irradiance (used during calibration).
- Calibration procedure (drift of standard lamp, stability of lamp current, distance lamp – entrance optics, etc.).
- Reproducibility of spectral irradiance measurement (noise, optical fiber, dark signal, etc.).
- Stray light inside spectroradiometer (reflections, grating failures, etc.).

- Wavelength calibration (drift, etc.).
- Linearity of sensor(s) with intensity/integration time.

Uncertainty analysis typically requires application of Monte-Carlo simulation methods. As different approaches are in use, which may lead to different results, no procedure can be recommended at the moment.

### 5.3 Non-uniformity of irradiance in the test plane

#### 5.3.1 General

Depending on the methods used to calibrate a simulator's irradiance over the designated test area, the non-uniformity of irradiance may be one of the major sources of uncertainty for maximum power determination of PV devices. It shall be measured at each required irradiance level.

The irradiance non-uniformity in the designated test area of a large-area solar simulator for measuring PV modules depends on reflection conditions inside the test chamber (dark room) or test apparatus. If these conditions change, the non-uniformity classification may also change. For the purpose of non-uniformity classification, the test chamber or test apparatus should therefore be considered an integral part of the simulator and should be described in the simulator classification report and the technical drawing. Such a description may include, for example: name and address of the test chamber manufacturer, model number of the test chamber, and the date and location for testing of irradiance non-uniformity.

The check of non-uniformity should be part of periodical service and maintenance work in order to confirm and maintain the classification in the course of the solar simulator operation.

#### 5.3.2 Apparatus

##### 5.3.2.1 General

Encapsulated crystalline silicon cells are recommended for use as irradiance detectors for determining the non-uniformity of irradiance in the test area of the simulator by measuring their short-circuit current.

The time response of the irradiance detector shall conform to the characteristics of the simulator being measured.

In the presence of diffuse light in the designated test area, care should be taken that the angular response of the irradiance detector is comparable with the PV device to be measured.

The technology of the irradiance detector shall be reported. Care should be taken that the irradiance detector is not affected by micro-cracks as these can result in electrical instability.

Technology specific particularities for different PV technologies and cell geometries are discussed in IEC TR 60904-14.

If the intended solar simulator application involves multi-junction PV devices, non-uniformity of irradiance should be measured separately for each junction. Such characterization requires matching the spectral responsivity of the irradiance detector(s) to the spectral responsivity of each junction in the device under test; this may be accomplished by using multiple detectors with different spectral responsivities, by using a single detector with optical filters to modify its spectral responsivity, or by a combination of both methods. Non-uniformity of irradiance should be reported for each junction, and should include the spectral responsivity of the detector(s) used for measurement.

### 5.3.2.2 PV module solar simulator

Solar simulators are typically used for output power characterization or electrical stabilisation. Two types of irradiance detector may be used:

- a) Encapsulated c-Si reference cell (single cell detector): The maximum detector size shall be 20 cm x 20 cm, preferably a 15,6 cm x 15,6 cm solar cell.
- b) Assembly of detector cells encapsulated in a module (array detector). The maximum single detector size is given by the dimensions of a 6-inch solar cell. Spacing between cells shall be less than 1 cm.

The actual grid of the irradiance map will depend on detector size and test area dimensions. The ratio of measured area with the uniformity detector and the designated test area shall be larger than 80 %.

For any array detector the relative calibration of cells may change for different irradiance levels. Either the calibration shall be performed at different irradiance levels or non-linearity impacts shall be considered in the uncertainty budget.

### 5.3.2.3 PV cell solar simulator

The detector size should not be larger than 1/5 of the smallest dimension of the test area. Both single cell detector and assembly array detector with encapsulated cells can be used.

If one of the dimensions of the test area is smaller than 10 cm, the use of photodiodes or masked solar cells as detector for non-uniformity measurement is recommended.

Photodiodes with small detector area shall be used if a higher spatial resolution is required. For photodiodes special attention needs to be given to their linearity at typical irradiances of solar simulators. The detector should be of the same dimensions or smaller than the smallest sample size expected to be measured on the simulator.

## 5.3.3 Procedure

### 5.3.3.1 General

The irradiance of the solar simulator may not be constant during the monitoring process for non-uniformity. Therefore, a second PV device should be used for monitoring the irradiance, to ensure that temporal fluctuations of irradiance between different measurement positions can be corrected to the same target value. This is to be placed typically at a fixed position outside the designated test area (stationary cell). It can also be placed inside the designated test area, in particular if it is of the same type and dimensions as the movable uniformity detector. Readings of the stationary cell and movable uniformity detector should be taken simultaneously. Irradiance correction from the stationary cell reading to the target irradiance level shall be performed for each measurement of the moving cell.

If the solar simulator is used for I-V measurement of PV devices, the uniformity measurement readings should be taken during the part of the pulse, in which the I-V measurement is performed. The resulting non-uniformity pattern shall be referenced to the mean values recorded at each test location. If necessary, irradiance correction is to be performed.

Care should be taken that the test arrangement for measuring spatial uniformity does not influence the results.

### 5.3.3.2 PV module solar simulator

- a) Define a point in the designated test area as reference point and use it as starting position of the irradiance detector, so that the detector's edge coincides with the reference point. If the test area has corners, a corner is a good choice as reference point.

- b) Move the irradiance detector across the entire designated test area and take simultaneously recordings with the stationary cell. The recommended minimum step widths for both spatial directions are the detector dimensions. The maximum step width for both spatial directions results from the detector dimensions and to 80 % coverage requirement as defined in 5.3.2.2. For an array detector the step width shall correspond to the spacing of detector cells.
- c) Shift the reference point defined in step a) by half dimensions of the detector cell in both directions and repeat the uniformity measurement as described in step b). This step is only necessary when the associated positions have not already been covered in step b).
- d) Determine spatial non-uniformity using formula (1) for both measured irradiance patterns.
- e) The class of the simulator for non-uniformity is determined by the irradiance pattern with highest value of non-uniformity:

Class A+: Spatial non-uniformity of irradiance  $\leq 1\%$ , as specified in Table 3. This classification can be only assigned if spectral match evaluation is performed according to Table 2.

Class A: Spatial non-uniformity of irradiance  $>1\%$  and  $\leq 2\%$ , as specified in Table 3.

Class B: Spatial non-uniformity of irradiance  $>2\%$  and  $\leq 5\%$ , as specified in Table 3.

Class C: Spatial non-uniformity of irradiance  $>5\%$  and  $\leq 10\%$ , as specified in Table 3.

A table of the measured irradiance pattern should be supplied with the classification report to assist the user in testing and to clearly define different areas with different classifications and find the optimum test positions for different module/cell sizes.

- f) If the irradiance patterns measured in steps b) and c) differ in spatial non-uniformity by more than 0,5 % (class A+) / 1 % (class A) / 1,5 % (class B) / 2 % (class C) , a more detailed assessment of the uniformity should be undertaken, tailored to the intended use of the simulator. For example, a higher resolution measurement with a smaller detector (size-matched to the cell dimensions of the devices to be tested) would provide more useful data for the calculation of non-uniformity contribution to final measurement uncertainty, especially in cases where thin-film technologies of strip-like cell aspect ratio are to be measured. In such cases, the resulting additional non-uniformity information is for the benefit of the system operator and will not affect solar simulator classification.

For the verification of spatial non-uniformity (periodical maintenance work or onsite acceptance testing) a reduced number of measurement points is permitted. The details and best practice recommendations for different types of light source (single lamp, multi-lamp, lamps with integrated optics, etc.) are given in IEC TR 60904-14. The whole grid shall be measured if the difference of non-uniformity values, calculated from the restricted number of measurement points, and the previous or factory measurement is larger than: 0,5 % (class A+) / 1 % (class A) / 1,5 % (class B) / 2 % (class C) or if the non-uniformity value measured with the restricted number of measurement points falls outside the original classification.

### 5.3.3.3 PV cell solar simulator

For PV cell solar simulators, care shall be taken that multiple reflection between the output optics (if present) of the light source and the irradiance detector does not cause measurement errors.

- a) Define a corner of the designated test area as reference point and use it as starting position of the irradiance detector, so that the detector's edge coincides with the reference point.
- b) Move the irradiance detector across the total test area and take simultaneously recordings with the stationary cell. Step width for moving the irradiance detector shall be maximum 1/5 of the smallest dimension of the test area .
- c) Determine spatial non-uniformity using formula (1) and using measurements from step b).
- d) The class of the simulator for non-uniformity is given by the following:

Class A+: Spatial non-uniformity of irradiance  $\leq 1\%$ , as specified in Table 3. This classification can be only assigned if spectral match evaluation is performed according to Table 2.

Class A: Spatial non-uniformity of irradiance  $> 1\%$  and  $\leq 2\%$ , as specified in Table 3.

Class B: Spatial non-uniformity of irradiance  $> 2\%$  and  $\leq 5\%$ , as specified in Table 3.

Class C: Spatial non-uniformity of irradiance  $> 5\%$  and  $\leq 10\%$ , as specified in Table 3.

#### 5.3.4 Uncertainty of non-uniformity measurement

Measurement uncertainty shall be stated.

### 5.4 Temporal instability of irradiance

#### 5.4.1 Solar simulators for I-V measurement

##### 5.4.1.1 General

Both short term instability (STI) and long term instability (LTI) need to be evaluated and shall be reported.

For the evaluation of STI, the I-V data acquisition system may be considered an integral part of the solar simulator. If a solar simulator does not include the data acquisition system, then the simulator manufacturer shall specify the corresponding data sampling time as related to the reported STI classification.

The sampling rate of STI and LTI measurements shall be adequate to measure both parameters with sufficient accuracy. The sampling rate of the data acquisition system shall be reported.

External measuring devices used to characterize the simulator (spectroradiometer, I-V data acquisition, etc.) may need precise synchronization with the simulator during its critical phases of operation. Common practice is that the external measuring device is equipped with an optical trigger to the start measurement process.

##### 5.4.1.2 Determination of STI

STI relates to the data sampling time in the following measurement concepts:

- a) When there are three separate data input lines that simultaneously store values of irradiance, current and voltage, the temporal instability is Class A (if spectral classification is performed in the restricted wavelength range 400 nm to 1 100 nm) or Class A+ (if spectral classification is performed in the extended wavelength range 300 nm to 1 200 nm) for STI.

NOTE The delay in simultaneous triggering of the three multiple channels is typically less than 10 ns.

- b) When each data set is taken sequentially (irradiance, current, voltage), determine the temporal instability as defined below (Figures 2 and 3)
  - 1) Determine the time for taking two successive data sets (irradiance, current, voltage) considering a possible delay time between measurements.
  - 2) STI is related to the largest irradiance change between successive data sets during the time of data acquisition (see Figure 2).
  - 3) Determine the STI using the data from step 2), formula (2) and Table 3.
- c) For measurement of cells or modules with no irradiance monitoring during I-V measurement the STI cannot be determined. Therefore, the LTI related to the time period between irradiance determinations shall be used for classification.

- d) For pulsed solar simulators used for I-V measurements but not including an I-V data acquisition system, the sections of the pulse to be utilized and the number of evenly spaced data points for achieving class A+, A, B, C of STI shall be stated in the classification report.

#### 5.4.1.3 Determination of LTI

LTI relates to the time for acquiring the I-V characteristics in the following measurement concepts:

- For a three channel I-V measurement (irradiance, current, voltage) with a pulsed or steady-state solar simulator, the LTI value is related to the time for acquiring the I-V characteristic.
- For a two channel I-V measurement (voltage, current) with a pulsed or steady-state solar simulator, irradiance shall be measured before and after I-V measurement. The LTI value shall be calculated from these two irradiance values. The LTI value may depend on the I-V data acquisition time and the stability of the light source. The maximum averaging interval for irradiance shall correspond to the time interval between I-V data points.
- For irradiation exposure LTI shall be verified for the specifications (time period, data recording interval for irradiance) given by the supplier. If such information is not available LTI shall be related to least 100 irradiance values, with a minimum of one data point per hour, taken at equal intervals over the exposure period.

Determine the LTI value using the minimum and maximum irradiance in accordance with formula (2) and Table 3.

