

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Photovoltaic devices –

Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics

Dispositifs photovoltaïques –

Partie 1: Mesurage des caractéristiques courant-tension des dispositifs photovoltaïques

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60904-1:2020



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 Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

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

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 000 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 16 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - 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

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

Electropedia - www.electropedia.org

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

Glossaire IEC - 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 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics

Dispositifs photovoltaïques –

Partie 1: Mesurage des caractéristiques courant-tension des dispositifs photovoltaïques

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.160

ISBN 978-2-8322-8814-6

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	6
3 Terms and definitions	7
4 General requirements	8
4.1 General	8
4.2 Measurements	9
4.3 Stabilisation	10
4.4 Equivalence to steady-state performance	10
4.5 Reporting conditions	10
4.6 Translation from test conditions to reporting conditions	11
5 Apparatus	11
6 Measurements in natural sunlight	12
6.1 General	12
6.2 Test procedure	13
7 Measurement in simulated sunlight	14
7.1 General	14
7.2 Test procedure	15
8 Data analysis	16
8.1 Translation from test conditions to reporting conditions	16
8.2 Extracting I - V curve parameters	17
8.3 Evaluating measurement uncertainty	17
9 Test report	18
Annex A (informative) Device area measurement	19
A.1 General	19
A.2 Definition of device area	19
A.2.1 General	19
A.2.2 Total area (A_t)	19
A.2.3 Aperture area (A_{ap})	19
A.2.4 Designated illumination area (A_{da})	19
A.3 Area measurement of PV devices	19
Annex B (informative) Measurement of current-voltage characteristics for PV devices with capacitance	22
B.1 General	22
B.2 Definitions	22
B.3 Relative error due to capacitance	22
B.4 Methodologies to suppress the measurement error	24
B.4.1 General	24
B.4.2 Measurement at steady-state conditions	24
B.4.3 Measurement at quasi-steady-state conditions	25
B.4.4 Common methods for characterisation of capacitive PV devices	25
B.5 Report	26
B.6 Reference documents	26
Annex C (informative) Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics without illumination (dark I - V)	28

C.1	General.....	28
C.2	Apparatus	29
C.3	Procedure	29
C.3.1	General	29
C.3.2	Dark I - V curve measurements.....	30
Annex D (informative)	Influence of spatial non-uniformity of irradiance on I - V curve parameters	31
D.1	General.....	31
D.2	Reference documents	32
Bibliography		33

Figure 1 – Schematic current-voltage characteristic (I - V curve) depicting typical I - V curve parameters short-circuit current (I_{SC}), open-circuit voltage (V_{OC}), maximum power (P_{max}), voltage at maximum power (V_{Pmax}) and current at maximum power (I_{Pmax}).....	8
--	---

Figure 2 – Schematic power-voltage characteristic (P - V curve) depicting typical I - V curve parameters open-circuit voltage (V_{OC}), maximum power (P_{max}) and voltage at maximum power (V_{Pmax})	9
--	---

Figure A.1 – PV module (rectangular)	20
--	----

Figure A.2 – PV module of different geometries (pentagon, trapezoid).....	20
---	----

Figure A.3 – PV cell (cut corners)	21
--	----

Figure A.4 – PV cell (rounded corners, circle).....	21
---	----

Figure B.1 – Equivalent circuit diagram for device exhibiting a capacitance effect.....	23
---	----

Figure B.2 – Three I - V curves (steady-state, forward sweep and reverse sweep) showing the effect of device capacitance on the curve shape.....	23
--	----

Figure B.3 – Deviation of maximum power (P_{max}) determined from I - V curve due to the effect of device capacitance with respect to steady-state result as a function of sweep rate	24
---	----

Figure C.1 – I - V characteristics without illumination (dark I - V curve).....	28
---	----

Figure C.2 – I - V characteristics under illumination (I - V curve).....	29
---	----

Figure D.1 – Monte-Carlo simulation of a 60-cell PV module with high shunt cell type	32
--	----

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

PHOTOVOLTAIC DEVICES –

Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage 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 60904-1 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

This third edition cancels and replaces the second edition published in 2006. This edition constitutes a technical revision.

The main changes with respect to the previous edition are as follows:

- Updated scope to include all conditions.
- Added terms and definitions.
- Reorganised document to avoid unnecessary duplication.
- Added data analysis clause.
- Added informative annexes (area measurement, PV devices with capacitance, dark I - V curves and effect of spatial non-uniformity of irradiance).

The text of this International Standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
82/1760/FDIS	82/1786/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 of IEC 60904 series, under the general title *Photovoltaic devices*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this document will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website under "<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 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics

1 Scope

This part of IEC 60904 describes procedures for the measurement of current-voltage characteristics (I - V curves) of photovoltaic (PV) devices in natural or simulated sunlight. These procedures are applicable to a single PV solar cell, a sub-assembly of PV solar cells, or a PV module. They are applicable to single-junction mono-facial PV devices. For other device types, reference is made to the respective documents, in particular for multi-junction devices to IEC 60904-1-1 and for bifacial devices to IEC TS 60904-1-2. Additionally informative annexes are provided concerning area measurement of PV devices (Annex A), PV devices with capacitance (Annex B), measurement of dark current-voltage characteristics (dark I - V curves) (Annex C) and effects of spatial non-uniformity of irradiance (Annex D).

NOTE The methods provided in this document can also be used as guidance for taking I - V curves of PV arrays. For on-site measurement refer to IEC 61829.

This document is applicable to non-concentrating PV devices for use in terrestrial environments, with reference to (usually but not exclusively) the global reference spectral irradiance AM1.5 defined in IEC 60904-3. It may also be applicable to PV devices for use under concentrated irradiation if the application uses direct sunlight and reference is instead made to the direct reference spectral irradiance AM1.5d in IEC 60904-3.

The purposes of this document are to lay down basic requirements for the measurement of I - V curves of PV devices, to define procedures for different measuring techniques in use and to show practices for minimising measurement uncertainty. It is applicable to the measurement of I - V curves in general. I - V measurements can have various purposes, such as calibration (i.e. traceable measurement with stated uncertainty, usually performed at standard test conditions) of a PV device under test against a reference device, performance measurement under various conditions (e.g. for device temperature and irradiance) such as those required by IEC 60891 (for determination of temperature coefficients or internal series resistance), by IEC 61853-1 (power rating of PV devices) or by IEC 60904-10 (for determination of output's linear dependence and linearity with respect to a particular test parameter). I - V measurements are also important in industrial environments such as PV module production facilities, and for testing in the field. Further guidance on I - V measurements in production facilities is provided in IEC TR 60904-14.

The actual requirements (e.g. for the class of solar simulator) depend on the end-use. Other standards referring to IEC 60904-1 can stipulate specific requirements. Where those requirements are in conflict with this document, the specific requirements take precedence.

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

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

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

IEC 60904-4, *Photovoltaic devices – Part 4: Photovoltaic reference devices – Procedures for establishing calibration traceability*

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

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

IEC 60904-9, *Photovoltaic devices – Part 9: Solar simulator performance requirements*

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

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

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

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

IEC 61853-1, *Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating – Part 1: Irradiance and temperature performance measurements and power rating*

IEC TR 63228, *Measurement protocols for photovoltaic devices based on organic, dye-sensitized or perovskite materials*

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

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC TS 61836 and the following apply.

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

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

3.1

sweep rate

temporal rate of change of the voltage applied to the measured PV device

Note 1 to entry: The term ramp rate is also used interchangeably.

3.2

sweep direction

direction of change of applied voltage during I - V measurements; a positive sweep rate is referred to as forward or direct sweep (I_{sc} to V_{oc} direction), while a negative sweep rate is referred to as reverse or backward sweep (V_{oc} to I_{sc} direction)

3.3

time delay

time interval between the change of voltage applied to PV device and the measurement of PV device current

4 General requirements

4.1 General

For illustration purposes a schematic current-voltage characteristic (I - V curve) is shown in Figure 1 and the corresponding power-voltage characteristic (P - V curve) in Figure 2.

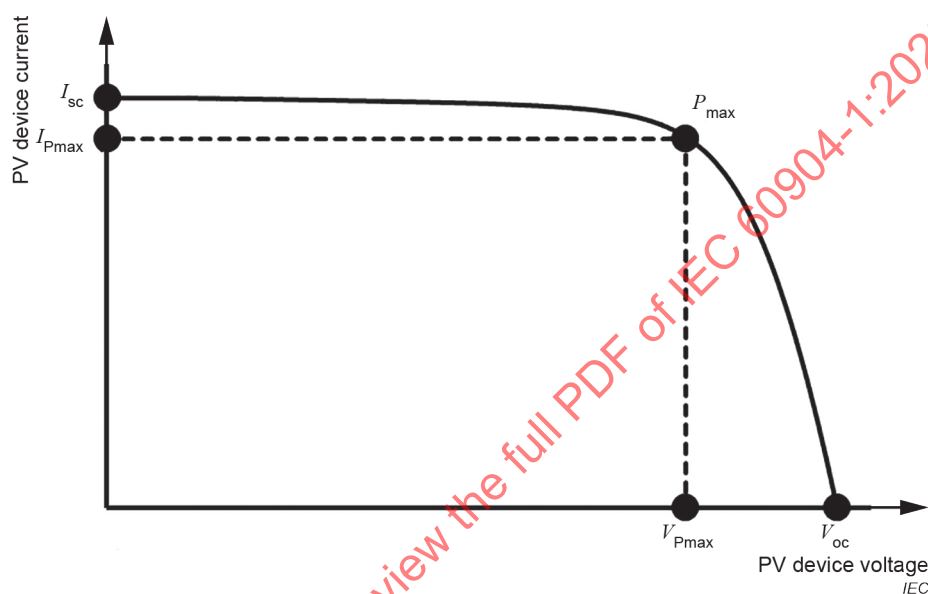


Figure 1 – Schematic current-voltage characteristic (I - V curve) depicting typical I - V curve parameters short-circuit current (I_{sc}), open-circuit voltage (V_{oc}), maximum power (P_{max}), voltage at maximum power (V_{Pmax}) and current at maximum power (I_{Pmax})

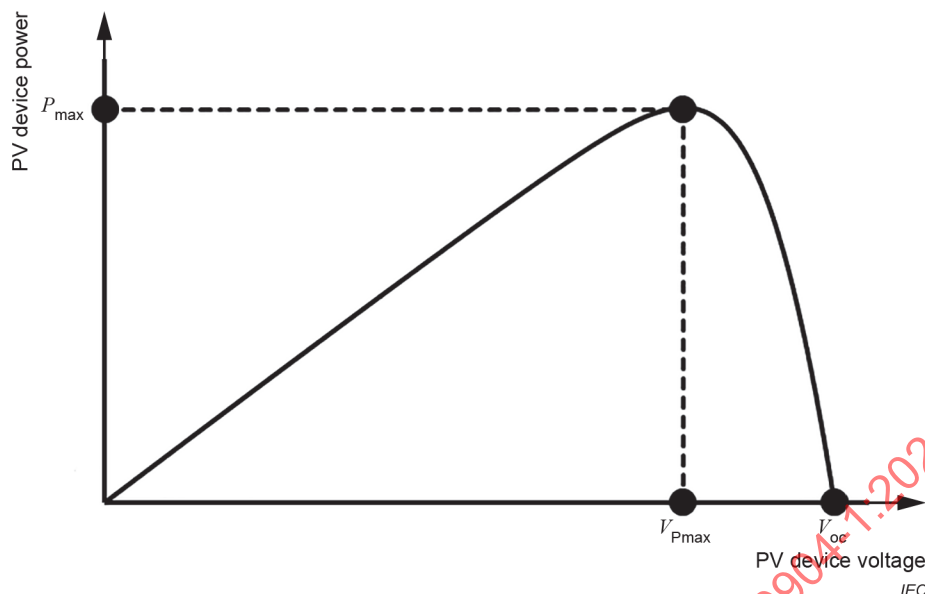


Figure 2 – Schematic power-voltage characteristic (P - V curve) depicting typical I - V curve parameters open-circuit voltage (V_{oc}), maximum power (P_{max}) and voltage at maximum power (V_{Pmax})

4.2 Measurements

- When the measurements are intended to be reported at standard test conditions (see 4.5) the in-plane average irradiance during measurement shall be between $800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ and $1\,200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ to minimise errors arising from large corrections.
- Temperature sensors should be located so as to detect as closely as possible the temperature of the respective device cell junction. If a temperature gradient between the sensor and the cell junction is suspected, an appropriate contribution to the measurement uncertainty should be included. Consideration should also be given to any possible non-uniformity of temperature across either device, particularly for PV modules, where the temperature of individual cells can vary due to their electrical characteristics, particularly when the module is illuminated under short-circuit conditions. The Equivalent Cell Temperature (ECT) method specified in IEC 60904-5 can be useful in dealing with either a temperature gradient or temperature non-uniformity. The cooling effect from airflow (for example due to wind during outdoor measurement or due to air conditioning of the room for indoor measurements) on the temperature sensors should be considered in the uncertainty of the temperature measurement.
- The active surface of the device under test shall be coplanar within $\pm 2^\circ$ with the active surface of the reference device.
- Voltages and currents shall be measured using independent leads from the terminals of the device under test and keeping them as short as possible. If the device under test is a module, a subassembly or an encapsulated solar cell, the 4-wire connection should start at the terminals or connectors. If the device under test is a bare PV cell, the 4-wire connection should start at the cell bus bars. The connection method for bare cells (i.e. provided without connectors) should be carefully evaluated. Differences can occur if soldered tabs are used compared with non-soldered methods such as bars having contact springs or conductive plates having a large-area contact with the cell back contact. Non-soldered methods can result in higher fill factors than are observed in the module. The contacting method should be appropriate to the intended use of the cell or of the measurement. The contact method used (bare cells) or the contact point (modules) for 4-wire connection shall be stated in the report. For bare solar cells without busbars or cells with low surface conductivity such as multi-busbar cells, 4-wire connection should start at the contacting structure in order to avoid artificially increased fill factors in the measurement caused by voltage drop at the resistance between current and voltage probe on the cell. Possible deviations between the

calibration of the measurement system (typically under static load conditions) and its use during I - V curve measurements (dynamic load conditions) shall be considered.

- e) The I - V curve should be measured such that both the short-circuit current point and the open-circuit voltage point fall within the bounds of the data set, including after correction to the reporting conditions (Clause 8). For possible extrapolation to calculate these points from measured data, see Clause 8.
- f) The I - V curve can also be measured without illumination (dark I - V) (see Annex C), but this is generally not required.

4.3 Stabilisation

Care shall be taken in measuring PV devices that are metastable. If it is possible to stabilise the device, stabilisation should be performed before any characterisation (I - V or spectral responsivity measurement). Any stabilisation procedure performed shall be reported together with the test results. The IEC 61215 series of standards provides guidance on technology-dependent appropriate stabilisation. In the case of a stabilisation procedure being applied, the device under test should be measured before and after the procedure. The change in I - V characteristic parameters should be evaluated and included in the report.

If it is not possible to stabilise the device, or stabilisation was not attempted, this shall be indicated in the measurement report.

4.4 Equivalence to steady-state performance

The I - V characteristic for the device under test shall be measured such that it reflects, as closely as possible, the performance of the device under steady-state conditions, i.e. where there is no influence due to drifts in irradiance or device temperature or the voltage sweep rate. Sweep rate effects occur when the voltage bias is stepped or swept too rapidly for the device response to equilibrate for each measurement of the current. This effect can be due to device capacitance, as is the case for some crystalline silicon PV devices, or it can be due to a more complex device response, as is frequently observed in some thin-film devices such as perovskite cells, see IEC TR 63228.

Errors due to PV device capacitance are related to the combination of the PV technology and I - V curve measurement parameters (sweep direction, time delay per measurement point, number of pulses (in multiple-pulse method) and rate of change of applied voltage, current or irradiance). The errors due to PV device capacitance are normally most pronounced for the maximum-power point and the open-circuit voltage of the I - V curve, whereas errors in short-circuit current due to capacitance are in general minimal. More guidance on ensuring that the measurement approximates steady-state conditions is provided in Annex B.

The contribution of transient effects to the overall measurement uncertainty shall be considered.

4.5 Reporting conditions

In general, test results are reported for various conditions. The three main parameters that shall be reported together with any test result are:

- a) Total in-plane irradiance.
- b) Spectral irradiance in the test plane (graph or table), if spectral mismatch corrections are required.
- c) Cell junction temperature of the device under test.

The most common reporting conditions are the Standard Test Conditions (STC), which are $1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ total in-plane irradiance with a spectral irradiance distribution as defined in IEC 60904-3 (global) and 25 °C cell junction temperature. However, sometimes the test result is desired at other conditions. For any test result the three main reporting parameters listed above shall be clearly indicated.

4.6 Translation from test conditions to reporting conditions

At times, the test conditions at which an I - V curve is measured are different from those at which the test results are reported. Therefore, an I - V curve translation from the test conditions to the reporting conditions can be required. This translation shall be made according to IEC 60891 (irradiance and temperature correction) in conjunction with IEC 60904-7 (correction for spectral mismatch) and IEC 60904-10 (correction for non-linearity). Module characteristic parameters (e.g. series resistance or temperature coefficients) can considerably affect the result if temperature and irradiance corrections are performed across wide ranges. Therefore, care shall be taken regarding the applicability of the I - V curve translation procedure according to IEC 60891 and the relevance of the module parameters used in the I - V curve translation procedure. Also, their contribution to uncertainty in the translated I - V curve shall be considered.