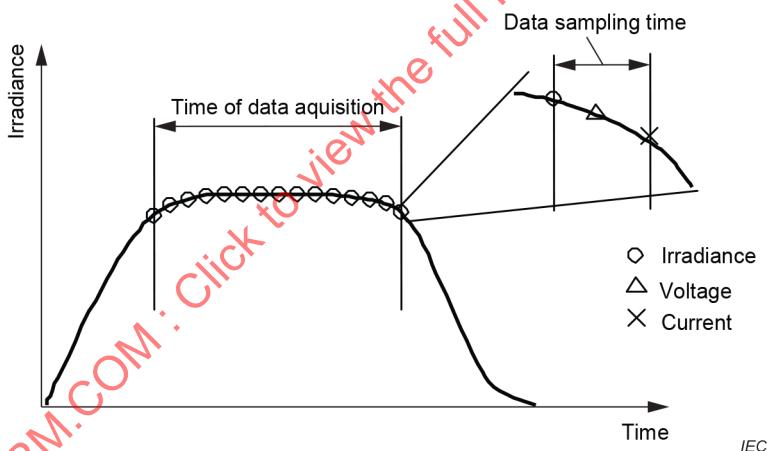
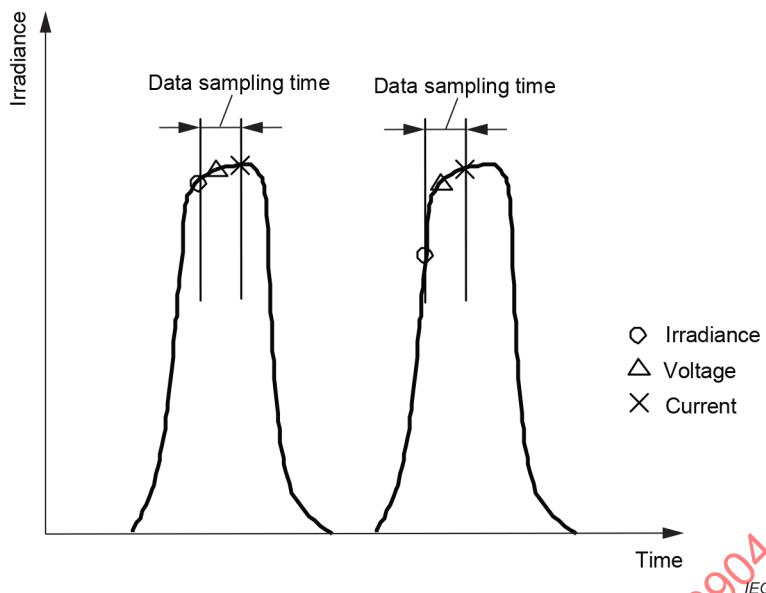


Figure 2 – Evaluation of STI for a long pulse solar simulator



**Figure 3 – Evaluation of STI for a short pulse solar simulator**

#### 5.4.2 Solar simulators for irradiance exposure

For steady-state solar simulators used for irradiation endurance tests only the value of LTI is relevant for classification. The following procedure is used to determine the LTI:

- Record the irradiance variations in the time period of interest by using a suitable irradiance sensor and an appropriate averaging time. If multi-lamp systems are used a representative number of locations in the designated test area shall be specified.
- Determine maximum irradiance and minimum irradiance from data measured in step a).
- Determine the LTI using the data from step b), formula (2).
- Apply the calculated value of LTI to determine the classification in Table 3.

#### 5.4.3 Classification for temporal instability

##### 5.4.3.1 General

The class of the solar simulator for temporal instability is given by the following:

For STI:

Class A+: Temporal instability  $\leq 0,25\%$ , as specified in Table 3. This classification can be only assigned if spectral match evaluation is performed according to Table 2.

Class A: Temporal instability  $>0,25\%$  and  $\leq 0,5\%$ , as specified in Table 3.

Class B: Temporal instability  $>0,5\%$  and  $\leq 2\%$ , as specified in Table 3.

Class C: Temporal instability  $>2\%$  and  $\leq 10\%$ , as specified in Table 3.

For LTI:

Class A+: Temporal instability  $<1\%$ , as specified in Table 3. This classification can be only assigned if spectral match evaluation is performed according to Table 2.

Class A: Temporal instability  $>1\%$  and  $\leq 2\%$ , as specified in Table 3.

Class B: Temporal instability  $>2\%$  and  $\leq 5\%$ , as specified in Table 3.

Class C: Temporal instability  $>5\%$  and  $\leq 10\%$ , as specified in Table 3.

#### 5.4.3.2 Solar simulators for I-V measurement

If a 3-channel measurement is performed for each I-V data point (PV device current, PV device voltage, irradiance) only STI will be relevant for classification and LTI will be informative but nevertheless has to be assessed and reported.

The LTI value is a direct indicator for the required irradiance correction of the measured I-V curve. The use of incorrect I-V correction parameters is a source of measurement uncertainty. The larger the irradiance correction, the greater is the effect. Limitations for LTI in combination with I-V correction may be given in other IEC standards. Further uncertainty aspects are discussed in IEC TR 60904-14.

If a 2-channel measurement per I-V data point is performed (PV device current, PV device voltage) LTI will be relevant for classification and STI is informative.

#### 5.4.3.3 Solar simulators for irradiance exposure

For exposure measurement of PV devices LTI will be relevant for classification.

#### 5.4.4 Uncertainty of temporal instability

Measurement uncertainty shall be stated.

### 5.5 AM1.5 spectral coverage (SPC)

This parameter shall be computed as follows:

- a) Normalize reference and solar simulator spectral irradiance in the range 300 nm to 1 200 nm such that total irradiance is 1.
- b) Define threshold for low spectral irradiance:  $10\% \times E(\lambda)_{AM1.5G}$ .
- c) Sum the AM1.5 spectral irradiance for all spectral irradiance data points fulfilling  $E(\lambda)_{SIM} > 0,1 \times E(\lambda)_{AM1.5G}$ .
- d) Calculate AM1.5 spectral coverage (SPC) according to formula (3).

### 5.6 AM1.5 spectral deviation (SPD)

This parameter shall be computed as follows:

- a) Normalize AM1.5 and solar simulator spectral irradiance in the range 300 nm to 1 200 nm such that total irradiance is 1.
- b) For each wavelength calculate  $|E_{SIM}(\lambda) - E_{AM1.5}(\lambda)|$ .
- c) Calculate AM1.5 spectral deviation (SPD) according to formula (4).

## 6 Name plate and data sheet

The following information shall be provided by the classification report on the name plate that accompanies each simulator:

- manufacturer;
- model;
- type of solar simulator (pulsed or steady-state);
- serial number;
- date of manufacture or traceable from serial number.

In addition the following information shall be provided by the solar simulator manufacturer on a data sheet that accompanies each simulator:

The irradiance level(s), at which classification measurements were performed, shall be explicitly stated. If the intended use of the solar simulator includes a change of irradiance levels, classification shall be performed and reported for each level.

- Date of issue of data sheet;
- Intended use of the solar simulator (electrical performance measurement or irradiance exposure);
- Actual number of hours on the lamp for continuous solar simulators, or number of flashes on the bulb for pulsed solar simulators at the time of measurements;
- Statement on which classification has been used (Ed. 2 if backward compatibility is required);
- Classification of “Spectral match” and information on which method was used for evaluation, that of Table 1 (restricted wavelength range) or Table 2 (extended wavelength range);
- Classification of “Non-uniformity of irradiance”;
- Classification of “Temporal instability” related STI or LTI;
- Methods of measurements used to determine classification categories;
- Value of AM1.5 spectral deviation (SPD);
- Value of AM1.5 spectral coverage (SPC);
- Maximum data acquisition time if used for I-V measurements;
- Operating environment for which the classification is valid (ambient conditions, lamp power requirements, maximum number of flashes or operations hours);
- Location and nominal area of designated test area at which the classification was determined;
- Nominal lamp setting and irradiance levels at which the classes were measured;
- Warm up time for stabilisation of irradiance;
- Table of measured spectral irradiance distribution at 4 locations with a minimum of one data point per 10 nm interval in the total wavelength range;
- Table of wavelength dependent measurement uncertainty of spectral irradiance;
- Table of irradiance measured over the designated test area;
- Average and standard deviation of measured irradiance across the designated test area;
- Measured temporal instability of irradiance (STI) and its uncertainty;
- Measured temporal instability of irradiance (LTI) and its uncertainty;
- Sampling rate for measurement of STI and LTI;
- Irradiance profile vs. time of the pulse (for pulsed simulator);
- Data sampling rate (if data acquisition system is included);
- Changes that may require verification of the classification.

Technical data reported according to the list above is expected to be useful for most solar simulator applications in the PV industry at present. Some applications may require characterization of solar simulator characteristics not included in this document, for example, the angularly resolved irradiance in the test plane (beam collimation).

## Annex A

(informative)

### Assessment of spectral mismatch error: Sensitivity to spectral irradiance

#### A.1 General

For the spectral mismatch correction, as described in IEC 60904-7, it is required to measure the spectral responsivities of the reference and the device under test together with the spectral irradiance of the solar simulator. The uncertainties of these measurements are all to be considered to determine the spectral mismatch correction factor's uncertainty  $u(\text{SMM})$ , where SMM is the spectral mismatch factor.

Here two procedures are provided to estimate sensitivity to spectral mismatch effects in the case where the reference device is of the same technology as the device under test. Due to the spectral responsivity spread in PV productions, minor and inevitable variations occur between the spectral responsivities of the reference and the devices under test. This, together with the solar simulator's spectral irradiance distribution are the sources of spectral mismatch errors, which are described by the spectral mismatch-related uncertainty  $u(\text{SMM})$ . The objective of this annex is to provide simple procedures to estimate this sensitivity to spectral mismatch related uncertainty for a given solar simulator spectral irradiance.

In the following, procedures for two practical cases are presented:

- Estimation of the impact of spectral irradiance on measurement uncertainty when the variation of spectral responsivity is known ("real-world" data).
- Sensitivity of spectral irradiance for spectral mismatch error when the variation of spectral responsivities is not known.

#### A.2 Estimation of spectral mismatch-related uncertainty when the spectral responsivities are known

The approach is based on the statistical analysis of the spectral mismatch factors (SMM) for a multitude of photovoltaic devices of the same technology. If the spectral responsivities are known for  $n$  devices, SMM is calculated, for each pair of devices  $i$  and  $j$ , according to IEC 60904-7:

$$SMM_{ij} = \frac{\int E_{ref}(\lambda) \cdot S_i(\lambda) \cdot d\lambda \int E_{sim}(\lambda) \cdot S_j(\lambda) \cdot d\lambda}{\int E_{sim}(\lambda) \cdot S_i(\lambda) \cdot d\lambda \int E_{ref}(\lambda) \cdot S_j(\lambda) \cdot d\lambda} \quad (i < j) \quad (\text{A.1})$$

where

- $E_{ref}(\lambda)$  is the irradiance per unit bandwidth at a particular wavelength  $\lambda$ , of the reference spectral irradiance distribution as given in IEC 60904-3;
- $E_{sim}(\lambda)$  is the irradiance per unit bandwidth at a particular wavelength  $\lambda$ , of spectral irradiance distribution of the solar simulator at the time of measurement;
- $S_i(\lambda)$  is the spectral responsivity of the device number  $i$ , where  $i$  is from 1 to  $n-1$ ;
- $S_j(\lambda)$  is the spectral responsivity of the device number  $j$ , where  $j$  is from 2 to  $n$  and  $j > i$ .

All integrals shall be performed in the full wavelength range where the devices are spectrally sensitive.

For  $n$  spectral responsivity data series,  $m = \frac{n^2 - n}{2}$  spectral mismatch values are calculated. At least four spectral responsivity data series are required. In this case  $n=4$  and  $m=6$ .

The calculation can be also based on defining a reference SR curve from the set, which will reduce the number of SMM calculations to  $n-1$ .

The sensitivity to spectral mismatch effects corresponds to the standard deviation of the above-calculated spectral mismatch factors divided by their average:

$$u(SMM) = \frac{1}{\mu} \cdot \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{1 \leq i < j \leq n} (SMM_{ij} - \mu)^2} \quad (\text{A.2})$$

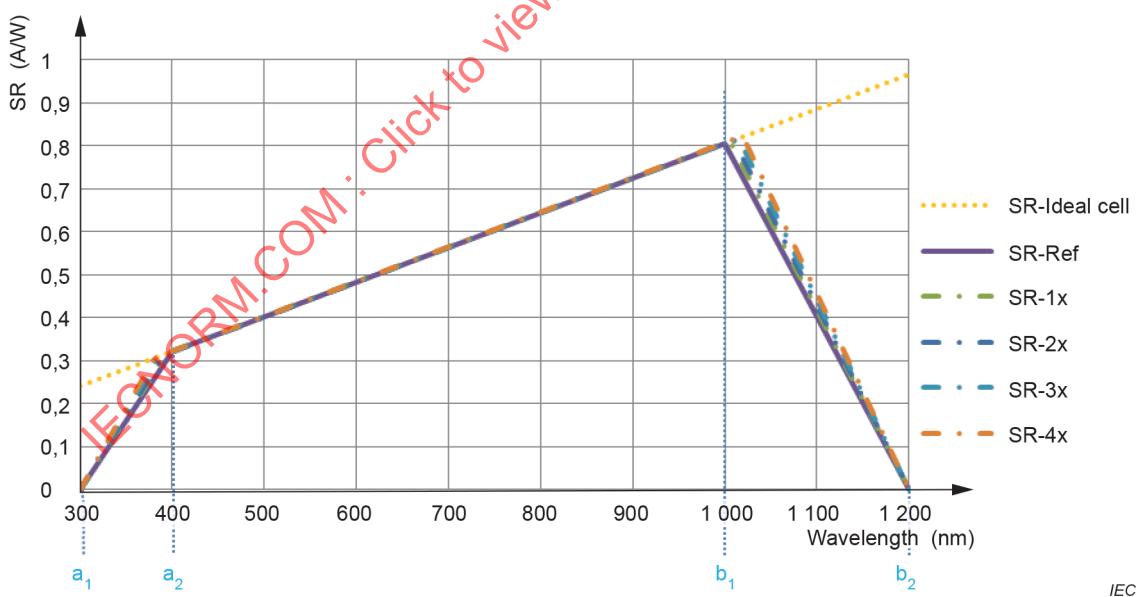
where,

$$m = \frac{n^2 - n}{2} \quad (\text{A.3})$$

$$\mu = \frac{1}{m} \sum_{1 \leq i < j \leq n} SMM_{ij} \quad (\text{A.4})$$

### A.3 Sensitivity of spectral irradiance for spectral mismatch error when the variation of spectral responsivities is not known

If the spectral responsivity dispersions are not known or less than four spectral responsivity data series are available ( $n < 4$ ), virtual spectral responsivities and dispersions can be modelled to evaluate the sensitivity of spectral irradiance related to spectral mismatch error. A spectral responsivity and its dispersions can be modelled with the four parameters illustrated in Figure A.1:



**Figure A.1 – Virtual spectral responsivity with its dispersions and the modelling parameters**

$a_1$  is the wavelength in nm, from which the spectral responsivity of the device is above zero;  
 $a_2$  is the first wavelength in nm, at which the spectral responsivity is close to the one of the ideal cell ( $\text{EQE}=1$ );

$$SR_{a_1} = 0, \quad SR_{a_2} = \frac{a_2 \cdot QE_{ideal}}{\frac{hc}{q}} \cong \frac{a_2}{1240} \quad (A.5)$$

where

the ideal quantum efficiency  $QE_{ideal} = 1$ ,

$h$  is the Planck constant,

$c$  is the speed of light, and

$q$  is the elementary charge.

$SR$  will then be given in A/W.

$b_1$  is the last wavelength at which the spectral responsivity is close to the one of the ideal cell;

$$SR_{b_1} = \frac{b_1 \cdot QE_{ideal}}{\frac{hc}{q}} \cong \frac{b_1}{1240}, \quad SR_{b_2} = 0 \quad (A.6)$$

$b_2$  is the last wavelength at which the spectral responsivity is above zero;

The spread of the reference SR curve is modelled by two parameters:

$x$  is the dispersion unit of the spectral responsivity (SR- $kx$ ) around the data points  $a_2$  and  $b_1$  (see Figure A.1).

$k$  is the multiplier of the dispersion unit of the spectral responsivity around the data points  $a_2$  and  $b_1$  (see Figure A.1).

$$a_{2-kx} = a_2 - k \cdot x \quad (A.7)$$

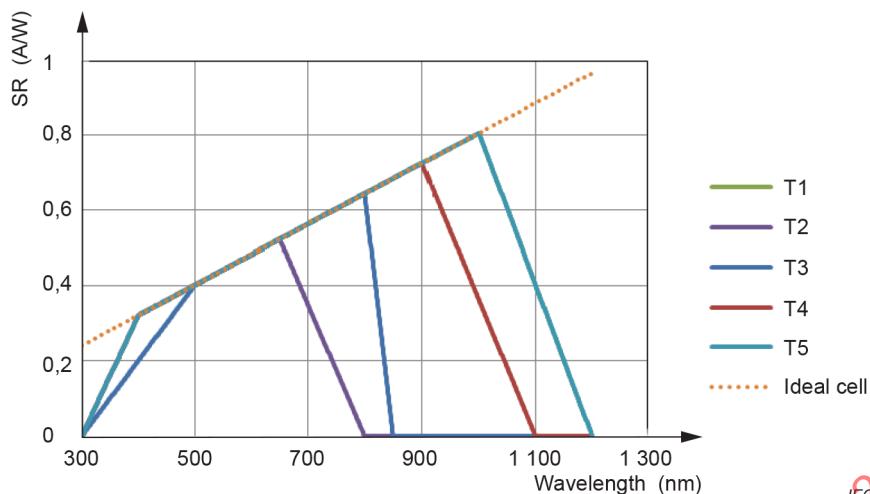
$$b_{1+kx} = b_1 + k \cdot x \quad (A.8)$$

Only the two parameters  $a_2$  and  $b_1$  are varied, whereas the parameters  $a_1$  and  $b_2$  remain fixed.

Table A.1 provides the parameters of the reference spectral responsivity of Figure A.1 and proposed dispersion parameters ( $x$ ,  $k$ ). Table A.1 can be extended with additional PV technologies, if required. Figure A.2 shows the reference spectral responsivity curves for the considered PV technologies.

**Table A.1 – Reference SR curves for typical PV technologies**

Name	Corresponding technology	$a_1$ nm	$a_2$ nm	$b_1$ nm	$b_2$ nm	$x$ nm	$k$
Technology T <sub>1</sub>	c-Si	300	400	1 000	1 200	5	0 to 4
Technology T <sub>2</sub>	a-Si	300	400	650	800	5	0 to 4
Technology T <sub>3</sub>	CdTe	300	500	800	850	5	0 to 4
Technology T <sub>4</sub>	micro-c-Si	300	400	900	1 100	5	0 to 4
Technology T <sub>5</sub>	multi-c-Si & CIGS	300	400	1 000	1 200	5	0 to 4

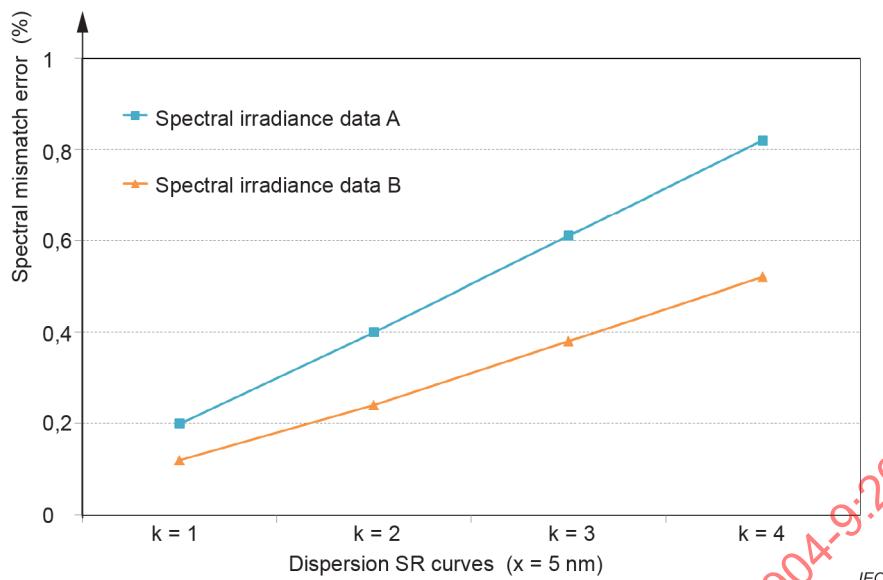


**Figure A.2 – Reference SR curves for typical PV technologies**

Procedure:

- Select the PV technology (T1..T5) from Table A.1, which has the best agreement with measured SR data of the PV device. If required, define a new reference curve (Technology) by modifying parameters  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b_1$  and  $b_2$ .
- Use the reference SR curve of step a) to model a minimum of  $k=4$  dispersion SR curves, by applying the dispersion parameter  $x$  (default = 5 nm). If required, adjust the parameter  $x$  to the actual needs.
- Using the spectral irradiance data of the solar simulator, calculate the spectral mismatch factors  $SMM(k)$  between the reference SR curve and each one of its  $k=4$  dispersions in accordance with IEC 60904-7.
- Calculate the spectral mismatch errors, which are given by  $SMM(k) - 1$ .
- Plot the spectral mismatch errors as function of the dispersion. The slope of the regression line is a direct indicator for the robustness of spectral irradiance regarding spectral mismatch error (Figure A.3).

The procedure can be performed with spectral irradiance data of various solar simulators. The results can be used as decision basis for identifying the solar simulator with best robustness for spectral mismatch error for the particular PV technology being modelled.



**Figure A.3 – Robustness of spectral irradiance regarding spectral mismatch error**

#### A.4 Reporting

If the spread of spectral responsivity is known, the sensitivity to spectral mismatch effects shall be reported for a given spectral responsivity together with its spread.

If the spread of spectral responsivity is not known and the procedure defined in Clause A.3 has been performed, the used modelling parameters (Table A.1) and the spectral mismatch error as a function of the dispersion shall be reported.