The contribution to measurement uncertainty due to the deviation of test conditions from reporting conditions shall be evaluated.

For an I - V curve measurement to be referred to the reporting spectral irradiance, two correction methods are available (IEC 60904-7):

- a) If possible, adjust the total in-plane irradiance, e.g. by adjusting the solar simulator's intensity, so that the effective irradiance as determined according to IEC 60904-7 equals the reporting irradiance. Proceed to measure the I - V curve as per Clause 6 or Clause 7.
- b) Otherwise, measure the I - V curve as per Clause 6 or Clause 7 using the given irradiance. Determine the effective irradiance at the reporting spectral irradiance using IEC 60904-7. Then translate the I - V curve to the reporting irradiance using IEC 60891 with the effective irradiance so determined.

If the reference device and the device under test are constructed using the same cell technology and encapsulation package (Clause 5 a)), the irradiance measured by the reference device and the effective irradiance may be assumed identical.

Method a) is preferred for simulated sunlight, as the actual measurement is performed at the correct short-circuit current or maximum power, thus minimising errors and uncertainties arising from translating the I - V curves. Method b) is usually chosen for measurements in natural sunlight, as the light's spectral content and total in-plane irradiance cannot be easily controlled.

5 Apparatus

The following equipment is required to measure I - V curves:

- a) For measuring the irradiance: a PV reference device packaged and calibrated in conformance with IEC 60904-2 or in the case of natural sunlight alternatively a pyranometer in conformance with ISO 9060. The calibration of either device for measuring the irradiance shall be traceable according to IEC 60904-4. The output of the reference device shall be linear with respect to incident irradiance as defined in IEC 60904-10 over the irradiance range of interest. A spectral mismatch correction shall be performed in conformance with IEC 60904-7 and reported with the measurement results. Alternatively, the reference device shall be constructed using the same cell technology and encapsulation package as the device under test. This includes the glass (type, thickness, texturing, and spectral transmission), anti-reflective coatings, encapsulant, and backsheet (type, colour, and spectral back-reflection). The stability of the reference device shall be assessed before it is used for the measurements of the device under test.

- b) For monitoring the temporal fluctuations of irradiance: An irradiance monitor that tracks the instantaneous irradiance during the acquisition of I - V curves. This irradiance monitor should have an output linear with respect to incident irradiance according to IEC 60904-10 in the range of irradiances over which the measurements are taken and a time response sufficiently fast to be able to reveal temporal fluctuations in the incident irradiance. The data recorded from the irradiance monitor shall be used to evaluate the stability criteria and to correct the temporal instability of the total in-plane irradiance for each data point of the I - V curve as well as to correct for variations in irradiance for the consecutive measurements in case strategy 7.1 b) is followed. The reference device may serve as such an irradiance monitor if it fulfils the above requirements and if it can be measured concurrently with the device under test (measurement strategy 7.1 a)).
- c) For measuring the temperature of the reference device and of the device under test: temperature sensors and instrumentation with instrumental measurement uncertainty of 1 °C or less. Temperature measurement of the reference device is not required if it is a pyranometer.
- d) For measuring voltages and currents: instrumentation with instrumental measurement uncertainty of 0,2 % or less of the open-circuit voltage and short-circuit current. The measurement ranges of the data acquisition should be carefully chosen.
- e) For measurement in simulated sunlight: a solar simulator classified in accordance with IEC 60904-9, i.e. with Class CCC or better. The actual solar simulator requirements depend on the end-use. Other standards referring to IEC 60904-1 can require different classes. Therefore, the classes of the solar simulator to be used should reflect the requirements specific to the case. The designated test area shall be equal to or greater than the area that is spanned by the device under test (including its frame or package) and the irradiance monitor.

EXAMPLE 1 IEC 60891 requires a class BBB solar simulator for determination of temperature coefficients.

EXAMPLE 2 IEC 60904-2 requires a class AAA solar simulator for calibration of secondary reference devices against primary reference cell.

- f) For measurement under natural sunlight: a two-axis solar tracking system to hold the device under test plus the reference device and capable of tracking the sun with a maximum deviation of $\pm 5^\circ$ (for PV calibration) or a fixed rack mounting (e.g. for energy rating and monitoring). The two-axis solar tracking system is required for PV calibration, but at choice of the user it may be used for other types of measurements, like for example the power rating of PV modules. In any case for the alignment between reference device and device under test refer to 4.2 c).
- g) For spectral mismatch corrections and effective irradiance calculation (if required): a spectroradiometer in accordance with the requirements in IEC 60904-9 capable of measuring the spectral irradiance of the natural or simulated sunlight in the range of the spectral responsivity of the device under test and the reference device. For simulated sunlight, care should be taken in the use of lamps with narrow intense peaks in their spectral irradiance, such as Xenon lamps or some LEDs, when testing PV cells with spectral responsivity showing a significant dependence on temperature. As the band gap changes due to temperature, the device responsivity can pass through various emission lines in the lamp spectral irradiance and give rise to large variations in spectral mismatch and shifts in performance.

EXAMPLE 3 Crystalline silicon is a well-known example of an indirect bandgap material that shows a spectral responsivity strongly dependent on temperature.

6 Measurements in natural sunlight

6.1 General

Measurements in natural sunlight shall be made only when global solar irradiance is stable within ± 1 % during the measurement of a complete I - V curve.

Two types of measurements should be distinguished. Firstly, the measurement of the electrical performance of the device under test that is normally aimed at reporting at STC (conditions for typical PV calibration), but sometimes also at other relevant conditions (e.g. for power rating as described in IEC 61853-1). In this case, the device under test and the reference devices are mounted on a two-axis tracking system. Secondly, the measurement of electrical performance over time, normally aimed at energy rating and monitoring of devices under test. In this case, normally the device under test and the reference device(s) are mounted on a fixed rack (to simulate the conditions in a real-world PV system installation or to periodically measure installed PV modules). This document applies to both types of measurement and therefore, in the following, the respective list items of the test procedure have to be understood for either case, if not otherwise specified. In any case care shall be taken to avoid shadowing or reflected light from the surroundings (e.g. from windows or glossy metal parts) on both the reference device and the device under test.

6.2 Test procedure

The test procedure is as follows:

- a) Mount the reference device as near as possible to the device under test. For PV calibration or power rating by use of solar tracker, both shall be normal to the direct solar beam within $\pm 5^\circ$. For the alignment between reference device and device under test refer to 4.2 c). Connect to the necessary instrumentation.
- b) If the device under test and reference device are equipped with temperature controllers, set them at the desired level. The temperature of the reference device should be brought and kept as close as possible to the temperature at which it was calibrated and the temperature of the device under test to the desired reporting temperature. If active temperature controllers are not available, the latter may be achieved by bringing the device under test to a point below the target temperature and letting it warm up naturally under the natural sunlight in combination with temporary shading. In general, there can be differences between average device temperature and average sensor temperature during warming up. Therefore, either correction or proper accounting for it in the uncertainty calculation shall be done.
- c) Sweep through the I - V curve and take readings of the current and voltage of the device under test concurrently with recording the output of the reference device. The temperature of both devices shall also be recorded, but one measurement for each device during the acquisition of the I - V curve or immediately before or afterwards is sufficient. In general, the temperature should be measured as close to the V_{oc} condition as possible. In most cases the thermal inertia of the device under test and the reference device will limit the temperature rise during the first few seconds after removing the shade and their temperatures will remain reasonably uniform. However, the variation of temperatures for the device under test and the reference device during the I - V measurement with respect to the temperature measurement will contribute to measurement uncertainty and shall be evaluated.
- d) Ensure that the irradiance as measured by the reference device remains constant within $\pm 1\%$ during the recording period for each I - V curve. The latter can usually only be determined by using a PV device as irradiance monitor, as a pyranometer typically has a response time longer than the time required for measuring a complete I - V curve.
- e) Measurement should be performed on a clear sunny day (no observable clouds around the sun, diffuse contents of solar irradiance not higher than 30 %). If a pyranometer or a PV reference device, that is not constructed using the same cell technology and encapsulation package as the device under test, is used as reference device, perform a simultaneous measurement of spectral irradiance using the spectroradiometer oriented consistently with the device under test (i.e. pointing to the sun for solar-tracking measurements and normal to the test plane for fixed-rack module mounting). Calculate the effective irradiance for the device under test under the reporting spectral irradiance (see IEC 60904-7).

- f) In the case of fixed rack mounting, the incidence angle of the direct irradiance shall be recorded. It is sufficient to record the time and geographic location of the measurement and calculate the incident angle based on this. The incident angle is required to correct for or evaluate the uncertainty due to the angle of incidence effect based on the cosine response of the device under test versus the reference device. If spectral mismatch correction is required, it is necessary to measure spectral irradiance, in particular when a pyranometer is used as reference device.

7 Measurement in simulated sunlight

7.1 General

Solar simulators (steady-state or pulsed) for measurement of PV device I - V curves shall be characterised and should be periodically checked according to IEC 60904-9. For pulsed solar simulators the I - V curve may be acquired either entirely during a single flash, or by combining measurements of parts of the I - V curve that are separately acquired in a series of consecutive flashes. The choice depends on the available flash pulse duration and on the electrical characteristics of the device under test, in particular its capacitance. See Annex B for further information and guidance.

The purpose of the reference device is to determine or set the irradiance of the solar simulator. PV reference cells are used for this purpose mainly in strategy a) below. Whereas in strategy b) it is more common to use a calibrated PV device similar or nominally identical to the device under test. Apart from the advantages listed below, the latter has potentially the added benefit that further errors are partially cancelled (see IEC TR 60904-14 for details). There are two fundamental measurement strategies possible:

- a) Illuminate both the device under test and the reference device simultaneously by placing them side by side on the test plane. This requires a test plane sufficiently large to accommodate both. As simultaneous measurements are made on both devices, temporal fluctuations of the irradiance shall be corrected by using the signal from the irradiance monitor. It is most convenient to use the reference device as irradiance monitor, but a separate irradiance monitor is also admissible. Care shall be taken to limit, and account for, the impact of spatial non-uniformity of irradiance.
- b) Illuminate the device under test and the reference device separately by measuring them consecutively in the same position on the test plane. Different positions may be used if the spatial distribution of the light field is sufficiently well known and shown to be consistent, such that the reference device and the device under test can be shown to see the same average irradiance over their respective areas. The temporal fluctuations of the irradiance shall be corrected by using the irradiance monitor. If the design of the chosen reference device is identical to the device under test with respect also to dimensions and electrical properties (for reference modules, this second requirement concerns the number of cells, cell type, cell interconnection circuit and the encapsulation package), spatial non-uniformity of irradiance will affect both measurements in a similar way and therefore mostly cancel out, and spectral mismatch will be negligible. This is the normal case in the PV industry where production modules are measured against a working reference module of the same type. If the reference device and the device under test are not identical, the effects of spatial non-uniformity of irradiance and spectral mismatch shall be evaluated and either corrected for or accounted in the uncertainty determination.

The effects of spatial non-uniformity of irradiance shall be evaluated (for guidance see Annex D) and several strategies are possible to reduce its impact. The most straightforward method is to use a reference device identical to the device under test as mentioned in strategy b) above. For device under test and reference device of different size it is recommended to measure the smaller device at different locations within the total area of the larger device and use the average of the results. From the spatial non-uniformity of irradiance characterisation according to IEC 60904-9, it may also be possible to position the smaller device in the test plane such that it receives the averaged irradiance across the total area of the larger device.

7.2 Test procedure

The test procedure is as follows:

- a) Place the reference device in the test plane such that its active surface is coplanar within $\pm 5^\circ$ with the test plane of the solar simulator. For the alignment between reference device and device under test refer to 4.2 c).
- b) Set the irradiance of the solar simulator so that the effective irradiance as defined by IEC 60904-7 equals the reporting irradiance. Alternatively the irradiance is set such that the reference device produces its calibrated short-circuit current or maximum power at the desired level (see guidance below). Record the temperature of the reference device.
- c) If necessary, adjust the value of the irradiance monitor so that its output corresponds to the irradiance level as measured by the reference device. This step is the transfer of the calibration from the reference device to the irradiance monitor.
- d) If necessary, remove the reference device and place the device under test in the test plane as described in item a) of this list and within the limits for the condition for coplanar alignment according to 4.2 c). If the designated test area is equal to or greater than the area that is spanned by the device under test and the reference device (both including their frame or package), both devices may be placed beside each other, as in 7.1 a).
- e) If temperature controllers are used for reference device and device under test, set them at the desired level. The temperature of the reference device shall be brought and kept as close as possible to the temperature at which it was calibrated and the temperature of the device under test to the desired reporting temperature. The most common case is when both temperatures are 25 °C. In situations close to the latter, if active temperature controllers are not available, the laboratory environment may be controlled close to the target temperature and the device under test brought into thermal equilibrium with its environment. The latter applies especially in case of pulsed solar simulators. For steady-state solar simulators, strategies similar to those used under natural sunlight may also be applicable (see Clause 6).
- f) Sweep through the I - V curve and take readings of the current and voltage of the device under test concurrently with recording the output of the irradiance monitor. The temperature of the device under test and the irradiance monitor shall also be recorded, but one measurement for each device during the acquisition of the I - V curve or immediately before or afterwards is sufficient.

For steady-state solar simulators, the temperature should be measured as close to the V_{oc} condition as possible. In most cases the thermal inertia of the device under test and the reference device will limit the temperature rise during the first few seconds after removing the shade and their temperatures will remain reasonably uniform. However, the variation of temperatures for the device under test and the reference device during the I - V measurement with respect to the temperature measurement will contribute to measurement uncertainty and shall be evaluated.

In some solar simulators the irradiance monitor can be integrated into a feedback system to stabilise irradiance output of the light source. In this case the readings of irradiance monitor output and temperature required above might not be available. Therefore, a verification of the temporal stability of the irradiance shall be made and the result used in the uncertainty calculation.

See Annex B for guidance on sweep rate.

If a PV module is used as the reference device, carefully evaluate whether its short-circuit current or maximum power is the appropriate parameter for setting the irradiance level of the solar simulator. The short-circuit current method is nearly independent of module temperature and of module connection technique, but it can introduce errors due to spatial non-uniformity of irradiance (see Annex D). The maximum-power method can compensate for spatial non-uniformity of irradiance (see Annex D) but can introduce errors due to module temperature, module connection technique and capacitance. The most accurate results will be achieved if the irradiance level is set to yield both the short-circuit current and maximum power of the reference module, jointly with spectral mismatch correction, if necessary. Therefore, use one of the two parameters to set the irradiance level of the solar simulator and verify that the other parameter agrees within the desired limit (for example 1 %). If not, the reason for the deviation should be investigated and where possible be corrected before proceeding. If then it is still not possible to yield both short-circuit current and maximum power, the short-circuit current method should be chosen when spatial non-uniformity of irradiance is low, whereas the maximum-power point method should be chosen for larger spatial non-uniformity of irradiance.

NOTE One possible check, which might be helpful, is to periodically rotate upside-down the position of the reference module in the simulator and compare the results.

The impact of spatial non-uniformity of irradiance on the measured $I-V$ curve of a PV module (consisting of series-connected cells) is a function of the irradiance distribution, the distribution of short-circuit currents and reverse $I-V$ characteristics for the constituent cells, and the bypass diodes in the module. Effects due to spatial non-uniformity of irradiance should be carefully analysed and considered in the uncertainty analysis. Guidance is provided in Annex D.

In the case of pulsed solar simulators without irradiance stabilisation (decaying pulse), $I-V$ data are possibly recorded across a wide range of irradiances. Care shall be taken regarding the use of module parameters for irradiance correction. The trigger should be adjusted so as to yield positive and negative irradiance corrections centred on the target irradiance.

8 Data analysis

8.1 Translation from test conditions to reporting conditions

If the irradiance or temperature of the reference device or device under test during measurement were not the desired values, correct the measured $I-V$ curves to the required values in accordance with IEC 60891 for linear devices. For non-linear devices refer to IEC 60904-10 for guidance on determining over what range the device may be considered linear and for possible corrections for non-linearity.

In general, corrections according to IEC 60891 should be made if the deviation of the parameters has a significant impact on the results. General requirements for all possible cases cannot be given here, but guidance is provided below. In any case, all deviations between the measurement and reporting conditions shall be considered as contributions to measurement uncertainty. The correction itself will have an uncertainty that shall be explicitly evaluated. It is affected by the uncertainty of the original test conditions and by the uncertainty of the correction parameters. As general guidance, correction should be made:

- a) if the temperature of the PV reference device (using short-circuit current) differs by more than 2 °C from the temperature at which it was calibrated;
- b) if the temperature of the PV reference device (using maximum power) differs by more than 0,5 °C from the temperature at which it was calibrated;
- c) if the temperature of the device under test differs by more than 1 °C from the reporting temperature;
- d) if the irradiance differs by more than 0,5 % from the reporting irradiance.