## Bibliography

### General

“Guidelines for PV power measurement in industry”, European Union 2010, *EUR 24359*, EN doi: 10.2788/90247

IEC 60891, *Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics*

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

IEC 60904-7:2019, *Photovoltaic devices – Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices*

EN 13032-1, *Light and lighting – Measurement and presentation of photometric data of lamps and luminaires – Part 1: Measurement and data format*

### Publications on non-uniformity impact

W. Herrmann et al., “Modelling of PV Modules – The Effects of Non-Uniform Irradiance on Performance Measurements with Solar Simulators,” in *Proc. 16th EU PVSEC*, Glasgow, 2000

C. Monokroussos et al., “Impact of Calibration Methodology Into the Power Rating of c-Si PV Modules Under Industrial Conditions,” in *Proc. 28th EU PVSEC*, Paris, 2013

H. Wilterdink et al.: “Practical Assessment of Power Rating Uncertainties for Industrial Silicon Modules”, *35th EUPVSEC*, Brussels, 2018

### Publications on spectral classification

W. Herrmann et al., “Uncertainty of solar simulator spectral irradiance data and problems with spectral match classification”, in *Proc. 27th EU PVSEC*, Frankfurt, 2012

R. Galleano et al., “Traceable spectral irradiance measurements in photovoltaics: Results of the PTB and JRC spectroradiometer comparison using different light sources”, *Measurement*, Volume 124, August 2018, pp. 549-559

### Publication on spectral mismatch uncertainty

H. Field, K. Emery, “An uncertainty analysis of the spectral correction factor”, *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, DOI: 10.1109/PVS, 1993

J. Hohl-Ebinger et al., “Uncertainty of the spectral mismatch correction factor in STC measurements on photovoltaic devices”, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 2011; 19:573–579, DOI: 10.1002/pip.1059

F. Plag et al., “Comprehensive analysis of a pulsed solar simulator to determine measurement uncertainty components”, *29th EUPVSEC*, Amsterdam, 2014

## SOMMAIRE

AVANT-PROPOS .....	32
1 Domaine d'application .....	34
2 Références normatives .....	35
3 Termes et définitions .....	35
4 Classification des caractéristiques des simulateurs solaires .....	40
5 Procédures de mesure.....	42
5.1 Remarques d'introduction .....	42
5.2 Égalisation spectrale.....	42
5.2.1 Généralités .....	42
5.2.2 Appareillage .....	43
5.2.3 Procédure.....	43
5.2.4 Incertitude de mesure .....	44
5.3 Non-uniformité de l'éclairement énergétique dans le plan d'essai .....	45
5.3.1 Généralités .....	45
5.3.2 Appareillage .....	45
5.3.3 Procédure.....	46
5.3.4 Incertitude de mesure de la non-uniformité .....	48
5.4 Instabilité temporelle de l'éclairement énergétique .....	48
5.4.1 Simulateurs solaires pour mesurage I-V .....	48
5.4.2 Simulateurs solaires pour l'exposition à l'éclairement énergétique .....	50
5.4.3 Classification de l'instabilité temporelle .....	51
5.4.4 Incertitude de l'instabilité temporelle.....	51
5.5 Couverture spectrale AM1.5 (SPC) .....	52
5.6 Déviation spectrale AM1.5 (SPD) .....	52
6 Plaque d'identification et fiche technique .....	52
Annexe A (informative) Évaluation de l'erreur de désadaptation des réponses spectrales: Sensibilité à l'éclairement énergétique spectrique .....	54
A.1 Généralités .....	54
A.2 Estimation de l'incertitude liée à la désadaptation des réponses spectrales lorsque les sensibilités spectrales sont connues .....	54
A.3 Sensibilité de l'éclairement énergétique spectrique pour l'erreur de désadaptation des réponses spectrales lorsque la variation des sensibilités spectrales n'est pas connue .....	55
A.4 Rapport.....	58
Bibliographie .....	59
Figure 1 – Emplacements de mesure de l'éclairement énergétique spectrique d'une zone d'essai rectangulaire (gauche) et d'une zone d'essai circulaire (droite) .....	44
Figure 2 – Évaluation de la STI pour un simulateur solaire à longues impulsions .....	50
Figure 3 – Évaluation de la STI pour un simulateur solaire à courtes impulsions .....	50
Figure A.1 – Sensibilité spectrale virtuelle avec ses dispersions et les paramètres de modélisation .....	56
Figure A.2 – Courbes SR de référence pour les technologies PV typiques .....	57
Figure A.3 – Robustesse de l'éclairement énergétique spectrique par rapport à l'erreur de désadaptation des réponses spectrales .....	58

Tableau 1 – Répartition de l'éclairement énergétique spectrique solaire de référence global indiquée dans l'IEC 60904-3 et contribution des intervalles de longueurs d'onde à l'éclairement énergétique total dans la plage de longueurs d'onde réduite de 400 nm à 1100 nm.....	38
Tableau 2 – Répartition de l'éclairement énergétique spectrique solaire de référence global indiquée dans l'IEC 60904-3 et contribution des intervalles de longueurs d'onde à l'éclairement énergétique total dans la plage de longueurs d'onde étendue de 300 nm à 1200 nm.....	38
Tableau 3 – Définition des classifications de simulateurs solaires.....	41
Tableau A.1 – Courbes SR de référence pour les technologies PV typiques .....	57

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60904-9:2020

## COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

## DISPOSITIFS PHOTOVOLTAÏQUES –

## Partie 9: Classification des caractéristiques des simulateurs solaires

## AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique 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. A 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 60904-9 a été établie par le comité d'études 82 de l'IEC: Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.

Cette troisième édition annule et remplace la deuxième édition parue en 2007. Cette édition constitue une révision technique.

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

- Modification du titre;
- Ajout d'une classification de l'égalisation spectrale dans une plage de longueurs d'onde étendue;
- Introduction d'une nouvelle classe A+;

- Définition de paramètres supplémentaires pour l'évaluation de l'éclairement énergétique spectrique;
- Ajout de sections d'appareils pour le mesurage de l'éclairement énergétique spectrique et le mesurage de l'uniformité spatiale;
- Révision de la procédure de classification de l'égalisation spectrale (au moins 4 emplacements de mesure);
- Révision de la procédure de mesure pour l'uniformité spatiale de l'éclairement énergétique;
- Ajout d'une annexe A informative pour l'analyse de sensibilité de l'erreur de désadaptation des réponses spectrales liée à l'éclairement énergétique spectrique des simulateurs solaires.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
82/1756/FDIS	82/1775/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette Norme internationale.

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 60904, publiées sous le titre général *Dispositifs 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 "http://webstore.iec.ch" dans les données relatives au document recherché. A cette date, le document sera

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

**IMPORTANT** – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

## DISPOSITIFS PHOTOVOLTAÏQUES –

### Partie 9: Classification des caractéristiques des simulateurs solaires

#### 1 Domaine d'application

Les normes IEC concernant les dispositifs photovoltaïques exigent l'utilisation de classes spécifiques de simulateurs solaires jugés appropriés pour des essais spécifiques. Les simulateurs solaires peuvent être utilisés soit pour les mesurages de performances des dispositifs PV, soit pour les essais d'endurance d'exposition énergétique. La présente partie de l'IEC 60904 fournit les définitions et les moyens pour déterminer les classifications de simulateurs aux niveaux d'éclairement énergétique exigés, utilisés pour la stabilisation électrique et la caractérisation des dispositifs PV.

Le présent document est applicable aux simulateurs solaires utilisés dans les laboratoires d'essai et d'étalonnage des dispositifs PV et dans les chaînes de fabrication des cellules solaires et des modules PV. La catégorie A+ est destinée principalement aux laboratoires d'étalonnage et n'est pas considérée comme nécessaire pour les mesurages de la puissance dans la fabrication des dispositifs PV et dans les essais de qualification. La classe A+ a été mise en place parce qu'elle permet de réduire l'incertitude de l'étalonnage des dispositifs secondaires de référence généralement effectué dans un laboratoire d'étalonnage. Une incertitude d'étalonnage réduite constitue un avantage direct pour l'incertitude de mesure dans les chaînes de production de dispositifs photovoltaïques, étant donné que les mesurages effectués sur ces chaînes utilisent des dispositifs secondaires de référence.

Dans le cas de mesurages de performances PV, l'utilisation d'un simulateur solaire de classe particulière nécessite malgré tout de quantifier l'influence du simulateur sur le mesurage en réalisant des corrections de désadaptation des réponses spectrales et en analysant les influences de la non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique dans le plan d'essai et de la stabilité temporelle de l'éclairement énergétique sur ce mesurage. Les rapports d'essai pour les dispositifs PV soumis à l'essai avec le simulateur consignent la classe du simulateur utilisé pour le mesurage et la méthode utilisée pour quantifier l'effet du simulateur sur les résultats.

L'objectif du présent document est de définir les classifications des simulateurs solaires à utiliser pour des mesurages en intérieur sur des dispositifs photovoltaïques terrestres. Les simulateurs solaires sont classés en catégorie A+, A, B ou C, sur la base de critères d'équilibre de répartition spectrale, de non-uniformité de l'éclairement énergétique dans le plan d'essai et d'instabilité temporelle de l'éclairement énergétique. Le présent document fournit les méthodologies exigées pour déterminer la classification des simulateurs solaires dans chacune des catégories. Un simulateur solaire qui ne satisfait pas aux exigences minimales de la classe C ne peut pas être classé conformément au présent document.

Une nouvelle procédure a été ajoutée pour la classification de l'égalisation spectrale. Cette procédure répond au besoin réel d'une plage de longueurs d'onde étendue, issue des progrès constatés en matière de technologie des cellules solaires (progrès tels qu'une plus grande sensibilité spectrale en dessous de 400 nm), ainsi que de technologie des simulateurs solaires (utilisation de composants à base de LED). La procédure décrite dans la deuxième édition de la présente norme reste valide, mais est appliquée uniquement si la rétrocompatibilité de la classification des simulateurs solaires déjà utilisés et des simulateurs solaires en production/vente est exigée. Le présent document est cité dans d'autres normes IEC dans lesquelles des exigences de classes sont spécifiées pour l'utilisation de simulateurs solaires. Les caractéristiques des simulateurs solaires décrites dans le présent document ne sont pas utilisées séparément, afin d'impliquer tout niveau de confiance de mesure ou d'incertitude de mesure dans une application de simulateur solaire (par exemple, mesurage de la puissance de modules PV). Les incertitudes de mesure dans chaque application

dépendent de nombreux facteurs dont plusieurs ne relèvent pas du domaine d'application du présent document:

- Caractéristiques du simulateur solaire, éventuellement y compris les caractéristiques non traitées par le présent document;
- Méthodes d'étalonnage et d'utilisation du simulateur solaire;
- Caractéristiques du ou des dispositifs en essai (par exemple, taille et sensibilité spectrale);
- Grandeurs mesurées par le ou les dispositifs en essai, y compris les appareils et les méthodes utilisés pour le mesurage;
- Corrections possibles appliquées aux grandeurs mesurées.

Lorsque les applications exigent une certaine caractéristique de simulateur solaire, il est préférable de spécifier une valeur numérique plutôt qu'une classification par lettre (par exemple, "non-uniformité de l'éclairement énergétique  $\leq 5\%$ " plutôt que "non-uniformité de l'éclairement énergétique de classe B"). Si l'application ne le mentionne pas expressément, il convient d'indiquer également le mode de corrélation entre la caractéristique de simulateur exigée et les grandeurs mesurées appropriées. Le mesurage de la puissance des modules PV constituant l'une des applications les plus courantes des simulateurs solaires, des recommandations succinctes s'y rapportant sont fournies sous forme de notes informatives pour chaque caractéristique de simulateur solaire décrite dans le présent document. Le présent document est utilisé conjointement avec l'IEC TR 60904-14, qui traite des recommandations en matière de meilleures pratiques pour les mesurages sur la chaîne de production de la puissance maximale de sortie des modules PV à jonction unique et des comptes rendus dans les conditions d'essai standard. Pour la caractérisation de la puissance de sortie des dispositifs PV, l'IEC TR 60904-14 étudie le caractère pertinent des catégories par lettres (A+, A, B, C) pour l'incertitude de mesure.

## 2 Références normatives

Les documents suivants cités dans le texte 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 60904-1, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 1: Mesure des caractéristiques courant-tension des dispositifs photovoltaïques*

IEC 60904-3, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 3: Principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques (PV) à usage terrestre incluant les données de l'éclairement énergétique spectral de référence*

IEC TR 60904-14-1<sup>1</sup>, *Photovoltaic devices – Part 14: Guidelines for production line measurements of single junction PV module maximum power output and reporting at standard test conditions* (disponible en anglais seulement)

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

## 3 Termes et définitions

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

<sup>1</sup> En préparation. 82/1748/DTR au moment de la publication.

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

#### **simulateur solaire**

équipement mettant en œuvre une source de lumière dont la répartition spectrale est identique à celle de la lumière solaire, employé pour évaluer les caractéristiques des dispositifs PV

Note 1 à l'article: Les simulateurs sont constitués généralement de trois composants principaux:

- une ou des sources de lumière et l'alimentation associée;
- toute l'optique et les filtres exigés pour modifier le faisceau de sortie de façon à satisfaire aux exigences de classification; et
- les commandes nécessaires au fonctionnement du simulateur. Lorsque le système sert à déterminer la puissance maximale des modules PV, le système d'acquisition des données I-V doit être également considéré comme une partie intégrante. Les simulateurs solaires doivent être repérés par leur mode de fonctionnement pendant un cycle d'essai. Il s'agit des simulateurs stabilisés, à impulsions simples et à impulsions multiples.

Note 2 à l'article: Les différents types de simulateurs solaires sont utilisés communément pour déterminer les caractéristiques courant-tension (I-V) des dispositifs PV comme cela est défini dans l'IEC 60904-1. Ces simulateurs fonctionnent généralement comme des systèmes à lampe unique dans lesquels le dispositif PV est installé dans la zone d'essai désignée ou comme des systèmes à lampes multiples qui reposent sur la superposition de cônes de lumière. Les exemples de simulateurs incluent:

- Un simulateur solaire en impulsions à lampe unique ou à lampes multiples utilisé en chambre noire, la ou les sources de lumière et le dispositif PV étant éloignés généralement de plusieurs mètres. Les réflexions internes des parois peuvent être supprimées par l'utilisation de déflecteurs.
- Un simulateur solaire en impulsions utilisé dans un boîtier ou dans une configuration de type "montage sur table", la ou les sources de lumière et le dispositif PV étant éloignés généralement de moins de 1 m. Des plaques de diffuseurs et des réflecteurs peuvent être utilisés pour obtenir l'uniformité spatiale spécifiée de l'éclairage énergétique.
- Un simulateur solaire stabilisé à lampe unique ou à lampes multiples utilisé en chambre noire, la ou les sources de lumière et le dispositif PV étant éloignés généralement de plusieurs mètres. Les réflexions internes des parois peuvent être supprimées par l'utilisation de déflecteurs.
- Un simulateur solaire à LED à lampes multiples utilisé avec une distance généralement inférieure à 1 m entre la ou les sources de lumière et le dispositif PV.

Note 3 à l'article: Les simulateurs solaires en impulsions peuvent être de plus subdivisés en systèmes à longues impulsions acquérant la caractéristique I-V totale ou une partie de cette caractéristique pendant un flash et en systèmes acquérant un point de données I-V par flash. Un simulateur solaire à lampes multiples peut comporter plusieurs types de lampes. Ces instruments sont des instruments spectralement accordables, qui fonctionnent par superposition de différents éclairages énergétiques spectraux, émis par différents types de lampes. Le cas échéant, outre les caractéristiques assignées, il convient de faire référence aux données d'essai consignées pour l'évaluation de l'applicabilité du simulateur solaire en vue d'une utilisation ou d'essais spécifiques.

Note 4 à l'article: Les systèmes à lampes multiples peuvent être de plus subdivisés en systèmes dans lesquels chaque lampe irradie la zone d'essai totale et en systèmes dans lesquels une lampe unique irradie simplement une partie de la zone d'essai.

Outre la source de lumière, l'alimentation de la lampe et l'optique, ainsi que l'acquisition de données I-V, la charge électronique et le logiciel de fonctionnement peuvent faire partie intégrante du simulateur solaire. Les exigences concernant la technique de mesure associée sont incluses dans les autres parties de la série IEC 60904.

### 3.2

#### **plan d'essai**

plan destiné à recevoir le dispositif en essai

### 3.3

#### **zone d'essai désignée**

réglage du plan d'essai évaluée pour la classification du simulateur solaire

Note 1 à l'article: Lorsque cela est exigé, des configurations types peuvent être spécifiées. Une spécification relative à une configuration circulaire est également permise.

### 3.4

#### **temps d'échantillonnage de données**

temps nécessaire au relevé d'un ensemble élémentaire de données (éclairement énergétique, tension, courant). Dans le cas de mesurages simultanés, ce temps est donné par la caractéristique du convertisseur A/N. Dans le cas de systèmes multiplexés, la fréquence d'échantillonnage de données est le taux de multiplexage

Note 1 à l'article: Dans le cas de mesurages simultanés, le temps d'échantillonnage de données est donné par la caractéristique du convertisseur A/N. Dans le cas de systèmes multiplexés, le temps d'échantillonnage de données est le taux de multiplexage.

Le temps d'échantillonnage de données est utilisé pour l'évaluation de la stabilité temporelle.

**EXEMPLE** Dans le cas de mesurages non simultanés, un temps de multiplexage de 1  $\mu$ s génère une fréquence d'échantillonnage de 1 Méga échantillons par seconde, le temps d'échantillonnage de données étant de 3  $\mu$ s.

### 3.5

#### **temps d'acquisition de données**

temps nécessaire au relevé de la totalité ou d'une partie de la courbe I-V d'un dispositif PV

Note 1 à l'article: Le temps d'acquisition de données dépend du nombre de points de données I-V et d'un temps de retard qui peut être ajustable.

Note 2 à l'article: Dans le cas de simulateurs solaires en impulsions, le temps d'acquisition de données est lié aux mesurages enregistrés pendant un flash unique.

### 3.6

#### **temps d'acquisition de la caractéristique I-V**

temps d'acquisition de la caractéristique I-V entière d'un dispositif PV

Note 1 à l'article: Si la caractéristique I-V du dispositif PV est mesurée pendant un flash unique, ce temps d'acquisition est égal au temps d'acquisition de données.

Note 2 à l'article: Si la caractéristique I-V du dispositif PV est mesurée en sectorisant en différentes parties et en flashes successifs, ce temps d'acquisition équivaut à la somme des temps d'acquisition de données pour les sections uniques de la caractéristique I-V.

### 3.7

#### **domaine spectral**

répartition spectrale de référence de l'éclairement solaire à une masse d'air globale de 1,5 (AM1.5), définie dans l'IEC 60904-3. Deux plages de longueurs d'onde sont définies pour l'évaluation du simulateur:

- a) Plage de longueurs d'onde réduite (400 nm à 1 100 nm): Cette définition doit établir une rétrocompatibilité avec l'IEC 60904-9 Éd. 2:2007. L'égalisation spectrale est évaluée dans les 6 bandes de longueurs d'onde indiquées dans le Tableau 1.
- b) Plage de longueurs d'onde étendue (300 nm à 1 200 nm): Conformément au Tableau 2, la plage totale de longueurs d'onde est divisée en 6 bandes de longueurs d'onde, chacune contribuant à hauteur d'un même pourcentage à l'éclairement énergétique intégré

### 3.8

#### **égalisation spectrale**

égalisation spectrale d'un simulateur solaire définie par l'écart par rapport à l'éclairement énergétique spectrique de référence à une masse d'air globale AM1.5 comme cela est établi dans l'IEC 60904-3

Note 1 à l'article: Pour les six intervalles de longueurs d'onde concernés, le pourcentage de l'éclairement énergétique total est spécifié dans le Tableau 1 et le Tableau 2. Le Tableau 1 doit être référencé si la rétrocompatibilité avec l'Édition 2 du présent document est exigée.

**Tableau 1 – Répartition de l'éclairement énergétique spectrique solaire de référence global indiquée dans l'IEC 60904-3 et contribution des intervalles de longueurs d'onde à l'éclairement énergétique total dans la plage de longueurs d'onde réduite de 400 nm à 1100 nm**

	Plage de longueurs d'onde nm	Pourcentage de l'éclairement énergétique total dans la plage de longueurs d'onde de 400 nm à 1 100 nm %	Éclairement énergétique intégré cumulé %
1	400 à 500	18,4	18,4
2	500 à 600	19,9	38,3
3	600 à 700	18,4	56,7
4	700 à 800	14,9	71,6
5	800 à 900	12,5	84,1
6	900 à 1 100	15,9	100,0

**Tableau 2 – Répartition de l'éclairement énergétique spectrique solaire de référence global indiquée dans l'IEC 60904-3 et contribution des intervalles de longueurs d'onde à l'éclairement énergétique total dans la plage de longueurs d'onde étendue de 300 nm à 1200 nm**

	Plage de longueurs d'onde nm	Pourcentage de l'éclairement énergétique total dans la plage de longueurs d'onde de 300 nm à 1 200 nm %	Éclairement énergétique intégré cumulé %
1	300 à 470	16,61	16,61
2	470 à 561	16,74	33,35
3	561 à 657	16,67	50,02
4	657 à 772	16,63	66,65
5	772 à 919	16,66	83,31
6	919 à 1 200	16,69	100,00

Note 2 à l'article: Il est généralement admis que cette classification ne permet pas de prévoir les incertitudes de mesure de la puissance des modules PV. Il convient d'utiliser les méthodes définies dans l'IEC 60904-7 et l'Annexe A du présent document pour comprendre et corriger potentiellement les erreurs de désadaptation des réponses spectrales.

### 3.9 non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique dans le plan d'essai

$$\text{Non-uniformité (\%)} = \left( \frac{\text{éclairement énergétique max.} - \text{éclairement énergétique min.}}{\text{éclairement énergétique max.} + \text{éclairement énergétique min.}} \right) \cdot 100\% \quad (1)$$

où l'éclairement énergétique minimal et l'éclairement énergétique maximal sont ceux mesurés avec le ou les détecteurs placés au-dessus de la zone d'essai désignée.

Note 1 à l'article: Souvent, une large plage de valeurs de non-uniformité de l'éclairement énergétique peut produire des erreurs < 1 % dans les mesurages de la puissance des modules PV. Toutefois, il convient d'analyser ce phénomène au cas par cas. La bibliographie comprend différentes publications portant sur ce sujet.

### 3.10 instabilité temporelle de l'éclairement énergétique

$$\text{Instabilité temporelle} = \left( \frac{\text{éclairement énergétique max.} - \text{éclairement énergétique min.}}{\text{éclairement énergétique max.} + \text{éclairement énergétique min.}} \right) \cdot 100\% \quad (2)$$

où l'éclairement énergétique minimal et l'éclairement énergétique maximal sont ceux mesurés dans l'intervalle de temps correspondant.

Note 1 à l'article: L'instabilité temporelle est définie par les deux intervalles de temps correspondants:

a) instabilité à court terme (STI – *Short term instability*)

Cette instabilité est liée au temps d'échantillonnage d'un ensemble de données (éclairement énergétique, courant, tension) pendant un mesurage I-V. La valeur de l'instabilité temporelle peut être différente entre les ensembles de données sur la courbe I-V. Dans ce cas, l'instabilité à court terme est déterminée par le cas le plus défavorable.

Pour les essais par lots de cellules ou de modules sans surveillance de l'éclairement énergétique pendant le mesurage I-V, la STI est inappropriée et la LTI liée à la durée entre les déterminations de l'éclairement énergétique doit être utilisée pour la classification.

b) instabilité à long terme (LTI – *Long term instability*)

Cette instabilité est liée à la durée concernée. Trois cas se présentent:

- Pour un mesurage I-V à trois voies (éclairement énergétique, courant, tension) avec un simulateur solaire en impulsions ou stabilisé, la valeur de la LTI correspond au temps d'acquisition de la caractéristique I-V.
- Pour un mesurage I-V à deux voies (tension, courant) avec un simulateur solaire en impulsions ou stabilisé, l'éclairement énergétique doit être mesuré avant et après le mesurage I-V. La LTI doit être calculée à partir de ces deux valeurs d'éclairement énergétique. La valeur de la LTI peut dépendre du temps d'acquisition de données I-V et de la stabilité de la source de lumière. L'intervalle de temps maximal de calcul de la moyenne de l'éclairement énergétique doit correspondre à l'intervalle de temps entre les points de données I-V.
- Pour l'exposition énergétique, les spécifications (durée, intervalle d'enregistrement de données pour l'éclairement énergétique) relatives à la LTI données par le fournisseur doivent être vérifiées. En l'absence de ces informations, la LTI doit être liée à au moins 100 valeurs d'éclairement énergétique, avec au moins un point de données par heure, relevées à intervalles réguliers sur la période d'exposition.

Note 2 à l'article: Les corrections de l'éclairement énergétique, telles que celles définies dans l'IEC 60891, permettent souvent de réduire le plus possible les effets des variations d'éclairement énergétique sur les mesurages de la puissance de sortie des modules PV. L'incertitude liée à la correction de l'éclairement énergétique dépend de l'écart entre "éclairement énergétique mesuré – éclairement énergétique cible" et de la précision des paramètres de correction I-V appropriés du dispositif PV. Pour d'autres applications, il convient de prendre en considération l'utilisation de ces corrections, ainsi que les exigences concernant l'instabilité temporelle du simulateur solaire.