The requirements in a) and b) concerning the reference device apply independent of whether a PV reference cell or a PV reference module similar to device under test is used. Temperature correction of the reference device is not required, if it is a pyranometer.

8.2 Extracting I - V curve parameters

The number of data points contained in an I - V curve should be sufficient to represent smoothly the shape of the entire curve and allow meaningful fitting (if applicable) as described below. The data points may be spaced unevenly along the voltage, such that fewer points may be taken where the current of the device under test varies slowly with voltage (e.g. close to I_{sc}), whereas the density of points is increased in those regions where it varies strongly with the applied voltage (e.g. near P_{max} and beyond towards V_{oc}). This can be beneficial, if carefully chosen, in the extraction of the I - V curve parameters.

Some or all of the following parameters are usually required:

- a) Short-circuit current (I_{sc}).
- b) Open-circuit voltage (V_{oc}).
- c) Maximum power (P_{max}).
- d) Fill factor (FF).
- e) Voltage at maximum power (V_{Pmax}).
- f) Current at maximum power (I_{Pmax}).
- g) Power conversion efficiency (η).

Not all parameters are independent; for example, the fill factor can be calculated from short-circuit current, open-circuit voltage and maximum power. Power conversion efficiency is not directly an I - V parameter, but rather an additional quantity obtained from the maximum power, the irradiance and the device area. For guidance on area measurement see Annex A.

The short-circuit current and open-circuit voltage are derived directly from the I - V curve, whereas the maximum power from the power-voltage curve. In all cases the respective points should be determined by interpolating the data over a suitable range. In some cases, depending on the test conditions, the correction procedure used and the correction parameters of the specific device under test, the measured data set can result in a translated I - V curve not necessarily covering the I_{sc} or the V_{oc} points after translation of the original data to the reporting conditions. In this case extrapolation should be used. For I_{sc} , the extrapolation range should not be larger than 3 % of the device open-circuit voltage. For V_{oc} , extrapolation is generally not recommended, and some guidance is provided in IEC 60891.

The user shall carefully select the function used for interpolation or extrapolation and the respective fitting range. For I_{sc} this is generally a linear fit, for V_{oc} either a linear or low order polynomial and for P_{max} a polynomial of 4th or higher order. In any case, due consideration shall be given to the relationship between the number of data points contributing to the fit and the number of parameters of the chosen function. For further details see bibliography.

The contribution of the fitting procedure to the uncertainty shall be evaluated and stated.

8.3 Evaluating measurement uncertainty

The combined expanded uncertainty of the measurement shall be evaluated based on an analysis of the contributing components, such as

- a) uncertainty of instruments, set-up and reference devices,
- b) deviation of measurement parameters from reporting conditions,
- c) deviation from ideal steady-state conditions,
- d) I - V curve translation, and
- e) extraction of performance parameters from I - V curve.

The classification of the solar simulator on its own does not provide conclusive evidence on the measurement uncertainty. However, the results from the simulator classification can provide a good starting point to analyse the sources of measurement uncertainty that are related to PV performance measurements obtained with it. The uncertainties in current-voltage characterisation are dependent on the actual device under test as well as on the procedures used to characterise its performance and need to be explicitly evaluated.

9 Test report

A test report with measured performance characteristics and test results shall be prepared by the test agency. If some of the parameters have been provided by third parties (e.g. spectral responsivity or temperature coefficients), their origin and value shall be clearly indicated as well as a statement concerning their uncertainty. The test report shall contain the following data:

- a) a title;
- b) name and address of the test laboratory and location where the tests were carried out;
- c) unique identification of the report and of each page;
- d) name and address of client (if applicable);
- e) unique identification of the device under test;
- f) a description of the device under test type (solar cell, sub-assembly of solar cells or PV module);
- g) date of receipt of test item and date(s) of calibration or test, where appropriate;
- h) reference to sampling procedure, where relevant;
- i) description of the test environment (natural or simulated sunlight and, in the latter case, brief description and class of solar simulator);
- j) the reporting conditions as given in 4.5;
- k) unique identification of reference device;
- l) description of reference device (PV reference cell, PV module or pyranometer);
- m) identification of calibration or test method used; in particular, the method to sweep voltage, the sweep rate, and sweep direction;
- n) contacting method and/or point used for 4-wire connection;
- o) any deviations from, additions to or exclusions from the calibration or test method, and any other information relevant to a specific calibration or test, such as environmental conditions;
- p) identification of the method applied for temperature and irradiance correction of the measured I - V curve;
- q) where applicable stabilisation method used and change in device performance due to it;
- r) test results supported by tables and graphs, including total irradiance, temperatures of the device under test and reference device, module parameters used for correction of the I - V curve;
- s) either the spectral mismatch correction value, the spectral irradiance used in the measurement, the spectral responsivities of the device under test and the reference device or a statement that the reference device is constructed using the same cell technology and encapsulation package as for the device under test;
- t) a statement of the estimated uncertainty of test results;
- u) a signature and title, or equivalent identification of the person(s) accepting responsibility for the content of the test report, and the date of issue;
- v) a statement to the effect that the results relate only to the device under test tested, when relevant;
- w) a statement that the test report shall not be reproduced except in full, without the written approval of the laboratory.

Annex A (informative)

Device area measurement

A.1 General

The area of PV devices can be measured by instruments such as a camera, a scanner, a tape measure, a ruler or a measuring microscope. The area is typically required in order to calculate the power conversion efficiency of the PV devices. In this annex, the definitions of various areas are defined and measurement procedures are given.

A.2 Definition of device area

A.2.1 General

The choice of area classification may be dependent on the request of the client. The illuminated area may be limited by a suitable opaque mask. This is usually done to determine the device efficiency.

A.2.2 Total area (A_t)

Total area is the projected area (on the test plane) of a cell or a module including its outer edges. For the case of a cell attached to glass, the total area would be the area of the glass sheet as well as the frame where present.

A.2.3 Aperture area (A_{ap})

Aperture area is the free area of a mask that is used to delimit the illuminated area on a PV device. The device is masked to an area smaller than the total area, but all essential components of the device such as busbars, fingers and interconnections are not covered by the mask.

A.2.4 Designated illumination area (A_{da})

The cell or module is masked to an area smaller than the total device area, but major cell or module components lie outside the area designated for illumination.

A.3 Area measurement of PV devices

- a) The area of the device or the mask shall be measured as required. When the exposed area is defined by masking (aperture or designated illumination area), it is measured on the inside edges of the mask. The masking material should be completely opaque over all wavelengths of the spectral responsivity of the device under test. The edges should be smooth and the material should have low reflectance.
- b) The device or mask shall be set flat in the apparatus for area measurement with a maximum deviation to the test plane of 2°.
- c) Depending on the geometry (rectangle, square, round, pentagon, trapezoid, other) at least three measurements of each defining length shall be taken and should have the following uncertainties:
 - i) for PV modules (up to 3 m): 2 mm or less;
 - ii) for solar cells with an area equal to or larger than 1 cm²: 0,1 % or less;
 - iii) for solar cells with an area less than 1 cm²: 10 µm or less.

For solar cells typically an enlarged image is made by an optical lens, a microscope or a digital camera. The uncertainties above refer always to the lengths of the device and not to those in the enlarged image.

- d) Figure A.1 to Figure A.4 show examples of defining lengths and measurements for various geometries of PV devices. Small parts such as the screws need not be counted if their cumulative area can be ignored toward the total area of the module. If a device shape is a pentagon or a trapezoid refer to Figure A.2 for definition of the defining lengths.
- e) Determine the average of each defining length in c) and calculate the area of the device under test according to its geometry.
- f) Estimate the measurement uncertainty for the area.

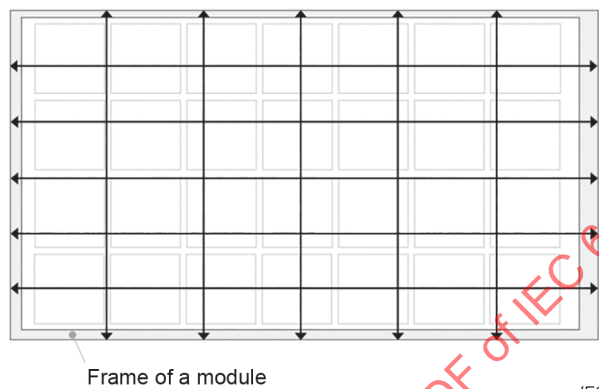


Figure A.1 – PV module (rectangular)

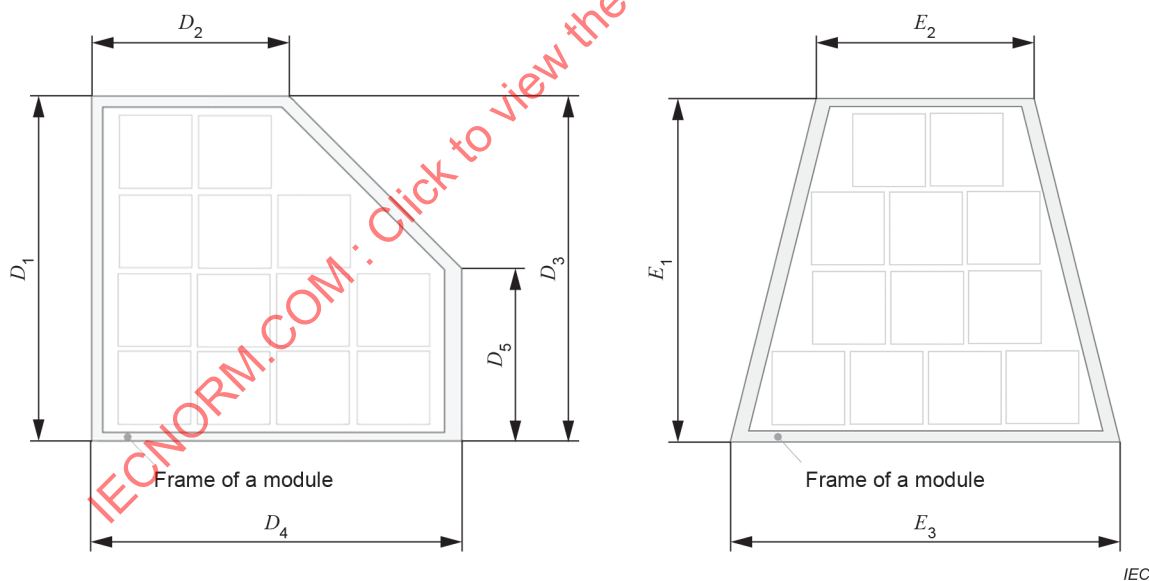


Figure A.2 – PV module of different geometries (pentagon, trapezoid)

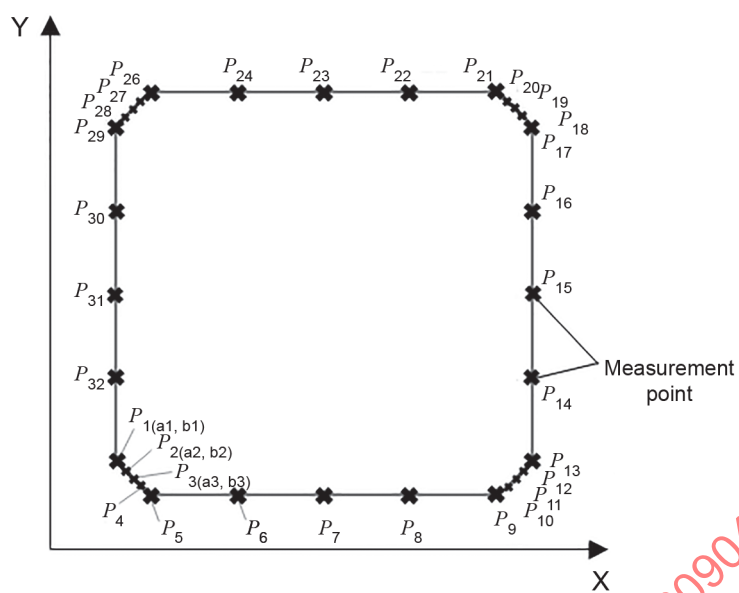


Figure A.3 – PV cell (cut corners)

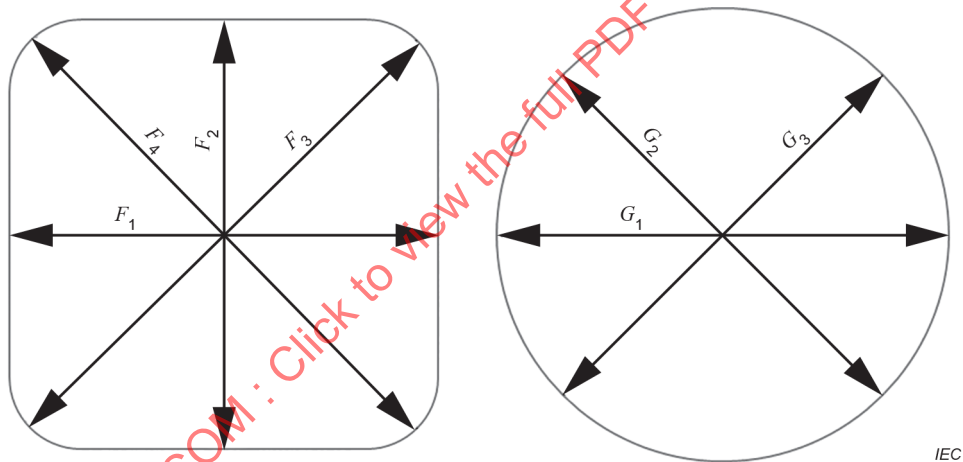


Figure A.4 – PV cell (rounded corners, circle)

Annex B (informative)

Measurement of current-voltage characteristics for PV devices with capacitance

B.1 General

This annex provides details for the measurement of I - V curves of a PV device showing a capacitance. The annex aims to provide a standardized basis to evaluate, and also a guideline to limit the influence of the capacitance of a PV device onto a measured I - V curve. Furthermore, there are also devices that respond in a complex and sometimes unpredictable way to changes in applied voltage. These effects are beyond the scope of this annex.

The efficiency of conventional PV devices has increased significantly in the past decades. As the solar cells are working on a higher injection level (i.e. a higher internal charge carrier density), the time response for high efficiency PV devices becomes a challenge in I - V measurements. The measured current is impacted by the capacitance, which introduces measurement artefacts. For instance, the fill factor of a PV device can be under-estimated when the voltage sweep direction is forward (I_{sc} - V_{oc}), and over-estimated when the direction is backward (V_{oc} - I_{sc}) if the sweep rate is not appropriate. This effect is generally linked to a capacitance and the associated error grows with higher voltage sweep rate (i.e. lower duration of the voltage ramp) and better performance of PV devices. As the effect of capacitance is well known, several techniques have been developed to suppress this measurement error. Here criteria are defined to assess the remaining measurement uncertainty when applying these techniques. The criteria apply to various measurement techniques and different PV devices.

B.2 Definitions

B.2.1

capacitance induced current

charging or discharging current of a PV device due to capacitance when changing the external voltage, current or irradiance intensity applied to the device

Note 1 to entry: Charging or discharging depends on the sweep direction.

Note 2 to entry: As the PV device acts like a capacitor, the measured current of a given PV device is affected.

Note 3 to entry: The measured current is the sum of the steady-state current and the capacitance induced current.

Note 4 to entry: The capacitance induced current is equal to the (absolute) error due to capacitance.

B.2.2

relative error due to capacitance

relative error introduced by the capacitance, defined as the ratio of capacitance induced current over the steady-state current, as a function of PV device voltage

Note 1 to entry: The relative error is zero when there is neither charging nor discharging at the time of measurement. This is the case for infinitely slow changes in the PV device voltage.

B.3 Relative error due to capacitance

PV device capacitance is normally due to change in internal charge carrier density of the PV device and is influenced by technology factors such as cell thickness, energy bandgap, doping density and series resistance of the PV device. PV device capacitance is usually a function of junction voltage.

For PV devices with capacitance, the measured current can be expressed as:

$$I_{\text{meas}} = I_{\text{non-transient}} - \frac{dQ}{dt} \quad (\text{B.1})$$

where

I_{meas} is the current measured at a certain voltage,

$I_{\text{non-transient}}$ is the current that would be measured at the same voltage under steady-state conditions,

dQ/dt is the capacitance induced current caused by changing voltage.

The relative error in the measured current (err_{cap}) can be expressed as:

$$err_{\text{cap}} = \frac{dQ}{dt} / I_{\text{non-transient}} \quad (\text{B.2})$$

Formulae (B.1) and (B.2) are valid for the current's measurement of a PV device under illumination, regardless of whether the illumination light source is natural sunlight, steady-state simulated sunlight or pulsed simulated sunlight. It also applies to the current of a PV device under current injection in the dark.

Figure B.1 shows the equivalent circuit diagram for a PV device exhibiting a capacitance effect. For too high sweep rates, the I - V curve is distorted from the steady-state condition, in a different way depending on the sweep direction (Figure B.2). An example of error due to the effect of device capacitance as a function of sweep rate and sweep direction is shown in Figure B.3.