### 3.11 classification du simulateur solaire

possibilité de classer un simulateur solaire dans l'une des quatre classes (A+, A, B ou C) pour chacune des trois catégories – égalisation spectrale, non-uniformité spatiale et instabilité temporelle. Chaque simulateur est repéré avec trois lettres ordonnées suivant l'égalisation spectrale, la non-uniformité de l'éclairement énergétique dans le plan d'essai et l'instabilité temporelle de l'éclairement énergétique

EXAMPLE: CBA, désignant une égalisation spectrale de classe C, une non-uniformité spatiale de classe B et une instabilité temporelle de classe A.

Note 1 à l'article: Il convient de vérifier périodiquement la classification du simulateur solaire afin de démontrer que cette classification est maintenue. Par exemple, l'éclairement énergétique spectrique peut varier avec le temps de fonctionnement de la lampe utilisée ou l'uniformité de l'éclairement énergétique peut être influencée par les conditions de réflexion dans la chambre d'essai.

### 3.12

#### couverture spectrale AM1.5

##### SPC

paramètre SPC identifiant les plages de longueurs d'onde dans lesquelles l'éclairement énergétique spectrique du simulateur solaire est supérieur à 10 % de l'éclairement énergétique spectrique de référence AM1.5 comme cela est établi dans l'IEC 60904-3. Pour tous les points de données satisfaisant à cette condition, l'éclairement énergétique spectrique de référence AM1.5 correspondant est intégré. SPC exprime le rapport de la valeur résultante sur l'éclairement énergétique solaire total AM1.5 dans la plage de 300 nm à 1 200 nm.

$$SPC = \left( \sum_{E_{SIM}(\lambda) > 0.1 * E_{AM1.5}(\lambda)} E_{AM1.5}(\lambda) \cdot \Delta\lambda / \sum_{300 \text{ nm}}^{1200 \text{ nm}} E_{AM1.5}(\lambda) \cdot \Delta\lambda \right) \cdot 100\% \quad (3)$$

Note 1 à l'article: En principe, une valeur élevée de SPC est plus souhaitable qu'une valeur faible. Le présent document ne définit aucune exigence concernant ce paramètre

Note 2 à l'article: Aucune recommandation spécifique ne peut pour le moment être spécifiée concernant l'utilisation de ce paramètre pour l'évaluation des incertitudes de mesure de la puissance de sortie des modules PV.

Note 3 à l'article: L'abréviation "SPC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "spectral coverage".

### 3.13

#### déviation spectrale AM1.5

##### SPD

dans les plages de longueurs d'onde définies dans le Tableau 2, valeurs d'éclairement énergétique spectrique qui peuvent être supérieures ou inférieures à l'éclairement énergétique spectrique de référence AM1.5 comme cela est établi dans l'IEC 60904-3. Ces déviations ne sont pas détectées par égalisation spectrale. Le paramètre SPD représente la somme des déviations entre les deux courbes et indique le niveau de correspondance entre l'éclairement énergétique spectrique du simulateur solaire et l'éclairement énergétique spectrique AM1.5:

$$SPD = \sum_{300 \text{ nm}}^{1200 \text{ nm}} |E_{SIM}(\lambda) - E_{AM1.5}(\lambda)| \cdot \Delta\lambda / \sum_{300 \text{ nm}}^{1200 \text{ nm}} E_{AM1.5}(\lambda) \cdot \Delta\lambda \cdot 100\% \quad (4)$$

Note 1 à l'article: En principe, une valeur faible de SPD est plus souhaitable qu'une valeur élevée. Les valeurs de SPD peuvent dépasser 100 %. Le présent document ne définit aucune exigence concernant ce paramètre.

Note 2 à l'article: Le paramètre SPD permet également de caractériser les sources de lumière dans les applications non photovoltaïques (EN 13032-1). Aucune recommandation spécifique ne peut pour le moment être spécifiée concernant l'utilisation de ce paramètre pour l'évaluation des incertitudes de mesure de la puissance des modules PV.

Note 3 à l'article: L'abréviation "SPD" est dérivée du terme anglais développé correspondant "spectral deviation".

## 4 Classification des caractéristiques des simulateurs solaires

Le Tableau 3 indique les exigences de performances pour l'égalisation spectrale, la non-uniformité de l'éclairement énergétique et l'instabilité temporelle de l'éclairement énergétique propres aux trois caractéristiques.

Pour l'égalisation spectrale, les six intervalles présentés dans le Tableau 1 ou le Tableau 2 doivent tous correspondre aux rapports du Tableau 3 afin d'obtenir les classes respectives.

- L'éclairement énergétique spectrique des simulateurs solaires doit être évalué dans la plage de longueurs d'onde étendue selon le Tableau 2.

- Les simulateurs solaires effectivement utilisés et les simulateurs solaires en production/vente qui ont été classés dans l’Édition 2 du présent document constituent une exception. L’éclairement énergétique spectrique de ces simulateurs peut être soumis à une nouvelle évaluation selon la même méthode (celle définie dans l’Édition 2) dans la plage de longueurs d’onde réduite. Le Tableau 1 doit être référencé à cette fin. Cette exception doit assurer la rétrocompatibilité, lorsque cela est exigé.
- En cas de modification importante d’ordre technologique dans la production de dispositifs PV, le client est invité à effectuer la classification spectrale dans la plage de longueurs d’onde étendue et à utiliser le Tableau 2 pour soumettre le simulateur à une nouvelle évaluation. De plus, l’analyse de sensibilité pour l’incertitude de la désadaptation des réponses spectrales conforme à l’Annexe A doit être appliquée.
- Il convient d’indiquer clairement dans le rapport d’évaluation la méthode de renouvellement de la classification spectrale (plage de longueurs d’onde réduite ou étendue).

Se référer à l’Article 5 pour les procédures de mesure et de calcul des trois caractéristiques du simulateur (égalisation spectrale, non-uniformité de l’éclairement énergétique et instabilité temporelle de l’éclairement énergétique). De plus, les paramètres SPC et SPD doivent être calculés. Ces résultats pour les SPC et SPD sont informatifs.

Si le fabricant l’indique, il convient d’effectuer préalablement à la classification un certain nombre de flashes ou d’heures de fonctionnement permettant de stabiliser l’éclairement énergétique.

Ces exigences s’appliquent à la fois aux simulateurs solaires stabilisés et en impulsions.

**Tableau 3 – Définition des classifications de simulateurs solaires**

Classifications	Égalisation spectrale pour tous les intervalles spécifiés dans le Tableau 1 ou le Tableau 2	Non-uniformité spatiale de l’éclairement énergétique %	Instabilité temporelle	
			Instabilité à court terme de l’éclairement énergétique STI %	Instabilité à long terme de l’éclairement énergétique LTI %
A+	0,875 à 1,125	1	0,25	1
A	0,75 à 1,25	2	0,5	2
B	0,6 à 1,4	5	2	5
C	0,4 à 2,0	10	10	10

La classe A+ est définie uniquement pour les trois caractéristiques d’un simulateur solaire, lorsque l’égalisation spectrale est évaluée dans la plage de longueurs d’onde étendue selon le Tableau 2.

NOTE La non-uniformité spatiale de l’éclairement énergétique correspondant à la classe A+ satisfait aux exigences de l’IEC 60904-2 relatives à l’étalonnage des dispositifs de référence qui simulent l’éclairement solaire.

Lorsque l’égalisation spectrale est évaluée dans la plage de longueurs d’onde réduite selon le Tableau 1, seules les classifications A, B et C sont admises pour chacune des caractéristiques d’un simulateur solaire (rétrocompatibilité avec l’édition précédente du présent document).

Des exemples pratiques d’applications différentes de simulateurs solaires sont indiqués dans l’IEC TR 60904-14.

## 5 Procédures de mesure

### 5.1 Remarques d'introduction

Le présent document a pour but de fournir des recommandations concernant les données de performance exigées d'un simulateur solaire à prendre en compte, ainsi que les emplacements exigés dans la zone d'essai désignée pour ces données également à prendre en compte. Le présent document n'a pas pour but de définir des méthodes possibles de détermination du spectre du simulateur ou de l'éclairement énergétique en tout point du plan d'essai. Il incombe au fabricant du simulateur ou au laboratoire d'essai de fournir sur demande les informations concernant les méthodes d'essai utilisées dans la détermination des performances dans chaque classification. La classification d'un simulateur solaire ne fournit pas toutes les informations concernant les sources d'incertitude de mesure liées aux mesurages des performances photovoltaïques effectués avec un simulateur solaire classifié. De telles incertitudes dépendant des dispositifs de mesure réels et des procédures utilisés, il est nécessaire de les évaluer.

La classification des simulateurs solaires dépend généralement d'un certain nombre de facteurs. De même, la plupart des simulateurs peuvent être utilisés en des points de fonctionnement différents (par exemple, différents éclairements énergétiques). Dans ce cas, la classification est valide uniquement pour les conditions analogues à celles observées lors de l'évaluation de la classification. Si l'utilisation prévue du simulateur solaire comprend une variation des niveaux d'éclairement énergétique, la classification doit être effectuée à ces niveaux d'éclairement énergétique  $\pm 50 \text{ W/m}^2$  et consignée en conséquence.

La classification d'un simulateur solaire n'est pas constante, mais soumise à différents facteurs:

- Vieillissement de la lampe avec le temps de fonctionnement.
- Remplacement de la ou des lampes.
- Réglage de la puissance de la lampe.
- Utilisation d'isolants éventuels dans le faisceau lumineux, par exemple des filtres optiques, des masques ou des mailles (de réduction de la lumière).
- Vieillissement ou salissure des isolants éventuels.
- Réflexions du milieu environnant, par exemple les propriétés des parois d'une chambre noire.
- Durée d'impulsion, le cas échéant.

En conséquence, la classification se rapporte uniquement aux conditions de fonctionnement réelles. En théorie, la classification telle qu'indiquée dans la spécification du produit ou dans le rapport d'essai doit couvrir la plage des conditions de fonctionnement lors d'une utilisation pratique. Il convient que la classification fasse l'objet d'une revue régulière.

### 5.2 Égalisation spectrale

#### 5.2.1 Généralités

L'égalisation spectrale peut varier au cours de l'impulsion d'un simulateur solaire en impulsions et est soumise à une non-uniformité spatiale. Il convient d'ajuster le temps d'intégration du mesurage de l'éclairement énergétique spectrique par rapport au temps d'acquisition de données et de calculer l'égalisation spectrale pour cette durée.

### 5.2.2 Appareillage

Le spectroradiomètre doit être approprié pour le mesurage. Vérifier que la sensibilité du capteur est adaptée à la plage de longueurs d'onde concernée. La constante de temps (temps d'intégration) du détecteur doit être adaptée à la longueur d'impulsion du simulateur. Il convient de veiller au fait que le spectre du simulateur peut varier au cours de l'impulsion de lumière. Dans le cas de dérives spectrales, les différences de sensibilités spectrales entre le dispositif de contrôle de l'éclairement énergétique et le dispositif en essai introduisent une erreur de désadaptation des réponses spectrales. Il convient que le temps d'intégration soit inférieur à la moitié de la longueur d'impulsion.

Les fonctionnalités et paramètres suivants peuvent déterminer la qualité de mesure de l'éclairement énergétique spectral:

- Résolution de longueur d'onde: Il convient que la résolution de longueur d'onde du spectroradiomètre soit inférieure ou égale à 5 nm dans le domaine visible (300 nm à 900 nm) et à 10 nm dans le domaine infrarouge proche (900 nm à 1 200 nm). Il convient que le réglage de pas de la longueur d'onde du spectroradiomètre soit inférieur ou égal à la résolution de longueur d'onde. Certains appareils utilisant des filtres passe-bande peuvent avoir une résolution de longueur d'onde supérieure à 10 nm. Ces appareils peuvent être utilisés pour la classification de l'égalisation spectrale (voir 5.2.3), la détermination de la SPC (voir 5.5) et la détermination de la SPD (voir 5.6). Toutefois, d'autres appareils peuvent être exigés pour satisfaire aux exigences de l'Article 6 en matière de rapport relatif à l'éclairement énergétique spectrique.