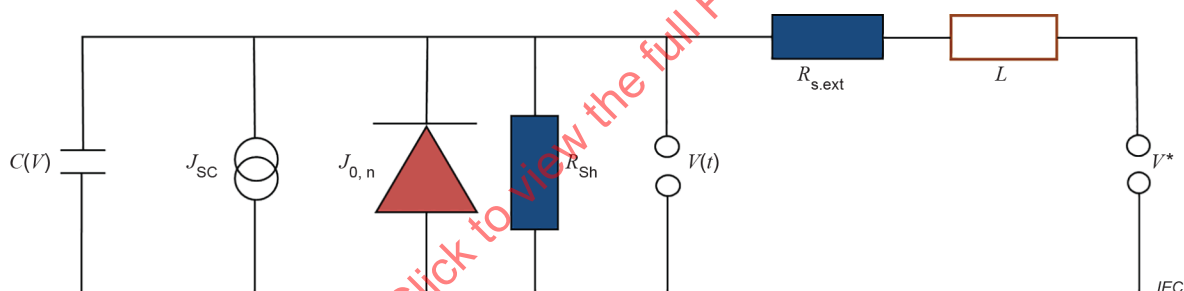


Figure B.1 – Equivalent circuit diagram for device exhibiting a capacitance effect

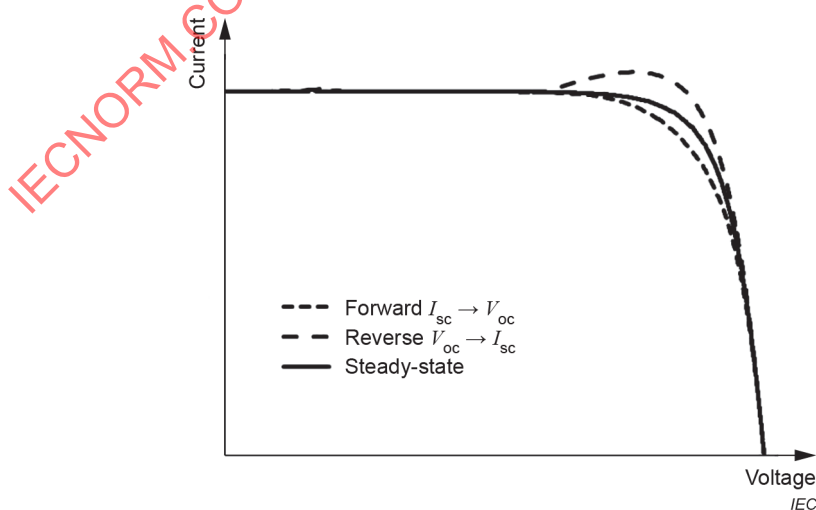
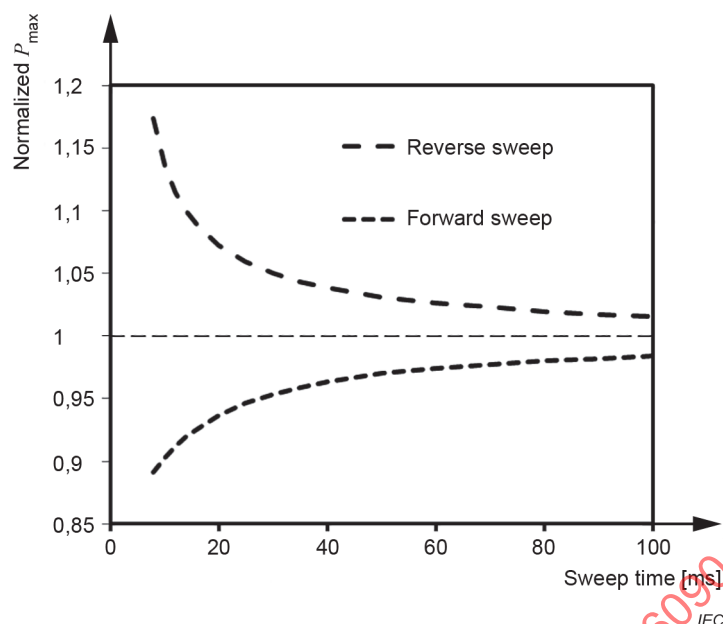


Figure B.2 – Three I - V curves (steady-state, forward sweep and reverse sweep) showing the effect of device capacitance on the curve shape



Note that the deviations are not symmetric with the deviations for forward sweeps in general smaller than for reverse sweeps at the same sweep rate.

Figure B.3 – Deviation of maximum power (P_{max}) determined from I - V curve due to the effect of device capacitance with respect to steady-state result as a function of sweep rate

B.4 Methodologies to suppress the measurement error

B.4.1 General

The following applies for minimizing the measurement error due to the capacitance.

B.4.2 Measurement at steady-state conditions

A steady-state condition with respect to the transient behaviour during measurement of I - V curves means that the charge carrier density inside the semiconductor material of the PV device stays constant. One way to achieve steady-state conditions is to wait sufficiently long (large time delay) until the current induced by the capacitance vanishes, i.e. $dQ/dt = 0$. Steady-state is defined as the point where both $dV/dt = 0$ and $dI/dt = 0$, but this condition will never be reached exactly in practice. The current's measurement will be performed after the PV device reaches a quasi-steady-state condition at each voltage step.

NOTE Acquisition systems are typically not calibrated in relation to time, but this is not required as the uncertainties related to time are expected to have negligible effect on the results.

Furthermore, the delay between the exposure of the device under test to light and the start of the measurement of the I - V curve should be sufficient so that the device response can stabilize after this sudden change in irradiance. Indeed, some PV technologies can also show a transient shift in the initial I - V values when the illumination condition of the device is suddenly changed (trigger, flash pulse, shutter opening, etc.), until a stable condition is reached. This transient behaviour could be related to junction capacitance or to other material-related processes such as low carrier lifetime, saturation of traps, interfaces acting as recombination sites or charged barrier layers. In these cases, the shape of the I - V curve can be deformed or altered if the voltage sweep starts immediately after the device is exposed to light. This can easily be observed, prior to the measurement of the I - V curve, by monitoring the signals for example with an oscilloscope.

B.4.3 Measurement at quasi-steady-state conditions

The time delay for a given PV device to become completely steady-state could be very long. Therefore, the measurement can be performed with minimum uncertainty once a quasi-steady-state condition is reached. A method for minimizing the error due to capacitance when varying the voltage in steady steps (i.e. step ramping) is to verify (for each data point in the I - V curve) that both dV/dt and dI_{meas}/dt approach 0 when the data is recorded.

The differences arising from an acceptable capacitance error (as defined in B.4.4) shall be considered in the measurement uncertainty.

B.4.4 Common methods for characterisation of capacitive PV devices

B.4.4.1 General considerations

Several procedures involving long-pulse solar simulators, multi-flash method, steady-state solar simulators or natural sunlight are suitable for the characterisation of PV devices with capacitance. Practical recommendations are given below for measurement procedures that can be applied to reduce errors due to capacitance of the PV device under test. In general the validity of measurements can be verified by a variation of the sweep rate. If doubling the sweep rate of an I - V curve does not affect any I - V curve parameter by more than 0,5 %, then measurements at both sweep rates or slower are considered to have acceptable capacitance error.

B.4.4.2 Linear sweeps

B.4.4.2.1 Single linear sweep

Single linear sweep I - V measurement can be made under continuous (simulated or natural) sunlight or on long-pulse solar simulators (typically 100 ms or longer). In this case the quasi-steady-state condition can be directly reached because sufficiently low voltage sweep rates can be achieved and the error due to capacitance is acceptable.

B.4.4.2.2 Sectional (multi-flash)

Sectional (multi-flash) I - V measurements with linear sweep rate can be used on pulsed solar simulators. The voltage ramp is divided into multiple sections, thus increasing the total duration of the measurement and decreasing the voltage sweep rate. The solar simulator is flashed at each section, and the current's measurement is performed over a small range of voltage sweep. The whole I - V curve is then compiled by combining data measured in each section. The result is considered sufficiently accurate if the sweep rate for any segment is slow enough that the error in the measurement results due to capacitance becomes acceptable.

B.4.4.2.3 Variation of sweep rate

Find a suitable sweep rate by varying the sweep rate until all I - V curve parameters agree between two consecutive sweeps to 0,5 % or better. An alternative method is to compare the I - V curves for forward and reverse sweeps. If all I - V curves parameters for both sweeps agree better than 0,5 %, this is experimental verification that the capacitance error is acceptable. Otherwise the measurement parameters or procedure should be changed until the above agreement is reached.

B.4.4.3 Step-wise sweeps

B.4.4.3.1 Single step-wise sweep

The entire I - V curve is measured with a single step-wise voltage sweep, while maintaining each applied voltage constant until the current is stable enough. If the same time delay is used for each voltage step it has to be sufficiently long to allow for the device current to stabilize at any voltage. Alternatively, as the time needed for the PV device current to stabilize depends on the applied voltage, the voltage sweep profile can be customized for different kinds of PV devices.

B.4.4.3.2 Single point (multi-flash)

At each flash a fixed voltage is imposed, thus always keeping the PV device as close as possible to quasi-steady-state. Since each measurement corresponds to a single point of the entire I - V curve, this method generally requires careful selection of the total number of measurement points and a procedure for the interpolation of data (linear or multi-degree polynomial interpolation). A too small number of points or a low-degree polynomial interpolation can cause higher uncertainties in the measurement result.

B.4.4.3.3 Monitoring and step-wise adaption

For each voltage step the parameters dV/dt and dI/dt are monitored. When both are stabilised to an acceptable level, the data point is taken and the next voltage step imposed.

B.4.4.4 Hysteresis measurement and correction

The steady-state I - V curve is derived from forward and backward sweep I - V data using a model for the capacitance of the PV devices. Comparison with multi-flash methods or sweep rate variation is typically used to determine the accuracy achieved on a given type of device. If by doubling the sweep rate of the two sweeps all I - V curve parameters agree between two consecutive sweep rates to 0,5 % or better measurements at this sweep rate or slower are considered to have acceptable capacitance error.

B.4.4.5 Voltage modulation

A time-varying voltage is applied to the PV device, designed to maintain constant charge within the PV device. In this way it counteracts changes in the electron- and hole-density profiles in the PV device, as well as voltage drops due to wiring, solar cell metallization and internal series resistances. The method requires a preliminary measurement to determine the correct voltage modulation, which can vary from device to device for a given type depending on the manufacturer, production batch or class.

B.4.4.6 Determination of open-circuit voltage

A further possibility to verify the open-circuit voltage is to perform a separate measurement where the device under test is simply held under open-circuit conditions without performing a voltage sweep.

B.5 Report

The following should be reported for an investigation of the capacitance:

- err_{cap} at maximum-power point, including measured V_{Pmax} and I_{Pmax} .
- err_{cap} at open circuit point, including measured V_{oc} .
- dI/dt and dV/dt for the data points used to determine I_{Pmax} and V_{Pmax} , if applicable.

An evaluation of the measurement relative error due to capacitance is valid only for PV devices identical to the one used for the measurement. Any change in the V_{Pmax} , V_{oc} , dI/dt or dV/dt will require a new measurement or calculation of the error. However, a parameter range can be given for PV devices with lower capacitance, for which the evaluation holds as an upper limit.

B.6 Reference documents

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

N Ferretti, Y Pelet, J Berghold, V Fakhfouri, P Grunow, "Performance testing of high efficient PV modules using single 10 ms flash pulses", *Proc. 28th European PVSEC*, 2013, pp. 3184-3187

A Virtuani, G Rigamonti, G Friesen, D Chianese and P Beljean, "Fast and accurate methods for the performance testing of highly-efficient c-Si photovoltaic modules using a 10 ms single-pulse solar simulator and customized voltage profiles", *Meas. Sci. Technol.* **23**, 2012, 115604 (8pp.)

C Monokroussos, D Etienne, K Morita, C Dreier, U Therhaag and W Herrmann, "Accurate power measurements of high capacitance PV modules with short pulse simulators in single flash", *Proc. 27th European PVSEC*, 2012, pp. 3687 – 3692

H Vahlman, J Lipping, J Hyvärinen, A Tolvanen and S Hyvärinen, "Capacitive effects in high-efficiency solar cells during I - V curve measurement: considerations of error of correction and extraction of minority carrier lifetime", *Proc. 35th European PVSEC*, 2018, pp. 254 – 261

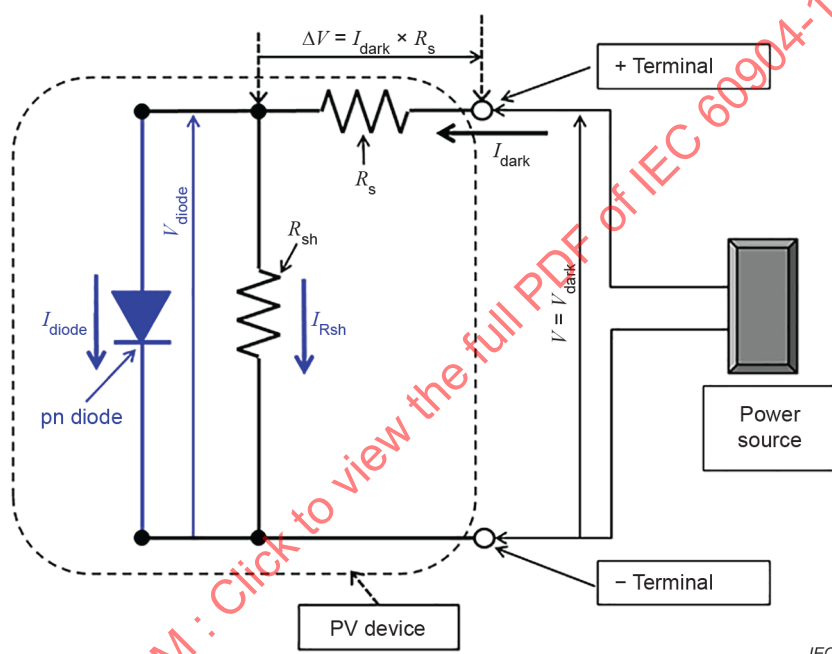
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60904-1:2020

Annex C (informative)

Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics without illumination (dark I - V)

C.1 General

Usually current-voltage characteristics of PV devices are measured under illumination (called I - V curve). This annex provides a method to measure I - V characteristics of PV devices without illumination, which will be defined as “dark I - V curve”. By combining dark I - V curves and conventional I - V curves under illumination, additional information about the performance of PV devices can be revealed.



IEC

Figure C.1 – I - V characteristics without illumination (dark I - V curve)

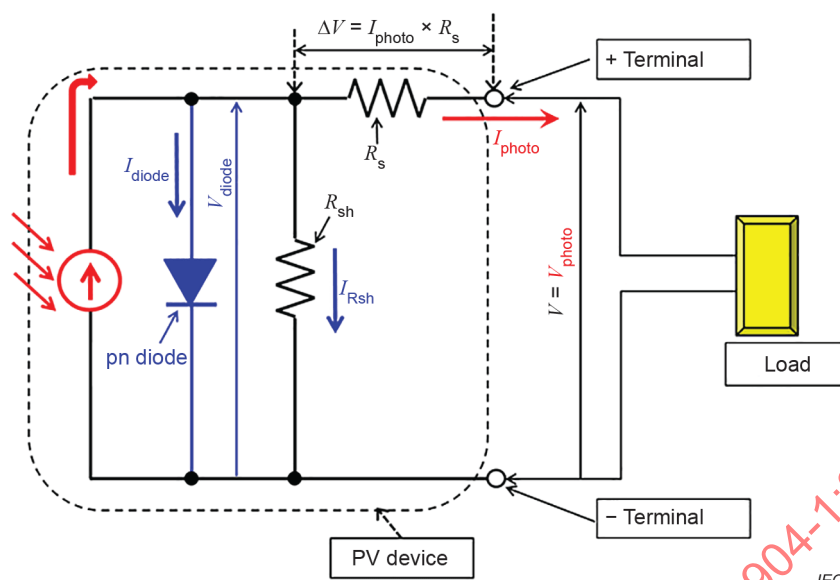


Figure C.2 – I - V characteristics under illumination (I - V curve)

I - V characteristics without illumination (dark I - V curve) proposed in this annex represent the I - V characteristics of the diodes of PV devices themselves as shown in Figure C.1. A forward current will be injected into the pn diode (i.e. the PV device) by the power source. The current $I_{\text{dark}} (= I_{\text{diode}} + I_{\text{Rsh}})$ will be measured as a function of V_{dark} . On the other hand, the conventional I - V characteristics under illumination (I - V curve) will be measured when a load is connected to the PV device as shown in Figure C.2. The current I_{photo} passing through the load will be measured as a function of V_{photo} . It should be noted that the I - V characteristics with and without illumination are basically different since the objects measured are PV devices acting as a passive load and as a power generator, respectively.

C.2 Apparatus

The equipment for the measurement of voltage, current and temperature of PV devices shall meet the requirements in accordance with 4.2 with the modification that the instrumental measurement uncertainty shall be referred to the maximum of each range of interest rather than to open-circuit voltage and short-circuit current.

Additionally an appropriate DC power supply is required, in order to inject the forward current into the device under test; a power supply controlled at constant current is recommended, but constant voltage control is also feasible. The power supply maximum current should exceed the STC value of the short-circuit current ($I_{\text{SC,STC}}$) of the device under test. However, this can damage some cells of PV technologies that are highly photoconductive (e.g. amorphous silicon and CdTe) as the current is forced to flow through shunts and will heat the device under test due to the series resistance losses. This can be avoided by limiting the bias for these types of devices to not exceed the STC V_{oc} value.

C.3 Procedure

C.3.1 General

The I - V characteristics under illumination (I - V curve) shall be measured according to the main part of this document.

The location for the measurement of dark I - V characteristics should be sufficiently dark, i.e. with a limited amount of background irradiance due to ambient or stray light (see below).

$I_{SC,STC}$ shall be measured before the dark I - V curve measurement. The range of current spanned in the dark I - V measurement shall be larger than two orders of magnitude for the appropriate analyses. The required voltage range depends on the device under test. Voltage drop due to the series resistance should be considered when the maximum voltage is determined.

C.3.2 Dark I - V curve measurements

Measurement of dark I - V characteristics shall be performed as follows:

- a) Mount the device under test consistent with Clause 6 or Clause 7;
- b) The residual irradiance during the dark I - V measurement shall be such that the I_{SC} generated is 1 % or less of $I_{SC,STC}$;
- c) The power source should be controlled in constant current or constant voltage mode:
 - 1) The maximum injection current (i.e. condition close to the crossing that would be V_{oc} in the I - V curve under illumination) should be larger than $I_{SC,STC}$ of the device under test. It should be noted that trying to get I_{SC} to flow in the dark will damage some materials because the current is forced to go through shunts;
 - 2) The minimum value of injection current (i.e. condition close to the zero-voltage crossing that would be I_{SC} in the I - V curve under illumination) shall be less than 1 % of $I_{SC,STC}$;
- d) The output voltage of the power source shall cover a voltage range sufficient to supply the required current range taking into account the voltage drop due to the series resistance of the device under test.

Annex D (informative)

Influence of spatial non-uniformity of irradiance on I - V curve parameters

D.1 General

The impact of spatial non-uniformity of irradiance on the shape of the module I - V curve is a complex phenomenon, which is determined by a number of parameters. Generally, non-uniform illumination of a PV module causes a scatter of short-circuit currents of serially-connected cells. This pattern overlaps the normal scatter of cell performance, which is caused by manufacturing tolerances. During I - V measurement the output current of the PV module is typically varied from the maximum cell current to zero, causing voltage contributions from the cells in accordance with the respective working points on the cell I - V curves.

For spatially non-uniform illumination this means that starting from a certain module current level, cells with short-circuit currents lower than this level will operate on their reverse I - V curve resulting in a negative voltage contribution. The sum of these negative voltage contributions will cause a deformation of the module I - V curve. Generally, it can be observed that the lower the cell short-circuit current and the higher the shunt resistance of the cell (slope of the reverse I - V curve) are, the larger the negative cell voltage is. However, the sum of negative cell voltages is normally limited by the bypass diode, which is connected in parallel to the various sub-strings of cells. It will turn on when the sum of negative cell voltages equals the sum of positive cell voltages plus the forward voltage of the bypass diode for the module current.

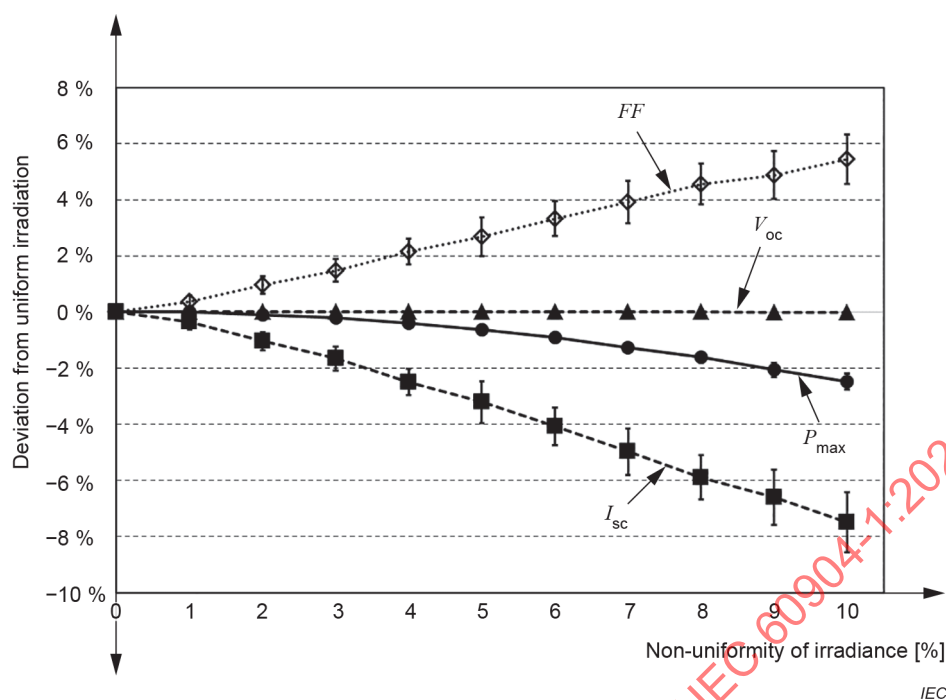
Based on this construction principle of the module I - V curve, Figure D.1 shows an example of the impact of spatial non-uniformity of irradiance on the I - V curve parameters. The curves are based on Monte Carlo simulation with the following settings:

- Cell interconnection circuit: 6×10 cell arrangement, 3 sub-strings of cells with bypass diodes in parallel
- I_{sc} manufacturing tolerance of cells = ± 1 % (rectangular distribution)
- High shunt cells with average shunt resistance of 100Ω (Gaussian distribution)
- Average irradiance = $1\,000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ with randomly generated values at cells between minimum and maximum irradiance

Figure D.1 reveals that impacts on P_{max} are clearly lower than for I_{sc} and fill factor (FF). For P_{max} a deviation from the uniform case larger than 0,5 % is only observed for spatial non-uniformity of irradiance larger than 5 %. Because the P_{max} value generally shows only a weak dependency on spatial non-uniformity of irradiance in that non-uniformity range (under constant average irradiance), this parameter is preferred for setting the solar simulator in the presence of significant spatial non-uniformity of irradiance.

If the irradiance is not randomly distributed across the module, but concentrated in a certain sub-string of cells, the module parameters I_{sc} and FF do not follow a linear function as shown in Figure D.1. This is due to the fact that the sub-strings of cells are operated at different average irradiances resulting in a stepped module I - V curve. In this case, the module short-circuit current can even exceed the short-circuit current of the uniform case, under condition of the same average irradiance. On the other hand, the rule that P_{max} deviation larger than 0,5 % is only observed for spatial non-uniformity of irradiance larger than 5 % is still valid.

For more details refer to the reference documents in Clause D.2.



For each run the irradiance distribution was randomly calculated and the average irradiance was normalized to a constant value.

Figure D.1 – Monte-Carlo simulation of a 60-cell PV module with high shunt cell type

D.2 Reference documents

W. Herrmann, W. Wiesner, "Modelling of PV modules – The effects on non-uniform irradiance on performance measurements with solar simulators", *Proc. 16th European PVSEC*, 2000, pp. 2338 – 2341

C. Monokroussos, D. Etienne, K. Morita, V. Fakhfour, J. Bai, C. Dreier, U. Therhaag and W. Herrmann, "Impact of Calibration Methodology into the Power Rating of c-Si PV Modules Under Industrial Conditions", *Proc. 28th European PVSEC*, 2013, pp. 2926-2934

Bibliography

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

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

IEC 61829, *Photovoltaic (PV) array – On-site measurement of current-voltage characteristics*

B. Paviet-Salomon, J. Levrat, V. Fakhfour, Y. Pelet, N. Rebeaud, M. Despeisse, C. Ballif, "Accurate determination of Photovoltaic cell and module peak power from their current-voltage characteristics", *IEEE Journal of Photovoltaics* **6** (6), 2016, pp. 1564-1575

ASTM E948 – 16, *Standard Test Method for Electrical Performance of Photovoltaic Cells Using Reference Cells Under Simulated Sunlight*

ASTM E1036 – 15, *Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells*

Antonio Luque (Editor), Steven Hegedus (Co-Editor), *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2nd Ed., 2010, 1164 pp

H. Müllejans, W. Zaaiman, R. Galleano, "Analysis and mitigation of measurement uncertainties in the traceability chain for the calibration of photovoltaic devices", *Measurement Science and Technology* **20**, 2009, 075101 1-12

B Paviet-Salomon, J Levrat, V Fakhfour, Y Pelet, N Rebeaud, M Despeisse and C Ballif, "New guidelines for a more accurate extraction of solar cells and modules key data from their current–voltage curves", *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, 2017, pp. 623-635

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	36
1 Domaine d'application	38
2 Références normatives	39
3 Termes et définitions	40
4 Exigences générales	40
4.1 Généralités	40
4.2 Mesurages	41
4.3 Stabilisation	42
4.4 Équivalence des performances en régime stabilisé	43
4.5 Conditions de référence	43
4.6 Transposition des conditions d'essai vers des conditions de référence	43
5 Matériel	44
6 Mesurages sous éclairement solaire naturel	46
6.1 Généralités	46
6.2 Procédure d'essai	46
7 Mesurage sous éclairement solaire simulé	47
7.1 Généralités	47
7.2 Procédure d'essai	48
8 Analyse des données	50
8.1 Transposition des conditions d'essai vers des conditions de référence	50
8.2 Extraction des paramètres de la courbe $I-V$	50
8.3 Évaluation de l'incertitude de mesure	51
9 Rapport d'essai	51
Annexe A (informative) Mesurage de la surface des dispositifs	53
A.1 Généralités	53
A.2 Définition de la surface des dispositifs	53
A.2.1 Généralités	53
A.2.2 Surface totale (A_t)	53
A.2.3 Surface d'ouverture (A_{ap})	53
A.2.4 Surface d'éclairage désignée (A_{da})	53
A.3 Mesurage de la surface des dispositifs PV	53
Annexe B (informative) Mesurage des caractéristiques courant-tension pour les dispositifs PV à capacité	56
B.1 Généralités	56
B.2 Définitions	56
B.3 Erreur relative due à la capacité	57
B.4 Méthodes de correction de l'erreur de mesure	58
B.4.1 Généralités	58
B.4.2 Mesurage en régime stabilisé	58
B.4.3 Mesurage en régime quasi stabilisé	59
B.4.4 Méthodes courantes de caractérisation des dispositifs PV à capacité	59
B.5 Rapport	61
B.6 Documents de référence	61
Annexe C (informative) Mesurage des caractéristiques courant-tension des dispositifs photovoltaïques sans éclairage (dans l'obscurité $I-V$)	62

C.1	Généralités	62
C.2	Matériel	63
C.3	Procédure	63
C.3.1	Généralités	63
C.3.2	Mesurages de la courbe $I-V$ dans l'obscurité	64
Annexe D (informative) Influence de la non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique sur les paramètres de la courbe $I-V$		65
D.1	Généralités	65
D.2	Documents de référence	66
Bibliographie		67

Figure 1 – Schéma de la caractéristique courant-tension (courbe $I-V$) représentant les paramètres types de la courbe $I-V$: courant de court-circuit (I_{SC}), tension en circuit ouvert (V_{OC}), puissance maximale (P_{max}), tension à la puissance maximale (V_{Pmax}) et courant à la puissance maximale (I_{Pmax})

41

Figure 2 – Schéma de la caractéristique puissance-tension (courbe $P-V$) représentant les paramètres types de la courbe $I-V$: tension en circuit ouvert (V_{OC}), puissance maximale (P_{max}) et tension à la puissance maximale (V_{Pmax})

41

Figure A.1 – Module PV (rectangulaire)

54

Figure A.2 – Module PV de différentes figures géométriques (pentagone, trapèze)

54

Figure A.3 – Cellule PV (angles coupés)

55

Figure A.4 – Cellule PV (angles arrondis, cercle)

55

Figure B.1 – Schéma de circuit équivalent pour un dispositif présentant un effet capacitif

57

Figure B.2 – Trois courbes $I-V$ (régime stabilisé, balayage vers l'avant et balayage vers l'arrière) présentant l'effet de la capacité du dispositif sur la forme de la courbe

58

Figure B.3 – Écart de la puissance maximale (P_{max}) déterminée à partir de la courbe $I-V$ en raison de l'effet de la capacité du dispositif par rapport au résultat en régime stabilisé en fonction de la vitesse de balayage

58

Figure C.1 – Caractéristiques $I-V$ sans éclairage (courbe $I-V$ dans l'obscurité)

62

Figure C.2 – Caractéristiques $I-V$ sous éclairage (courbe $I-V$)

63

Figure D.1 – Simulation de Monte-Carlo d'un module PV à 60 cellules de type shunt élevé

66

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

DISPOSITIFS PHOTOVOLTAÏQUES –

Partie 1: Mesurage des caractéristiques courant-tension des dispositifs photovoltaïques

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

La Norme internationale IEC 60904-1 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 2006. Cette édition constitue une révision technique.

Les principales modifications par rapport à l'édition précédente sont les suivantes:

- Mise à jour du domaine d'application pour inclure toutes les conditions.
- Ajout d'un article "Termes et définitions".
- Réorganisation du document pour éviter les doublons inutiles.
- Ajout d'un article "Analyse des données".

- Ajout d'annexes informatives (mesurage de la surface, dispositifs PV à capacité, courbes $I-V$ dans l'obscurité et effet de la non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique).

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
82/1760/FDIS	82/1786/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.

La version française de la norme n'a pas été soumise au vote.

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. À 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 1: Mesurage des caractéristiques courant-tension des dispositifs photovoltaïques

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 60904 décrit les procédures pour le mesurage des caractéristiques/courant-tension (courbes I - V) des dispositifs photovoltaïques (PV) sous éclairage solaire naturel ou simulé. Ces procédures sont applicables aux cellules solaires individuelles PV, aux sous-ensembles de cellules solaires PV ou aux modules PV. Elles sont applicables aux dispositifs PV monofaciaux à jonction unique. Pour les autres types de dispositifs, il est fait référence aux documents correspondants, en particulier l'IEC 60904-1-1 pour les dispositifs multijonctions et l'IEC TS 60904-1-2, pour les dispositifs bifaciaux. Des annexes informatives supplémentaires sont fournies et concernent le mesurage de la surface des dispositifs PV (Annexe A), le mesurage des caractéristiques courant-tension des dispositifs PV à capacité (Annexe B), le mesurage des caractéristiques courant-tension dans l'obscurité (courbes I - V dans l'obscurité) (Annexe C) et les effets de la non-uniformité spatiale de l'éclairage énergétique (Annexe D).

NOTE Les méthodes fournies dans le présent document peuvent également être utilisées à titre de recommandations pour obtenir les courbes I - V des champs de modules PV. Pour les mesurages sur site, se reporter à l'IEC 61829.

Le présent document s'applique aux dispositifs PV sans concentration destinés à être utilisés dans des environnements terrestres, en référence (habituellement mais pas exclusivement) à l'éclairage énergétique spectral de référence global AM1.5 défini dans l'IEC 60904-3. Il peut également s'appliquer aux dispositifs PV destinés à être utilisés sous une exposition énergétique concentrée si l'application utilise l'éclairage solaire direct et s'il est fait référence à l'éclairage énergétique spectral de référence direct AM1.5d de l'IEC 60904-3.

Le présent document a pour objet de formuler des exigences fondamentales pour le mesurage des courbes I - V des dispositifs PV, de définir des procédures pour les différentes techniques de mesure utilisées et de présenter des pratiques visant à réduire le plus possible l'incertitude de mesure. Il est applicable au mesurage des courbes I - V en général. Les mesurages I - V peuvent poursuivre plusieurs objectifs, tels que l'étalonnage (c'est-à-dire, mesurage traçable avec une incertitude déclarée, généralement effectué dans des conditions normales d'essai) d'un dispositif PV en essai par rapport à un dispositif de référence, le mesurage des performances (par exemple, pour la température et l'éclairage énergétique du dispositif) dans différentes conditions telles que celles exigées par l'IEC 60891 (pour la détermination des coefficients de température ou la résistance-série interne), par l'IEC 61853-1 (pour la détermination des caractéristiques assignées de puissance des dispositifs PV) ou par l'IEC 60904-10 (pour la détermination de la dépendance linéaire et de la linéarité de la puissance par rapport à un paramètre d'essai spécifique). Les mesurages I - V sont également importants dans les environnements industriels tels que les installations de production de modules PV et pour les essais sur le terrain. L'IEC TR 60904-14 fournit des recommandations supplémentaires sur les mesurages I - V dans les installations de production.

Les exigences réelles (par exemple, pour la classe du simulateur solaire) dépendent de l'utilisation finale. D'autres normes faisant référence à l'IEC 60904-1 peuvent stipuler des exigences particulières. Lorsque ces exigences particulières sont en contradiction avec le présent document, celles-ci prévalent.