NOTE La résolution de longueur d'onde est une mesure de la capacité du spectroradiomètre à séparer deux raies spectrales proches l'une de l'autre.

- Non-linéarité du ou des détecteurs: Les spectroradiomètres sont généralement étalonnés au moyen des lampes à étalonnage au tungstène à un niveau d'éclairement énergétique faible. Toutefois, l'intensité spectrale des simulateurs solaires peut différer de manière considérable par rapport aux conditions d'étalonnage.
- Lumière parasite ou effets de longueurs d'onde de second ordre.
- Réponse angulaire de l'optique d'entrée: Ce paramètre influence considérablement l'existence d'une lumière diffuse.

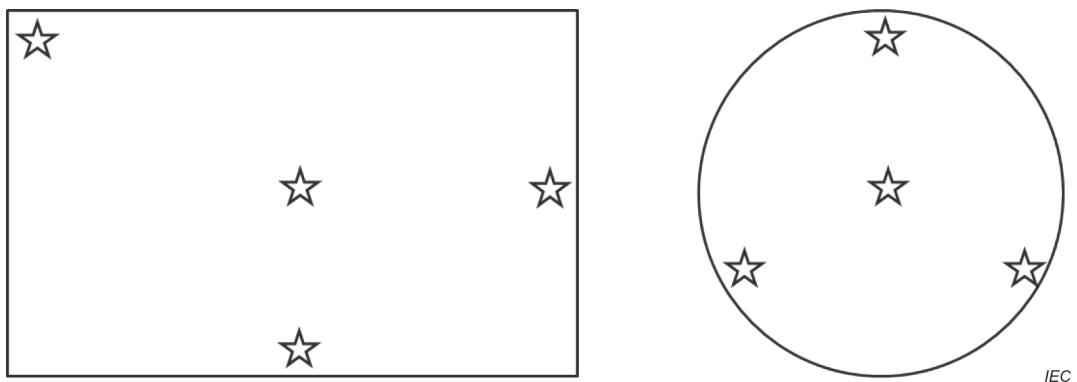
Les techniques de mesure disponibles consistent à utiliser:

- a) un spectroradiomètre comprenant un monochromateur et un détecteur discret (généralement un réseau tournant);
- b) un dispositif à couplage de charge (CCD – *charge coupled device*), un semiconducteur à oxyde métallique complémentaire (CMOS – *complementary metal oxide semiconductor*) ou un spectromètre à réseau de photodiodes (généralement un réseau fixe);
- c) un assemblage de détecteurs multiples avec des filtres passe-bande, et
- d) un détecteur unique avec des filtres passe-bande multiples.

Le mesurage de l'éclairement énergétique spectrique exige généralement d'utiliser deux instruments ou détecteurs discrets afin de couvrir la plage de longueurs d'onde correspondante (par exemple, avec à la fois un détecteur Si et un détecteur InGaAs respectivement). Une attention particulière doit être accordée au choix d'une procédure adaptée pour la combinaison des deux spectres mesurés.

### 5.2.3 Procédure

- a) L'éclairement énergétique spectrique doit être mesuré en au moins 4 emplacements dans la zone d'essai désignée afin de traiter les effets potentiels de non-uniformité spatiale de la répartition spectrale. La sélection doit inclure les emplacements représentés à la Figure 1 pour une zone d'essai désignée rectangulaire et circulaire. Pour une zone d'essai désignée rectangulaire située sous un simulateur solaire à lampes multiples, un plus grand nombre d'emplacements est considéré comme nécessaire lorsque des lampes uniques irradient seulement une partie de la zone d'essai.



**Figure 1 – Emplacements de mesure de l'éclairement énergétique spectrique d'une zone d'essai rectangulaire (gauche) et d'une zone d'essai circulaire (droite)**

- b) Il convient de consigner l'éclairement énergétique spectrique sous forme de tableau avec au moins un point de données par intervalle de 10 nm dans la plage totale de longueurs d'onde de 300 nm à 1 200 nm. Il est admis de calculer la moyenne des points de données afin d'en réduire le nombre.
- c) Il convient d'intégrer dans la plage totale de longueurs d'onde (400 nm à 1 100 nm ou 300 nm à 1 200 nm) les données de l'éclairement énergétique spectrique (de type trapézoïdal) relevées sur tous les sites d'essai. Par ailleurs, il convient de déterminer la contribution en pourcentage à l'éclairement énergétique intégré des 6 intervalles de longueurs d'onde définis dans le Tableau 1 ou le Tableau 2.
- d) Pour chaque site d'essai, calculer l'égalisation spectrale pour chaque intervalle de longueurs d'onde, qui est le rapport entre le pourcentage calculé pour le spectre du simulateur et l'éclairement énergétique spectrique de référence AM1.5.
- e) Pour chaque site d'essai, la comparaison des données avec le spectre de référence doit indiquer la classification de l'égalisation spectrale comme suit:
  - Classe A+: Égalisation spectrale comprise entre 0,875 et 1,125 pour chaque intervalle de longueurs d'onde, comme cela est spécifié dans le Tableau 3. Cette classification peut être affectée uniquement en cas d'évaluation de l'égalisation spectrale selon le Tableau 2.
  - NOTE La classe A+ est réduite si l'égalisation spectrale est évaluée dans la plage de longueurs d'onde étendue de 300 nm à 1 200 nm.
  - Classe A: Égalisation spectrale comprise entre 0,75 et 1,25 pour chaque intervalle de longueurs d'onde, comme cela est spécifié dans le Tableau 3.
  - Classe B: Égalisation spectrale comprise entre 0,6 et 1,4 pour chaque intervalle de longueurs d'onde, comme cela est spécifié dans le Tableau 3.
  - Classe C: Égalisation spectrale comprise entre 0,4 et 2,0 pour chaque intervalle de longueurs d'onde, comme cela est spécifié dans le Tableau 3.
- f) Tous les intervalles présentés dans le Tableau 1 ou le Tableau 2 doivent correspondre aux rapports de l'égalisation spectrale du Tableau 3 afin d'obtenir les classes respectives.
- g) La classification spectrale du simulateur solaire est déterminée par le site d'essai et l'intervalle comportant l'égalisation spectrale la plus défavorable.

#### 5.2.4 Incertitude de mesure

Le calcul de l'incertitude de l'égalisation spectrale dans différentes plages de longueurs d'onde exige de connaître l'incertitude de l'instrument de mesure qui dépend généralement de la longueur d'onde. Cette analyse doit prendre en considération les sources d'erreurs suivantes:

- Incertitude de l'éclairement énergétique spectrique de la lampe étalon (utilisé lors de l'étalonnage).

- Procédure d'étalonnage (dérive de la lampe étalon, stabilité du courant de la lampe, lampe à distance – optique d'entrée, etc.).
- Reproductibilité du mesurage de l'éclairement énergétique spectrique (bruit, fibre optique, signal sombre, etc.).
- Lumière parasite interne au spectroradiomètre (réflexions, défaillances du ou des réseaux, etc.).
- Étalonnage de la longueur d'onde (dérive, etc.).
- Linéarité du ou des capteurs avec l'intensité/temps d'intégration.

L'analyse de l'incertitude exige généralement l'application de méthodes de simulation de Monte-Carlo. Aucune procédure ne peut actuellement être recommandée du fait de l'application de différentes méthodes qui peuvent produire des résultats différents.

### **5.3 Non-uniformité de l'éclairement énergétique dans le plan d'essai**

#### **5.3.1 Généralités**

Selon les méthodes utilisées pour l'étalonnage de l'éclairement énergétique d'un simulateur sur la zone d'essai désignée, la non-uniformité de l'éclairement énergétique peut constituer l'une des principales sources d'incertitude pour la détermination de la puissance maximale des dispositifs PV. Elle doit être mesurée à chaque niveau d'éclairement énergétique exigé.

La non-uniformité de l'éclairement énergétique dans la zone d'essai désignée d'un simulateur solaire à largeur étendue pour le mesurage de modules PV dépend des conditions de réflexion à l'intérieur de la chambre d'essai (chambre noire) ou de l'appareil d'essai. Une modification de ces conditions peut également entraîner une modification de la classification de la non-uniformité. Pour la classification de la non-uniformité, il convient par conséquent de considérer la chambre d'essai ou l'appareil d'essai comme faisant partie intégrante du simulateur et de la ou le décrire dans le rapport de classification du simulateur et dans le dessin technique. Cette description peut inclure, par exemple, les informations suivantes: nom et adresse du fabricant de la chambre d'essai, numéro de modèle de la chambre d'essai, ainsi que date et site de vérification par essai de la non-uniformité de l'éclairement énergétique.

Il convient que la vérification de la non-uniformité fasse partie intégrante des travaux d'entretien et de maintenance périodiques afin de confirmer et de maintenir la classification au cours du fonctionnement du simulateur solaire.

#### **5.3.2 Appareillage**

##### **5.3.2.1 Généralités**

Il est recommandé d'utiliser des cellules au silicium cristallin encapsulées comme détecteurs d'éclairement énergétique pour la détermination de la non-uniformité de l'éclairement énergétique dans la zone d'essai du simulateur en mesurant leur courant de court-circuit.

La réponse temporelle du détecteur d'éclairement énergétique doit être conforme aux caractéristiques du simulateur mesuré.

Lorsque la zone d'essai désignée est soumise à une lumière diffuse, il convient d'assurer que la réponse angulaire du détecteur d'éclairement énergétique soit comparable au dispositif PV à mesurer.

La technologie du détecteur d'éclairement énergétique doit être consignée. Il convient d'assurer que le détecteur d'éclairement énergétique ne soit pas affecté par des microfissures dans la mesure où celles-ci peuvent entraîner une instabilité électrique.

Les particularités technologiques propres aux différentes technologies PV et aux différentes configurations de cellule sont traitées dans l'IEC TR 60904-14.

Lorsque l'application du simulateur solaire prévu implique des dispositifs PV multijonctions, il convient de mesurer la non-uniformité de l'éclairement énergétique séparément pour chaque jonction. Cette caractérisation exige une mise en correspondance de la sensibilité spectrale du ou des détecteurs d'éclairement énergétique avec la sensibilité spectrale de chaque jonction dans le dispositif en essai. Cette opération peut être effectuée au moyen de plusieurs détecteurs dont les sensibilités spectrales sont différentes, à l'aide d'un détecteur unique équipé de filtres optiques destinés à modifier sa sensibilité spectrale, ou par une combinaison des deux méthodes. Il convient de consigner la non-uniformité de l'éclairement énergétique pour chaque jonction. Il convient que cette non-uniformité comporte la sensibilité spectrale du ou des détecteurs utilisés pour le mesurage.

### 5.3.2.2 Simulateur solaire à modules PV

Les simulateurs solaires sont généralement utilisés pour la caractérisation de la puissance de sortie ou pour la stabilisation électrique. Deux types de détecteurs d'éclairement énergétique peuvent être utilisés:

- a) Cellule de référence c-Si encapsulée (détecteur à cellule unique): La taille maximale du détecteur doit être de 20 cm x 20 cm, de préférence une cellule solaire de 15,6 cm x 15,6 cm.
- b) Assemblage de cellules de détecteur encapsulées dans un module (détecteur à réseau). La taille maximale du détecteur à cellule unique est donnée par les dimensions d'une cellule solaire de 6 pouces. Les cellules doivent être espacées de moins de 1 cm.

Le réseau réel de la carte d'éclairement énergétique dépend de la taille du détecteur et des dimensions de la zone d'essai. Le rapport de la zone mesurée avec le détecteur d'uniformité sur la zone d'essai désignée doit être supérieur à 80 %.

Pour tout détecteur à réseau, l'étalonnage relatif des cellules peut varier pour différents niveaux d'éclairement énergétique. L'étalonnage doit être effectué à différents niveaux d'éclairement énergétique ou le bilan d'incertitude doit prendre en considération les effets de la non-linéarité.

### 5.3.2.3 Simulateur solaire à cellules PV

Il convient que la taille du détecteur ne soit pas supérieure à 1/5 de la plus petite dimension de la zone d'essai. Un détecteur à cellule unique et un détecteur à réseau d'assemblage comportant des cellules encapsulées peuvent être utilisés.