2 Références normatives

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

IEC 60891, *Dispositifs photovoltaïques – Procédures pour les corrections en fonction de la température et de l'éclairement à appliquer aux caractéristiques I-V mesurées*

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

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 60904-4, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 4: Dispositifs solaires de référence – Procédures pour établir la traçabilité de l'étalonnage*

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

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

IEC 60904-9, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 9: Exigences pour le fonctionnement des simulateurs solaires*

IEC 60904-10, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 10: Méthodes de mesure de la linéarité*

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

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

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

IEC 61853-1, *Essais de performance et caractéristiques assignées d'énergie des modules photovoltaïques (PV) – Partie 1: Mesures de performance en fonction de l'éclairement et de la température, et caractéristiques de puissance*

IEC TR 63228, *Measurement protocols for photovoltaic devices based on organic, dye-sensitized or perovskite materials* (disponible en anglais seulement)

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

¹ En cours d'élaboration.

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.

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

vitesse de balayage

taux de variation temporelle de la tension appliquée au dispositif PV mesuré

Note 1 à l'article: Le terme "taux de rampe" est également utilisé de façon interchangeable.

3.2

direction du balayage

sens de variation de la tension appliquée pendant les mesurages I - V . Une vitesse de balayage positive est appelée balayage direct ou vers l'avant (direction I_{sc} à V_{oc}), tandis qu'une vitesse de balayage négative est appelée balayage inverse ou vers l'arrière (direction V_{oc} à I_{sc})

3.3

délai

intervalle de temps entre la variation de la tension appliquée au dispositif PV et le mesurage du courant du dispositif PV

4 Exigences générales

4.1 Généralités

À des fins d'illustration, la représentation schématique d'une caractéristique courant-tension (courbe I - V) est donnée à la Figure 1 et celle de la caractéristique puissance-tension correspondante (courbe P - V) à la Figure 2.

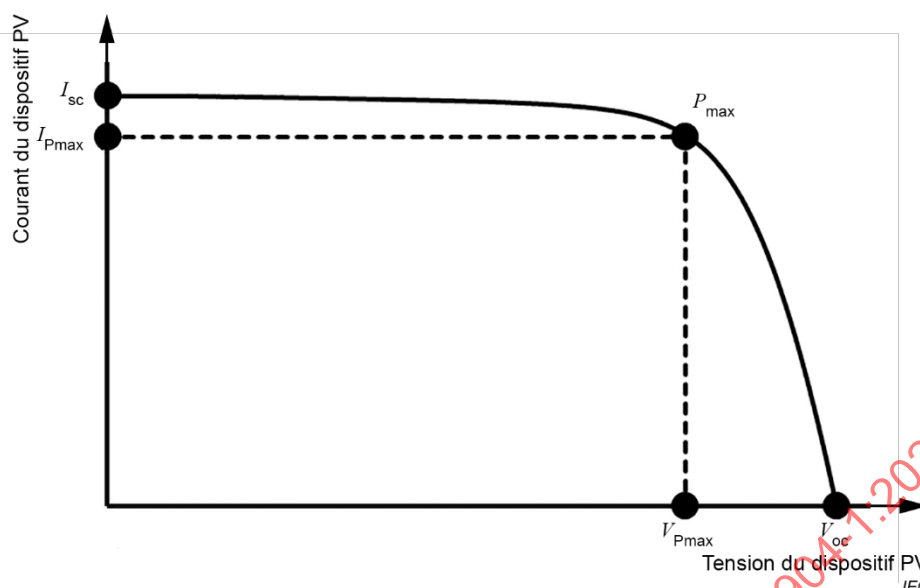


Figure 1 – Schéma de la caractéristique courant-tension (courbe I - V) représentant les paramètres types de la courbe I - V : courant de court-circuit (I_{sc}), tension en circuit ouvert (V_{oc}), puissance maximale (P_{max}), tension à la puissance maximale (V_{Pmax}) et courant à la puissance maximale (I_{Pmax})

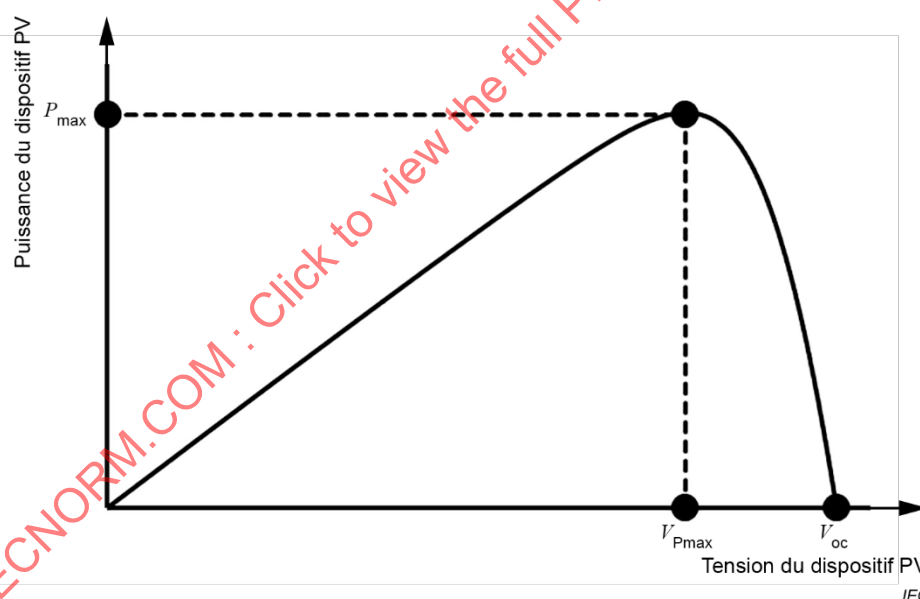


Figure 2 – Schéma de la caractéristique puissance-tension (courbe P - V) représentant les paramètres types de la courbe I - V : tension en circuit ouvert (V_{oc}), puissance maximale (P_{max}) et tension à la puissance maximale (V_{Pmax})

4.2 Mesurages

- Lorsque les mesurages sont destinés à être consignés dans des conditions normales d'essai (voir 4.5), l'éclairement énergétique moyen dans le plan pendant le mesurage doit être compris entre $800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ et $1\,200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ afin de réduire le plus possible les erreurs causées par des corrections importantes.
- Il convient de disposer les capteurs de température de manière à détecter le plus précisément possible la température de la jonction des cellules du dispositif correspondant. Il convient d'inclure une contribution appropriée à l'incertitude de mesure en cas de soupçons de gradient de température entre le capteur et la jonction des cellules.

Il convient également de tenir compte de toute non-uniformité éventuelle de température sur les deux dispositifs, surtout les modules PV, au niveau desquels la température des cellules individuelles peut varier en raison de leurs caractéristiques électriques, notamment lorsque le module est éclairé dans des conditions de court-circuit. La méthode de détermination de la température de cellule équivalente (ECT) spécifiée dans l'IEC 60904-5 peut être utile pour traiter soit d'un gradient de température, soit d'une non-uniformité de température. Il convient que l'effet de refroidissement du flux d'air (par exemple, dû au vent pendant le mesurage à l'extérieur ou au conditionnement d'air de la salle pour les mesurages à l'intérieur) soit pris en considération sur les capteurs de température dans l'incertitude de mesure de la température.

- c) La surface active du dispositif en essai doit être coplanaire dans une limite de $\pm 2^\circ$ avec la surface active du dispositif de référence.
- d) Les tensions et les courants doivent être mesurés en utilisant des fils indépendants à partir des bornes du dispositif en essai et en les maintenant aussi courts que possible. Si le dispositif en essai est un module, un sous-ensemble ou une cellule solaire encapsulée, il convient que la connexion à 4 fils commence au niveau des bornes ou des connecteurs. Si le dispositif en essai est une cellule photovoltaïque nue, il convient que la connexion à 4 fils commence au niveau des jeux de barres des cellules. Il convient d'évaluer soigneusement la méthode de connexion pour les cellules nues (c'est-à-dire, fournies sans connecteurs). Des différences peuvent se produire si des languettes soudées sont utilisées par rapport aux méthodes avec des connexions non soudées, telles que des barres avec des ressorts de contact ou des plateaux conducteurs ayant un contact sur une grande zone avec le contact au dos de la cellule. Les méthodes avec des connexions non soudées peuvent entraîner des coefficients de remplissage plus élevés que ceux observés dans le module. Il convient que la méthode de contact soit appropriée à l'utilisation prévue de la cellule ou du mesurage. La méthode de contact utilisée (cellules nues) ou le point de contact (modules) pour la connexion à 4 fils doivent être indiqués dans le rapport. Pour les cellules solaires nues sans jeux de barres ou les cellules à faible conductivité de surface telles que les cellules à jeux de barres multiples, il convient que la connexion à 4 fils commence au niveau de la structure de contact afin d'éviter une augmentation artificielle des coefficients de remplissage lors du mesurage, causée par la chute de tension de la résistance entre la sonde de courant et la sonde de tension sur la cellule. Les écarts éventuels entre l'étalonnage du système de mesure (généralement dans des conditions de charge statique) et son utilisation lors des mesurages de la courbe $I-V$ (conditions de charge dynamique) doivent être pris en considération.
- e) Il convient de mesurer la courbe $I-V$ de telle sorte que le point de courant de court-circuit et le point de tension en circuit ouvert se situent tous deux dans les limites de l'ensemble de données, y compris après la correction par rapport aux conditions de référence (Article 8). Se reporter à l'Article 8 pour une extrapolation éventuelle en vue de calculer ces points à partir des données mesurées.
- f) Le mesurage de la courbe $I-V$ peut également être effectué sans éclairage ($I-V$ dans l'obscurité) (voir Annexe C), mais cela n'est généralement pas exigé.

4.3 Stabilisation

Des précautions doivent être prises pour mesurer avec soin les dispositifs PV qui sont métastables. Il convient d'effectuer la stabilisation avant toute caractérisation (mesurage $I-V$ ou mesurage de la sensibilité spectrale) lorsqu'il est possible de stabiliser le dispositif. Toute procédure de stabilisation effectuée doit être consignée avec les résultats d'essais dans le rapport. La série de normes IEC 61215 fournit des recommandations relatives à la stabilisation appropriée en fonction de la technologie. Il convient de mesurer le dispositif en essai avant et après la procédure stabilisation lorsqu'une telle procédure est appliquée. Il convient d'évaluer et de consigner dans le rapport la variation des paramètres caractéristiques $I-V$.

S'il n'est pas possible de stabiliser le dispositif, ou si la stabilisation n'a pas été tentée, cela doit être indiqué dans le rapport de mesure.

4.4 Équivalence des performances en régime stabilisé

La caractéristique I - V du dispositif en essai doit être mesurée de manière à refléter aussi fidèlement que possible les performances du dispositif en régime stabilisé, c'est-à-dire en l'absence d'influence due à des dérives de l'éclairement énergétique, de la température ou de la vitesse de balayage de la tension du dispositif. Les effets de la vitesse de balayage se produisent lorsque la polarisation de la tension est accélérée ou balayée trop rapidement pour que la réponse du dispositif s'équilibre à chaque mesurage du courant. Ces effets peuvent s'expliquer par la capacité du dispositif, comme c'est le cas pour certains dispositifs PV en silicium cristallin, ou par une réponse plus complexe du dispositif, comme cela est observé fréquemment au niveau de certains dispositifs à couche mince tels que les cellules pérovskites, voir IEC TR 63228.

Les erreurs dues à la capacité des dispositifs PV sont liées à la combinaison de la technologie PV et des paramètres de mesure de la courbe I - V (direction du balayage, délai par point de mesure, nombre d'impulsions (dans la méthode des impulsions multiples) et taux de variation de la tension, du courant ou de l'éclairement énergétique appliqués). Les erreurs dues à la capacité du dispositif PV sont en principe plus prononcées pour le point de puissance maximale et la tension en circuit ouvert de la courbe I - V , tandis que les erreurs de courant de court-circuit dues à la capacité sont en général minimales. L'Annexe B fournit davantage de recommandations pour garantir que le mesurage se rapproche des conditions de régime stabilisé.

La contribution des effets transitoires à l'incertitude globale de mesure doit être prise en considération.

4.5 Conditions de référence

En règle générale, les résultats d'essai sont consignés dans le rapport pour plusieurs conditions. Les trois principaux paramètres qui doivent être consignés dans le rapport avec tout résultat d'essai sont les suivants:

- a) Éclairement énergétique total dans le plan.
- b) Éclairement énergétique spectral dans le plan d'essai (graphique ou tableau), si des corrections de désadaptation des réponses spectrales sont exigées.
- c) Température de la jonction des cellules du dispositif en essai.

Les conditions de référence les plus courantes sont les conditions normales d'essai (STC, *standard test conditions*) qui correspondent à un éclairement énergétique total dans le plan de $1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ avec une distribution spectrale de l'éclairement telle que définie dans l'IEC 60904-3 (globale), et à une température de la jonction des cellules de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Toutefois, il arrive que le résultat de l'essai soit souhaité dans d'autres conditions. Les trois principaux paramètres de référence énumérés ci-dessus doivent être clairement indiqués dans le rapport pour tout résultat d'essai.

4.6 Transposition des conditions d'essai vers des conditions de référence

Parfois, les conditions d'essai dans lesquelles une courbe I - V est mesurée sont différentes de celles dans lesquelles les résultats des essais sont consignés. Par conséquent, une transposition de la courbe I - V des conditions d'essai vers des conditions de référence peut être exigée. Cette transposition doit être effectuée conformément à l'IEC 60891 (correction de l'éclairement et de la température), conjointement avec l'IEC 60904-7 (correction de désadaptation des réponses spectrales) et l'IEC 60904-10 (correction de la non-linéarité). Les paramètres caractéristiques du module (par exemple, la résistance en série ou les coefficients de température) peuvent considérablement affecter les résultats si les corrections de la température et de l'éclairement sont effectuées sur de larges plages. Il faut donc veiller à l'applicabilité de la procédure de transposition de la courbe I - V conformément à l'IEC 60891 et à la pertinence des paramètres du module utilisés dans la procédure de transposition de la courbe I - V . De plus, leur contribution à l'incertitude de la courbe I - V transposée doit être prise en considération.

La contribution à l'incertitude de mesure due à l'écart entre les conditions d'essai et les conditions de référence doit être évaluée.

Pour un mesurage de la courbe $I-V$ se référant à l'éclairement énergétique spectral de référence, deux méthodes de correction sont disponibles (IEC 60904-7):

- a) Si possible, ajuster l'éclairement énergétique total dans le plan, par exemple en réglant l'intensité du simulateur solaire, de sorte que l'éclairement énergétique effectif déterminé selon l'IEC 60904-7 soit égal à l'éclairement énergétique de référence. Procéder au mesurage de la courbe $I-V$ selon l'Article 6 ou l'Article 7.
- b) Sinon, mesurer la courbe $I-V$ conformément à l'Article 6 ou à l'Article 7 en utilisant l'éclairement énergétique donné. Déterminer l'éclairement énergétique effectif avec l'éclairement énergétique spectral de référence en utilisant l'IEC 60904-7. Transposer ensuite la courbe $I-V$ à l'éclairement énergétique de référence en utilisant l'IEC 60891 avec l'éclairement énergétique effectif ainsi déterminé.

Si le dispositif de référence et le dispositif en essai sont construits en utilisant la même technologie de cellule et le même enrobage (Article 5 a)), l'éclairement énergétique mesuré par le dispositif de référence et l'éclairement énergétique effectif sont admises comme étant identiques.

La méthode a) est préférable en éclairage solaire simulé, étant donné que le mesurage réel est réalisé avec le courant de court-circuit correct ou la puissance maximale, réduisant ainsi le plus possible les erreurs et les incertitudes provenant de la transposition de la courbe $I-V$. La méthode b) est généralement choisie pour les mesurages sous un éclairage solaire naturel, étant donné que le contenu spectral de la lumière et l'éclairement énergétique total dans le plan ne peuvent pas être facilement ajustés.

5 Matériel

Les équipements suivants sont exigés pour mesurer les courbes $I-V$:

- a) Pour le mesurage de l'éclairement énergétique: un dispositif PV de référence emballé et étalonné conformément à l'IEC 60904-2 ou, dans le cas de l'éclairement solaire naturel, un pyranomètre conforme à l'ISO 9060. L'étalonnage de l'un ou de l'autre dispositif de mesure de l'éclairement énergétique doit être traçable conformément à l'IEC 60904-4. La sortie du dispositif de référence doit être linéaire par rapport à l'éclairement énergétique incident, tel que défini dans l'IEC 60904-10 dans la plage d'éclairement énergétique concernée. Une correction de désadaptation des réponses spectrales doit être effectuée conformément à l'IEC 60904-7 et consignée avec les résultats de mesure. En variante, le dispositif de référence doit être construit en utilisant la même technologie de cellule et le même enrobage que le dispositif en essai. La construction comprend le verre (type, épaisseur, texture et transmission spectrale), les revêtements antireflets, l'agent d'enrobage et la feuille de fond (type, couleur et rétro réflexion spectrale). La stabilité du dispositif de référence doit être évaluée avant qu'il ne soit utilisé pour les mesurages du dispositif en essai.

- b) Pour la surveillance des fluctuations temporelles de l'éclairement énergétique: Un moniteur d'éclairement qui suit la trajectoire de l'éclairement énergétique instantané pendant l'acquisition des courbes $I-V$. Il convient que ce moniteur d'éclairement ait une sortie linéaire par rapport à l'éclairement énergétique incident selon l'IEC 60904-10 dans la plage d'éclairement énergétique sur laquelle les mesurages sont effectués, ainsi qu'une réponse temporelle suffisamment rapide pour pouvoir révéler les fluctuations temporelles de l'éclairement énergétique incident. Les données enregistrées par le moniteur d'éclairement doivent être utilisées pour évaluer les critères de stabilité et pour corriger l'instabilité temporelle de l'éclairement énergétique total dans le plan pour chaque point de donnée de la courbe $I-V$, ainsi que pour corriger les variations de l'éclairement énergétique pour les mesurages consécutifs lorsque la stratégie 7.1 b) est suivie. Le dispositif de référence peut servir de moniteur d'éclairement s'il satisfait aux exigences ci-dessus et s'il peut être mesuré en même temps que le dispositif en essai (stratégie de mesure 7.1 a)).
- c) Pour le mesurage de la température du dispositif de référence et du dispositif en essai: des capteurs de température et instruments avec une incertitude de mesure instrumentale inférieure ou égale à 1 °C. Le mesurage de la température du dispositif de référence n'est pas exigé si celui-ci est un pyranomètre.
- d) Pour le mesurage des tensions et des courants: des instruments avec une incertitude de mesure instrumentale inférieure ou égale à 0,2 % de la tension en circuit ouvert et du courant de court-circuit. Il convient de choisir soigneusement les plages de mesure de l'acquisition de données.
- e) Pour les mesurages sous éclairement solaire simulé: un simulateur solaire classé conformément à l'IEC 60904-9, c'est-à-dire ayant la classe CCC ou supérieure. Les exigences réelles du simulateur solaire dépendent de l'utilisation finale. D'autres normes faisant référence à l'IEC 60904-1 peuvent exiger des classes différentes. Il convient donc que les classes du simulateur solaire à utiliser reflètent les exigences spécifiques au cas concerné. La surface d'essai désignée doit être supérieure ou égale à la surface couverte par le dispositif en essai (y compris son châssis ou son emballage) et le moniteur d'éclairement.

EXEMPLE 1 L'IEC 60891 exige un simulateur solaire de classe BBB pour la détermination des coefficients de température.

EXEMPLE 2 L'IEC 60904-2 exige un simulateur solaire de classe AAA pour l'étalonnage des dispositifs de référence secondaires par rapport à la cellule de référence primaire.

- f) Pour les mesurages sous éclairement solaire naturel: un système de suivi solaire à deux axes pour maintenir le dispositif en essai et le dispositif de référence, et capable de suivre la trajectoire du soleil avec un écart maximal de $\pm 5^\circ$ (pour l'étalonnage PV) ou un montage sur bâti fixe (par exemple, pour la détermination des caractéristiques assignées d'énergie et la surveillance). Le système de suivi solaire à deux axes est exigé pour l'étalonnage PV. Il peut toutefois être utilisé, à la discrétion de l'utilisateur, pour d'autres types de mesurages (par exemple, pour la détermination des caractéristiques assignées de puissance des modules PV). Dans tous les cas, se reporter à 4.2 c) pour l'alignement entre le dispositif de référence et le dispositif en essai.
- g) Pour les corrections de désadaptation des réponses spectrales et le calcul de l'éclairement énergétique effectif (si cela est exigé): un spectroradiomètre conforme aux exigences de l'IEC 60904-9 et capable de mesurer l'éclairement énergétique spectral de l'éclairement solaire naturel ou simulé dans la plage de la sensibilité spectrale du dispositif en essai et du dispositif de référence. Pour l'éclairement solaire simulé, il convient de prendre des précautions lors de l'utilisation de lampes présentant des pics intenses et étroits de leur éclairement énergétique spectral, telles que les lampes au xénon ou certaines diodes électroluminescentes (LED), lors de l'essai de cellules PV dont la sensibilité spectrale dépend largement de la température. Dans la mesure où la largeur de bande varie en raison de la température, la sensibilité du dispositif peut traverser plusieurs lignes d'émission dans l'éclairement énergétique spectral de la lampe et donner lieu à des variations importantes de la désadaptation des réponses spectrales et des décalages de performance.

EXEMPLE 3 Le silicium cristallin est un exemple bien connu de matériau à largeur de bande indirecte qui présente une sensibilité spectrale fortement dépendante de la température.

6 Mesurages sous éclairement solaire naturel

6.1 Généralités

Les mesurages sous éclairement solaire naturel doivent être effectués seulement lorsque l'éclairement solaire global est stable à ± 1 % pendant le mesurage d'une courbe I - V complète.

Il convient de distinguer deux types de mesurages. Premièrement, le mesurage des performances électriques du dispositif en essai, normalement destiné à établir des rapports aux conditions STC (conditions pour l'étalonnage PV type), mais parfois aussi dans d'autres conditions pertinentes (par exemple, les conditions des caractéristiques assignées de puissance décrites dans l'IEC 61853-1). Dans ce cas, le dispositif en essai et les dispositifs de référence sont montés sur un système de suivi à deux axes. Deuxièmement, le mesurage des performances électriques dans le temps, normalement destiné à déterminer les caractéristiques assignées d'énergie et à surveiller les dispositifs en essai. Dans ce cas, le dispositif en essai et le(s) dispositif(s) de référence sont en principe montés sur un bâti fixe (pour simuler les conditions dans une installation réelle de systèmes PV ou pour mesurer périodiquement les modules PV installés). Le présent document s'applique aux deux types de mesurages. Par conséquent, les éléments de liste respectifs de la procédure d'essai ci-dessous doivent être pris en considération pour les deux types de mesurage, sauf spécification contraire. Dans tous les cas, des précautions doivent être prises pour éviter les ombres ou la lumière réfléchie par l'environnement (par exemple, par les fenêtres ou les pièces métalliques brillantes) tant sur le dispositif de référence que sur le dispositif en essai.

6.2 Procédure d'essai

La procédure d'essai est la suivante:

- a) Monter le dispositif de référence aussi près que possible du dispositif en essai. Pour l'étalonnage PV ou la détermination des caractéristiques assignées de puissance à l'aide du système de suivi solaire, les deux dispositifs doivent être perpendiculaires au rayonnement solaire direct à $\pm 5^\circ$ près. Pour l'alignement entre le dispositif de référence et le dispositif en essai, se reporter à 4.2 c). Effectuer les connexions à l'instrumentation nécessaire.
- b) Si le dispositif en essai et le dispositif de référence sont équipés de régulateurs de température, régler les régulateurs au niveau désiré. Il convient que la température du dispositif de référence soit ramenée et maintenue aussi près que possible de la température à laquelle il a été étalonné et la température du dispositif en essai ramenée à la température de référence souhaitée. En l'absence de régulateurs de température actifs, la température de référence souhaitée peut être obtenue en ramenant le dispositif en essai jusqu'à un point en dessous de la température cible et en le laissant se réchauffer naturellement sous l'éclairement solaire naturel combiné avec un masquage temporaire. En général, il peut y avoir des différences entre la température moyenne du dispositif et la température moyenne du capteur pendant l'échauffement. Par conséquent, ces écarts doivent être corrigés ou dûment tenus compte dans le calcul de l'incertitude.
- c) Balayer la courbe I - V et relever les valeurs lues de courant et de tension du dispositif en essai en même temps que la sortie du dispositif de référence. La température des deux dispositifs doit également être enregistrée, mais un mesurage pour chaque dispositif pendant, juste avant ou juste après, l'acquisition de la courbe I - V est suffisant. En général, il convient de mesurer la température aussi près que possible de la condition V_{oc} . Dans la plupart des cas, l'inertie thermique du dispositif en essai et du dispositif de référence limite l'augmentation de température durant les premières secondes suivant le retrait du cache et leurs températures restent sensiblement uniformes. Toutefois, la variation des températures du dispositif en essai et du dispositif de référence pendant le mesurage I - V par rapport aux températures obtenues pendant le mesurage de température contribue à l'incertitude de mesure et doit être évaluée.
- d) Veiller à ce que l'éclairement énergétique mesuré par le dispositif de référence reste constant à ± 1 % près pendant la période d'enregistrement pour chaque courbe I - V . Cette dernière ne peut généralement être déterminée qu'en utilisant un dispositif PV comme

moniteur d'éclairement, puisqu'un pyranomètre a généralement un temps de réponse plus long que le temps exigé pour mesurer une courbe $I-V$ complète.

- e) Il convient d'effectuer les mesurages lors d'une journée ensoleillée, avec un ciel dégagé (aucun nuage autour du soleil, contenu diffus d'éclairement solaire inférieur ou égal à 30 %). Dans le même temps et lorsqu'un pyranomètre ou un dispositif PV de référence, qui n'est pas construit en utilisant la même technologie de cellule et le même enrobage que le dispositif en essai, est utilisé comme dispositif de référence, effectuer un mesurage de l'éclairement énergétique spectral à l'aide du spectroradiomètre orienté de manière cohérente par rapport au dispositif en essai (c'est-à-dire, orienté vers le soleil pour les mesurages par suivi solaire et perpendiculaire au plan d'essai pour le montage des modules sur bâti fixe). Calculer l'éclairement énergétique effectif pour le dispositif en essai en fonction de l'éclairement énergétique spectral de référence (voir IEC 60904-7).
- f) Dans le cas d'un montage sur bâti fixe, l'angle d'incidence de l'éclairement énergétique direct doit être enregistré. Il suffit d'enregistrer l'heure et l'emplacement géographique du mesurage et de calculer l'angle d'incidence sur cette base. L'angle d'incidence est exigé afin de corriger ou évaluer l'incertitude due à l'effet de l'angle d'incidence sur la base de la réponse cosinusoidale du dispositif en essai par rapport au dispositif de référence. Si une correction de désadaptation des réponses spectrales est exigée, il est indispensable de mesurer l'éclairement énergétique spectral, surtout lorsqu'un pyranomètre est utilisé comme dispositif de référence.

7 Mesurage sous éclairement solaire simulé

7.1 Généralités

Les caractéristiques des simulateurs solaires (stabilisés ou pulsés) destinés au mesurage des courbes $I-V$ des dispositifs PV, doivent être déterminées. De plus, il convient que ces simulateurs soient vérifiés périodiquement conformément à l'IEC 60904-9. Pour les simulateurs solaires pulsés, la courbe $I-V$ peut être acquise soit entièrement pendant un seul flash, soit en combinant les résultats de mesure des parties de la courbe $I-V$ qui sont acquises séparément pendant une série de flashes consécutifs. Le choix de la méthode d'acquisition de la courbe dépend de la durée d'impulsion des flashes disponibles et des caractéristiques électriques du dispositif en essai, en particulier sa capacité. Voir l'Annexe B pour de plus amples informations et recommandations.

Le dispositif de référence a pour objet de déterminer ou de régler l'éclairement énergétique du simulateur solaire. Les cellules PV de référence sont utilisées à cette fin, principalement dans la stratégie a) ci-dessous. Dans la stratégie b) par contre, il est plus courant d'utiliser un dispositif PV étalonné, qui est similaire ou nominalement identique au dispositif en essai. Outre les avantages énumérés ci-dessous, la stratégie b) présente en plus l'avantage potentiel d'annuler partiellement les erreurs supplémentaires (voir IEC TR 60904-14 pour plus de précisions). Deux stratégies fondamentales de mesure sont possibles:

- a) Éclairer simultanément le dispositif en essai et le dispositif de référence en les plaçant côte à côte sur le plan d'essai. Cela exige un plan d'essai suffisamment grand pour accueillir les deux. Les mesurages étant effectués simultanément sur les deux dispositifs, les fluctuations temporelles de l'éclairement énergétique doivent être corrigées en utilisant le signal du moniteur d'éclairement. Il est plus pratique d'utiliser le dispositif de référence comme moniteur d'éclairement, mais l'utilisation d'un moniteur d'éclairement séparé est également admise. Des précautions doivent être prises pour limiter, et prendre en compte, l'impact de la non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique.
- b) Éclairer séparément le dispositif en essai et le dispositif de référence en les mesurant consécutivement dans la même position sur le plan d'essai. Des positions différentes peuvent être utilisées si la distribution spatiale du champ lumineux est suffisamment bien connue et s'est avérée cohérente, de sorte qu'il puisse être démontré que le dispositif de référence et le dispositif en essai reçoivent le même éclairement énergétique moyen sur leurs surfaces respectives. Les fluctuations temporelles de l'éclairement énergétique doivent être corrigées à l'aide du moniteur d'éclairement. Si le dispositif de référence choisi et le dispositif en essai sont identiques en matière de conception, y compris en matière de dimensions et de propriétés électriques (pour les modules de référence, cette

deuxième exigence concerne le nombre de cellules, le type de cellule, le circuit d'interconnexion des cellules et l'enrobage), la non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique affecte les deux mesurages d'une manière similaire et s'annule donc en grande partie; il s'ensuit une désadaptation négligeable des réponses spectrales. Il s'agit d'une situation normale dans l'industrie photovoltaïque, dans laquelle les modules de production sont mesurés par rapport à un module de référence de travail du même type. Lorsque le dispositif de référence et le dispositif en essai ne sont pas identiques, les effets de la non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique et de la désadaptation des réponses spectrales doivent être évalués et être soit corrigés soit pris en compte dans la détermination de l'incertitude.

Les effets de la non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique doivent être évalués (voir les recommandations à l'Annexe D) et plusieurs stratégies peuvent être utilisées pour réduire leur impact. La méthode la plus simple consiste à utiliser un dispositif de référence identique au dispositif en essai, comme cela est indiqué dans la stratégie b) ci-dessus. Pour un dispositif en essai et un dispositif de référence de taille différente, il est recommandé de mesurer le plus petit dispositif à différents emplacements de la surface totale du plus grand dispositif et d'utiliser la moyenne des résultats. À partir de la non-uniformité spatiale de la caractérisation de l'éclairement énergétique selon l'IEC 60904-9, il peut également être possible de positionner le plus petit dispositif dans le plan d'essai de sorte qu'il reçoive l'éclairement énergétique moyen sur la surface totale du plus grand dispositif.

7.2 Procédure d'essai

La procédure d'essai est la suivante:

- a) Placer le dispositif de référence dans le plan d'essai de sorte que sa surface active soit coplanaire dans une limite de $\pm 5^\circ$ avec le plan d'essai du simulateur solaire. Pour l'alignement entre le dispositif de référence et le dispositif en essai, se reporter à 4.2 c).
- b) Régler l'éclairement énergétique du simulateur solaire de telle sorte que l'éclairement énergétique effectif, tel que défini par l'IEC 60904-7, soit égal à l'éclairement énergétique de référence. L'éclairement énergétique peut également être réglé de sorte que le dispositif de référence produise son courant de court-circuit étalonné ou une puissance maximale au niveau souhaité (voir les recommandations ci-dessous). Enregistrer la température du dispositif de référence.
- c) Si cela est nécessaire, ajuster la valeur du moniteur d'éclairement de telle sorte que sa sortie corresponde au niveau d'éclairement énergétique mesuré par le dispositif de référence. Il s'agit à cette étape du transfert de l'étalonnage du dispositif de référence vers le moniteur d'éclairement.
- d) Si cela est nécessaire, retirer le dispositif de référence et placer le dispositif en essai dans le plan d'essai comme cela est décrit au point a) de la présente liste et dans les limites de la condition d'alignement coplanaire conformément à 4.2 c). Si la surface d'essai désignée est supérieure ou égale à la surface couverte par le dispositif en essai et le dispositif de référence (y compris leur châssis ou leur emballage), les deux dispositifs peuvent être placés l'un à côté de l'autre, comme cela est indiqué au 7.1a).
- e) Si des régulateurs de température sont utilisés pour le dispositif en essai et le dispositif de référence, régler ces régulateurs au niveau souhaité. La température du dispositif de référence doit être ramenée et maintenue aussi près que possible de la température à laquelle il a été étalonné et la température du dispositif en essai ramenée à la température de référence souhaitée. Le cas le plus courant est celui dans lequel les deux températures sont de 25°C . Dans les situations proches de ce cas, en l'absence de régulateurs de température actifs, l'environnement du laboratoire peut être contrôlé sur la base d'une valeur proche de la température cible et le dispositif en essai peut être amené en équilibre thermique avec son environnement. Ce dernier point s'applique en particulier dans le cas de simulateurs solaires pulsés. Pour les simulateurs solaires stabilisés, des stratégies similaires à celles utilisées sous éclairement solaire naturel peuvent également être applicables (voir Article 6).
- f) Balayer la courbe $I-V$ et relever les valeurs lues de courant et de tension du dispositif en essai en même temps que la sortie du moniteur d'éclairement. La température du dispositif en essai et du moniteur d'éclairement doit également être enregistrée, mais un

mesurage pour chaque dispositif pendant, juste avant ou juste après, l'acquisition de la courbe I - V est suffisant.