Dans le cas où l'une des zones de test est inférieure à 10 cm, il est recommandé d'utiliser comme détecteur des photodiodes ou des cellules solaires masquées pour le mesurage de la non-uniformité.

Des photodiodes à petite zone de détection doivent être utilisées si une résolution spatiale plus importante est exigée. Il est nécessaire d'accorder une attention particulière à la linéarité des photodiodes aux éclairages énergétiques typiques des simulateurs solaires. Il convient que la taille du détecteur soit identique ou inférieure à la plus petite taille de l'échantillon prévu pour être mesuré sur le simulateur.

## 5.3.3 Procédure

### 5.3.3.1 Généralités

L'éclairement énergétique du simulateur solaire peut ne pas être constant pendant le processus de surveillance de la non-uniformité. Par conséquent, il convient d'utiliser un second dispositif PV pour surveiller l'éclairement énergétique, afin de vérifier que ses fluctuations temporelles entre différentes positions de mesure peuvent être corrigées selon la

même valeur cible. Ce dispositif doit être placé généralement en position fixe à l'extérieur de la zone d'essai désignée (cellule stationnaire). Il peut également être placé à l'intérieur de la zone d'essai désignée, notamment si son type et ses dimensions sont identiques à ceux du détecteur d'uniformité mobile. Il convient de relever simultanément les valeurs lues de la cellule stationnaire et du détecteur d'uniformité mobile. La correction de l'éclairement énergétique entre les valeurs lues de la cellule stationnaire et le niveau d'éclairement énergétique cible doit être effectuée pour chaque mesurage de la cellule mobile.

Si le simulateur solaire est utilisé pour le mesurage I-V des dispositifs PV, il convient de relever les valeurs lues du mesurage de l'uniformité pendant la fraction de l'impulsion au cours de laquelle le mesurage I-V est effectué. Le modèle de non-uniformité qui en résulte doit être référencé par rapport aux valeurs moyennes enregistrées à chaque emplacement d'essai. Si nécessaire, une correction de l'éclairement énergétique doit être effectuée.

Il convient d'assurer que le montage d'essai permettant de mesurer l'uniformité spatiale n'influence pas les résultats.

### 5.3.3.2 Simulateur solaire à modules PV

- a) Définir comme point de référence un point de la zone d'essai désignée et l'utiliser comme position de départ du détecteur d'éclairement énergétique, de sorte que le bord du détecteur coïncide avec le point de référence. Si la zone d'essai comporte des angles, il est préférable d'en choisir un comme point de référence.
- b) Déplacer le détecteur d'éclairement énergétique sur l'ensemble de la zone d'essai désignée et effectuer des enregistrements simultanés au moyen de la cellule stationnaire. Les largeurs de pas minimales recommandées pour les deux directions spatiales correspondent aux dimensions du détecteur. La largeur de pas maximale pour les deux directions spatiales provient des dimensions du détecteur et satisfait à l'exigence de couverture de 80 % définie en 5.3.2.2. Pour un détecteur à réseau, la largeur de pas doit correspondre à l'espacement entre les cellules du détecteur.
- c) Décaler le point de référence défini à l'étape a) selon un espacement correspondant à la moitié des dimensions de la cellule du détecteur dans les deux directions, et répéter le mesurage de l'uniformité comme cela est décrit à l'étape b). Cette étape n'est nécessaire que lorsque les positions associées n'ont pas déjà été couvertes à l'étape b).
- d) Déterminer la non-uniformité spatiale à l'aide de la formule (1) pour les deux modèles d'éclairement énergétique mesurés.
- e) La classe du simulateur utilisé pour la non-uniformité est déterminée par le modèle d'éclairement énergétique avec la valeur de non-uniformité la plus élevée:

Classe A+: Non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique  $\leq 1\%$ , comme cela est spécifié dans le Tableau 3. Cette classification peut être affectée uniquement en cas d'évaluation de l'égalisation spectrale selon le Tableau 2.

Classe A: Non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique  $> 1\%$  et  $\leq 2\%$ , comme cela est spécifié dans le Tableau 3.

Classe B: Non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique  $> 2\%$  et  $\leq 5\%$ , comme cela est spécifié dans le Tableau 3.

Classe C: Non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique  $> 5\%$  et  $\leq 10\%$ , comme cela est spécifié dans le Tableau 3.

Il convient de fournir avec le rapport de classification un tableau du modèle d'éclairement énergétique mesuré afin d'aider l'utilisateur lors des essais et de définir clairement les zones différentes avec les classifications différentes, ainsi que d'identifier les positions d'essai optimales pour des tailles différentes de modules/cellules.

- f) Lorsque la non-uniformité spatiale des modèles d'éclairement énergétique mesurés aux étapes b) et c) diffère de plus de 0,5 % (classe A+) / 1 % (classe A) / 1,5 % (classe B) / 2 % (classe C), il convient d'évaluer l'uniformité de façon plus détaillée et adaptée à l'utilisation prévue du simulateur. Par exemple, un mesurage de plus grande résolution effectué avec un détecteur plus petit (dont la taille correspond aux dimensions des cellules des dispositifs à soumettre à l'essai) fournit des données plus utiles pour le calcul

de la contribution de la non-uniformité à l'incertitude de mesure finale, notamment dans les cas où les technologies à couches minces appliquées au rapport largeur/longueur des cellules de type ruban doivent faire l'objet de mesurages. Dans ce type de cas, les informations complémentaires obtenues concernant la non-uniformité bénéficient à l'exploitant de réseau et n'altèrent pas la classification du simulateur solaire.

Un nombre de points de mesure réduit est admis pour la vérification de la non-uniformité spatiale (travaux de maintenance périodique ou essais de réception sur site). Les informations détaillées et les recommandations en matière de meilleures pratiques pour les différents types de sources de lumière (lampe unique, lampes multiples, lampes à optique intégrée, etc.) sont indiquées dans l'IEC TR 60904-14. Le réseau dans son ensemble doit être mesuré si la différence des valeurs de non-uniformité, calculées à partir du nombre réduit de points de mesure, et celles du mesurage précédent ou du mesurage en usine est supérieure à: 0,5 % (classe A+) / 1 % (classe A) / 1,5 % (classe B) / 2 % (classe C) ou si la valeur de non-uniformité calculée à partir du nombre réduit de points de mesure ne relève pas de la classification d'origine.

### 5.3.3.3 Simulateur solaire à cellules PV

Pour les simulateurs solaires à cellules PV, une attention particulière doit être accordée au fait qu'une réflexion multiple entre l'optique de sortie (si celle-ci est présente) de la source de lumière et le détecteur d'éclairement énergétique ne génère pas d'erreurs de mesure.

- a) Définir comme point de référence un angle de la zone d'essai désignée et l'utiliser comme position de départ du détecteur d'éclairement énergétique, de sorte que le bord du détecteur coïncide avec le point de référence.
- b) Déplacer le détecteur d'éclairement énergétique sur la zone d'essai totale et effectuer des enregistrements simultanés au moyen de la cellule stationnaire. La largeur de pas maximale de déplacement du détecteur d'éclairement énergétique doit correspondre au 1/5 de la plus petite dimension de la zone d'essai.
- c) Déterminer la non-uniformité spatiale à l'aide de la formule (1) et en appliquant les mesurages de l'étape b).
- d) La classe du simulateur pour la non-uniformité est donnée par ce qui suit:

Classe A+: Non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique  $\leq 1\%$ , comme cela est spécifié dans le Tableau 3. Cette classification peut être affectée uniquement en cas d'évaluation de l'égalisation spectrale selon le Tableau 2.

Classe A: Non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique  $> 1\%$  et  $\leq 2\%$ , comme cela est spécifié dans le Tableau 3.

Classe B: Non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique  $> 2\%$  et  $\leq 5\%$ , comme cela est spécifié dans le Tableau 3.

Classe C: Non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique  $> 5\%$  et  $\leq 10\%$ , comme cela est spécifié dans le Tableau 3.

### 5.3.4 Incertitude de mesure de la non-uniformité

L'incertitude de mesure doit être indiquée.

## 5.4 Instabilité temporelle de l'éclairement énergétique

### 5.4.1 Simulateurs solaires pour mesurage I-V

#### 5.4.1.1 Généralités

Il est nécessaire d'évaluer l'instabilité à court terme (STI) et l'instabilité à long terme (LTI) et elles doivent par ailleurs être consignées.

Pour l'évaluation de la STI, le système d'acquisition de données I-V peut être considéré comme faisant partie intégrante du simulateur solaire. Si un simulateur solaire n'inclut pas de système d'acquisition de données, alors le fabricant du simulateur doit spécifier le temps

d'échantillonnage de données correspondant en relation avec la classification de la STI consignée.

La fréquence d'échantillonnage des mesurages STI et LTI doit permettre de mesurer les deux paramètres avec une exactitude suffisante. La fréquence d'échantillonnage du système d'acquisition de données doit être consignée.

Les dispositifs de mesure externes utilisés pour caractériser le simulateur (spectroradiomètre, acquisition de données I-V, etc.) peuvent nécessiter une synchronisation précise avec le simulateur pendant ses phases de fonctionnement déterminantes. La pratique courante veut que les dispositifs de mesure externes soient équipés d'un déclencheur optique du processus de mesure initiale.

#### 5.4.1.2 Détermination de la STI

La STI est liée au temps d'échantillonnage de données dans les concepts de mesure suivants:

- a) Lorsqu'il existe trois lignes de saisie de données séparées qui mémorisent simultanément les valeurs d'éclairement énergétique, de courant et de tension, l'instabilité temporelle est de classe A (si la classification spectrale est effectuée dans la plage de longueurs d'onde réduite (400 nm à 1 100 nm)) ou de classe A+ (si la classification spectrale est effectuée dans la plage de longueurs d'onde étendue (300 nm à 1 200 nm)) pour la STI.

NOTE Le délai de déclenchement simultané des trois voies multiples est normalement inférieur à 10 ns.

- b) Lorsque chaque ensemble de données est pris séquentiellement (éclairement énergétique, courant, tension), déterminer l'instabilité temporelle suivant la procédure définie ci-dessous (Figures 2 et 3).
  - 1) Déterminer le temps nécessaire à l'acquisition de deux ensembles de données successifs (éclairement énergétique, courant, tension) en considérant un temps de retard possible entre les mesurages.
  - 2) La STI est liée à la variation la plus grande de l'éclairement énergétique entre les ensembles de données successifs pendant le temps d'acquisition de données (voir Figure 2).
  - 3) Déterminer la STI en utilisant les données de l'étape 2), de la formule (2) et du Tableau 3.

- c) Pour le mesurage des cellules ou modules sans surveillance de l'éclairement énergétique pendant le mesurage I-V, la détermination de la STI n'est pas possible. Par conséquent, la LTI liée à la durée entre les déterminations de l'éclairement énergétique doit être utilisée pour la classification.
- d) Pour les simulateurs solaires en impulsions utilisés pour les mesurages I-V, mais ne comportant pas de système d'acquisition de données I-V, les sections de l'impulsion à utiliser et le nombre de points de données régulièrement espacés pour obtenir la classe A+, A, B ou C de la STI doivent être indiquées dans le rapport de classification.

#### 5.4.1.3 Détermination de la LTI

La LTI est liée au temps d'acquisition des caractéristiques I-V dans les concepts de mesure suivants:

- a) Pour un mesurage I-V à trois voies (éclairement énergétique, courant, tension) avec un simulateur solaire en impulsions ou stabilisé, la valeur de la LTI est liée au temps d'acquisition de la caractéristique I-V.
- b) Pour un mesurage I-V à deux voies (tension, courant) avec un simulateur solaire en impulsions ou stabilisé, l'éclairement énergétique doit être mesuré avant et après le mesurage I-V. La LTI doit être calculée à partir de ces valeurs d'éclairement énergétique. La valeur de la LTI peut dépendre du temps d'acquisition de données I-V et de la stabilité de la source de lumière. L'intervalle de temps maximal de calcul de la moyenne de l'éclairement énergétique doit correspondre à l'intervalle de temps entre les points de données I-V.