Il convient de mesurer la température aussi près que possible de la condition V_{oc} lorsqu'il s'agit de simulateurs solaires stabilisés. Dans la plupart des cas, l'inertie thermique du dispositif en essai et du dispositif de référence limite l'augmentation de température durant les toutes premières secondes après le retrait du cache et leurs températures restent sensiblement uniformes. Toutefois, la variation des températures du dispositif en essai et du dispositif de référence pendant le mesurage I - V par rapport aux températures obtenues pendant le mesurage de température contribue à l'incertitude de mesure et doit être évaluée.

Dans certains simulateurs solaires, le moniteur d'éclairement peut être intégré à un système de rétroaction pour stabiliser l'éclairement énergétique de la source de lumière. Dans ce cas, les lectures de la sortie et de la température du moniteur d'éclairement exigées ci-dessus peuvent ne pas être disponibles. Par conséquent, la stabilité temporelle de l'éclairement énergétique doit être vérifiée et le résultat obtenu doit être utilisé dans le calcul de l'incertitude.

Voir l'Annexe B pour des recommandations relatives à la vitesse de balayage.

Si un module PV est utilisé comme dispositif de référence, évaluer soigneusement si son courant de court-circuit ou sa puissance maximale est le paramètre approprié pour régler le niveau d'éclairement énergétique du simulateur solaire. La méthode du courant de court-circuit est quasiment indépendante de la température du module et de la technique de connexion du module, mais elle peut introduire des erreurs en raison de la non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique (voir Annexe D). La méthode de la puissance maximale peut compenser la non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique (voir Annexe D), mais peut introduire des erreurs en raison de la température du module, de la technique de connexion et de la capacité du module. Les résultats les plus exacts sont obtenus si le niveau d'éclairement énergétique est réglé pour produire le courant de court-circuit et la puissance maximale du module de référence, conjointement avec une correction de désadaptation des réponses spectrales, si cela est nécessaire. Par conséquent, utiliser l'un des deux paramètres pour régler le niveau d'éclairement énergétique du simulateur solaire et vérifier que l'autre paramètre correspond à la limite souhaitée (par exemple, 1 %). Si ce n'est pas le cas, il convient de rechercher la cause de l'écart et, si possible, la corriger avant de poursuivre. S'il n'est toujours pas possible de produire à la fois le courant de court-circuit et la puissance maximale, il convient de choisir la méthode du courant de court-circuit lorsque la non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique est faible. En revanche, il convient de choisir la méthode du point de puissance maximale pour une non-uniformité spatiale plus importante de l'éclairement énergétique.

NOTE Une vérification possible, qui pourrait être utile, consiste à tourner périodiquement à l'envers le module de référence dans le simulateur et à comparer les résultats.

L'impact de la non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique sur la courbe I - V mesurée d'un module PV (composé de cellules connectées en série) dépend de la distribution de l'éclairement énergétique, de la répartition des courants de court-circuit et des caractéristiques I - V inverses des cellules constitutives, et des diodes de dérivation dans le module. Il convient d'analyser soigneusement et de prendre en considération les effets dus à la non-uniformité spatiale de l'éclairement énergétique dans l'analyse d'incertitude. Des recommandations sont fournies à l'Annexe D.

Dans le cas des simulateurs solaires pulsés sans stabilisation de l'éclairement énergétique (impulsion décroissante), les données I - V sont éventuellement enregistrées pour une large plage d'éclairements énergétiques. Des précautions doivent être prises concernant l'utilisation des paramètres du module pour la correction de l'éclairement énergétique. Il convient d'ajuster le déclencheur, de sorte à produire des corrections d'éclairement énergétique positives et négatives centrées sur l'éclairement énergétique de la cible.

8 Analyse des données

8.1 Transposition des conditions d'essai vers des conditions de référence

Si l'éclairement énergétique ou la température du dispositif de référence ou du dispositif en essai pendant le mesurage n'étaient pas les valeurs souhaitées, corriger, conformément à l'IEC 60891, les courbes I - V mesurées pour obtenir les valeurs exigées pour les dispositifs linéaires. Pour les dispositifs non linéaires, se reporter à l'IEC 60904-10 qui donne des recommandations pour déterminer la plage au-dessus de laquelle le dispositif peut être considéré comme linéaire et pour des corrections éventuelles de la non-linéarité.

En règle générale, il convient d'effectuer des corrections conformes à l'IEC 60891 si l'écart des paramètres a un impact significatif sur les résultats. Les exigences générales pour tous les cas possibles ne peuvent pas être données ici, mais des recommandations sont fournies ci-dessous. Dans tous les cas, tous les écarts entre les conditions de mesure et les conditions de référence doivent être considérés comme des contributions à l'incertitude de mesure. La correction elle-même comporte une incertitude qui doit être expressément évaluée. Elle est affectée par l'incertitude des conditions d'essai initiales et par l'incertitude des paramètres de correction. À titre de recommandations générales, il convient d'effectuer la correction:

- a) si la température du dispositif PV de référence (utilisant un courant de court-circuit) diffère de plus de 2 °C de la température à laquelle il a été étalonné;
- b) si la température du dispositif PV de référence (utilisant la puissance maximale) diffère de plus de 0,5 °C de la température à laquelle il a été étalonné;
- c) si la température du dispositif en essai diffère de plus de 1 °C de la température de référence;
- d) si l'éclairement énergétique diffère de plus de 0,5 % de l'éclairement énergétique de référence.

Les exigences des points a) et b) relatives au dispositif de référence s'appliquent indépendamment de l'utilisation d'une cellule PV de référence ou d'un module PV de référence similaire au dispositif en essai. La correction de la température du dispositif de référence n'est pas exigée si celui-ci est un pyranomètre.

8.2 Extraction des paramètres de la courbe I - V

Il convient que le nombre de points de données contenus dans une courbe I - V soit suffisant pour représenter de manière lisse la forme de l'ensemble de la courbe et permettre un ajustement significatif (le cas échéant) comme cela est décrit ci-dessous. Les points de données peuvent être espacés de manière inégale le long de la tension, de sorte que moins de points puissent être relevés à l'endroit auquel le courant du dispositif en essai varie lentement avec la tension (par exemple, près de I_{sc}), alors que la densité de points est accrue dans les régions dans lesquelles elle varie fortement avec la tension appliquée (par exemple, près de P_{max} et au-delà vers V_{oc}). Cette densité peut être bénéfique, si elle est soigneusement choisie lors de l'extraction des paramètres de la courbe I - V .

Certains ou tous les paramètres suivants sont généralement exigés:

- a) Courant de court-circuit (I_{sc}).
- b) Tension en circuit ouvert (V_{oc}).
- c) Puissance maximale (P_{max}).
- d) Coefficient de remplissage (FF).
- e) Tension à la puissance maximale (V_{Pmax}).
- f) Courant à la puissance maximale (I_{Pmax}).
- g) Rendement de conversion énergétique (η).

Tous les paramètres ne sont pas indépendants: par exemple, le coefficient de remplissage peut être calculé à partir du courant de court-circuit, de la tension en circuit ouvert et de la puissance maximale. Le rendement de conversion énergétique n'est pas directement un paramètre I - V , mais plutôt une grandeur supplémentaire calculée à partir de la puissance maximale, de l'éclairement énergétique et de la surface du dispositif. Se reporter à l'Annexe A pour des recommandations relatives au mesurage de la surface.

Le courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert sont directement dérivés de la courbe I - V , tandis que la puissance maximale est dérivée de la courbe puissance-tension. Dans tous les cas, il convient de déterminer les points respectifs en interpolant les données sur une plage appropriée. Dans certains cas, en fonction des conditions d'essai, de la procédure de correction utilisée et des paramètres de correction du dispositif spécifique en essai, l'ensemble des données mesurées peut aboutir à une courbe I - V transposée ne couvrant pas nécessairement les points I_{sc} ou V_{oc} après la transposition des données originales vers les conditions de référence. Dans un tel cas, il convient de recourir à une extrapolation. Pour le point I_{sc} , il convient que la plage d'extrapolation ne soit pas supérieure à 3 % de la tension en circuit ouvert du dispositif. L'extrapolation n'est généralement pas recommandée pour le point V_{oc} , et l'IEC 60891 fournit quelques recommandations sur ce point.

L'utilisateur doit soigneusement choisir la fonction utilisée pour l'interpolation ou l'extrapolation et la plage d'ajustement correspondante. Il s'agit généralement pour I_{sc} d'un ajustement linéaire, pour V_{oc} d'un polynôme linéaire ou d'ordre inférieur et pour P_{max} d'un polynôme de 4^e ordre ou d'un ordre supérieur. Dans tous les cas, une attention particulière doit être accordée à la relation entre le nombre de points de données contribuant à l'ajustement et le nombre de paramètres de la fonction choisie. Pour plus de précisions, voir la Bibliographie.

La contribution de la procédure d'ajustement à l'incertitude doit être évaluée et déclarée.

8.3 Évaluation de l'incertitude de mesure

L'incertitude composée élargie du mesurage doit être évaluée sur la base d'une analyse des éléments contributifs, tels que

- a) l'incertitude des instruments, du montage et des dispositifs de référence,
- b) l'écart des paramètres de mesure par rapport aux conditions de référence,
- c) l'écart par rapport aux conditions idéales de régime stabilisé,
- d) la transposition de la courbe I - V , et
- e) l'extraction des paramètres de performance à partir de la courbe I - V .

La classification du simulateur solaire en soi ne fournit pas de preuves concluantes sur l'incertitude de mesure. Cependant, les résultats de la classification du simulateur peuvent fournir un bon point de départ pour analyser les sources d'incertitude de mesure qui sont liées aux mesurages des performances PV effectués avec le simulateur. Les incertitudes de la caractérisation courant-tension dépendent du dispositif réel en essai, ainsi que des procédures utilisées pour caractériser ses performances, il est également nécessaire de les évaluer de manière explicite.

9 Rapport d'essai

Un rapport d'essai avec les résultats de mesure des caractéristiques de performance et les résultats d'essai doit être préparé par le laboratoire d'essai. Si certains des paramètres (par exemple, la sensibilité spectrale ou les coefficients de température) ont été fournis par des tiers, leur origine et leur valeur, ainsi que leur incertitude doivent être clairement indiquées. Le rapport d'essai doit contenir les données suivantes:

- a) un titre;
- b) le nom et l'adresse du laboratoire d'essai et le lieu dans lequel les essais ont été réalisés;
- c) l'identification unique du rapport et de chaque page;
- d) le nom et l'adresse du client (le cas échéant);
- e) l'identification unique du dispositif en essai;
- f) une description du type du dispositif en essai (cellules solaires, sous-ensembles de cellules solaires ou de modules PV);
- g) la date de réception de l'unité d'essai et la ou les dates d'étalonnage ou d'essai, s'il y a lieu;
- h) une référence à la procédure d'échantillonnage, s'il y a lieu;
- i) une description des conditions d'environnement de l'essai (éclairage solaire naturel ou simulé et, dans ce dernier cas, brève description et classe du simulateur solaire);
- j) les conditions de référence, telles qu'elles sont indiquées en 4.5;
- k) l'identification unique du dispositif de référence;
- l) la description du dispositif de référence (cellule PV de référence, module PV ou pyranomètre);
- m) l'identification de la méthode d'étalonnage ou d'essai utilisée; en particulier, la méthode de la tension de balayage, la vitesse de balayage et la direction du balayage;
- n) la méthode de contact et/ou le point utilisé pour la connexion à 4 fils;
- o) tout écart par rapport à, tout complément à ou toute exclusion de l'étalonnage ou de la méthode d'essai, et toute autre information correspondant à un étalonnage ou un essai spécifique, comme les conditions d'environnement;
- p) une identification de la méthode appliquée pour la correction de la température et de l'éclairement énergétique de la courbe $I-V$ mesurée;
- q) le cas échéant, la méthode de stabilisation utilisée et la modification des performances du dispositif qui en résulte;
- r) les résultats d'essai appuyés par des tableaux et des graphiques, y compris l'éclairement énergétique total, les températures du dispositif en essai et du dispositif de référence, les paramètres de module utilisés pour la correction de la courbe $I-V$;
- s) soit la valeur de la correction de désadaptation des réponses spectrales, l'éclairement énergétique spectral utilisé dans le mesurage, les sensibilités spectrales du dispositif en essai et du dispositif de référence, soit une indication selon laquelle le dispositif de référence est construit en utilisant la même technologie de cellule et le même enrobage que le dispositif en essai;
- t) une indication de l'incertitude estimée des résultats d'essai;
- u) une signature et un titre, ou une identification équivalente de la ou des personnes acceptant d'être responsables du contenu du rapport d'essai, et la date d'édition;
- v) une indication selon laquelle les résultats ne concernent que le dispositif en essai soumis aux essais, le cas échéant;
- w) une indication spécifiant que le rapport d'essai ne doit pas être reproduit sauf dans sa totalité, sans l'approbation écrite du laboratoire.

Annexe A (informative)

Mesurage de la surface des dispositifs

A.1 Généralités

La surface des dispositifs PV peut être mesurée par des instruments tels qu'une caméra, un scanner, un mètre à ruban, une règle ou un microscope de mesure. Cette surface est généralement exigée pour calculer le rendement de conversion énergétique des dispositifs PV. La présente annexe donne des définitions des différentes surfaces et fournit des procédures de mesure.

A.2 Définition de la surface des dispositifs

A.2.1 Généralités

Le choix de la classification des surfaces peut dépendre de la demande du client. La surface éclairée peut être limitée par un masque opaque approprié. Cette opération est généralement effectuée pour déterminer le rendement du dispositif.

A.2.2 Surface totale (A_t)

La surface totale est la surface projetée (sur le plan d'essai) d'une cellule ou d'un module, y compris ses bords extérieurs. Dans le cas d'une cellule fixée sur du verre, la surface totale serait la surface de la feuille de verre ainsi que du châssis, s'il en existe.

A.2.3 Surface d'ouverture (A_{ap})

La surface d'ouverture est la surface libre d'un masque qui est utilisé pour délimiter la surface éclairée d'un dispositif PV. Le dispositif est masqué sur une surface plus petite que la surface totale, mais tous ses composants essentiels tels que les jeux de barres, les doigts et les interconnexions ne sont pas couverts par le masque.

A.2.4 Surface d'éclairage désignée (A_{da})

La cellule ou le module sont masqués sur une surface plus petite que la surface totale du dispositif, mais les composants essentiels de la cellule ou du module se trouvent en dehors de la surface désignée pour l'éclairage.

A.3 Mesurage de la surface des dispositifs PV

- a) La surface du dispositif ou du masque doit être mesurée selon les exigences. Lorsque la surface exposée est définie par masquage (surface d'ouverture ou d'éclairage désignée), elle est mesurée sur les bords intérieurs du masque. Il convient que le matériau de masquage soit complètement opaque sur toutes les longueurs d'onde de la sensibilité spectrale du dispositif en essai. Il convient également que les bords soient lisses et que le matériau présente une faible réflectance.
- b) Le dispositif ou le masque doivent être placés à plat dans l'appareil de mesure de la surface avec un écart maximal de 2° par rapport au plan d'essai.
- c) En fonction de la géométrie (rectangle, carré, cercle, pentagone, trapèze, etc.), au moins trois mesurages de chaque longueur de définition doivent être effectués et il convient qu'ils présentent les incertitudes suivantes:
 - i) pour les modules PV (jusqu'à 3 m): 2 mm ou moins;
 - ii) pour les cellules solaires d'une surface supérieure ou égale à 1 cm²: 0,1 % ou moins;

- iii) pour les cellules solaires d'une surface inférieure à 1 cm^2 : $10 \text{ }\mu\text{m}$ ou moins.

Pour les cellules solaires, une image agrandie est généralement produite par une lentille optique, un microscope ou un appareil photo numérique. Les incertitudes ci-dessus se rapportent toujours aux longueurs du dispositif et non à celles de l'image agrandie.

d) Les Figures

- e) Figure A.1 à Figure A.4 représentent des exemples de longueurs et de mesurages de définition pour différentes figures géométriques de dispositifs PV. Il n'est pas nécessaire de prendre en compte les petites pièces comme les vis si leur surface cumulée peut être ignorée par rapport à la surface totale du module. Si le dispositif est un pentagone ou un trapèze, se reporter à la Figure A.2 pour la définition des longueurs de définition.
- f) Déterminer la moyenne de chaque longueur de définition en c) et calculer la surface du dispositif en essai en fonction de sa géométrie.
- g) Calculer l'incertitude de mesure pour cette surface.

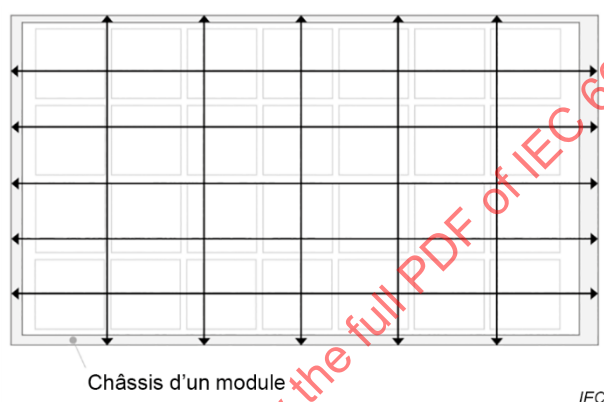


Figure A.1 – Module PV (rectangulaire)

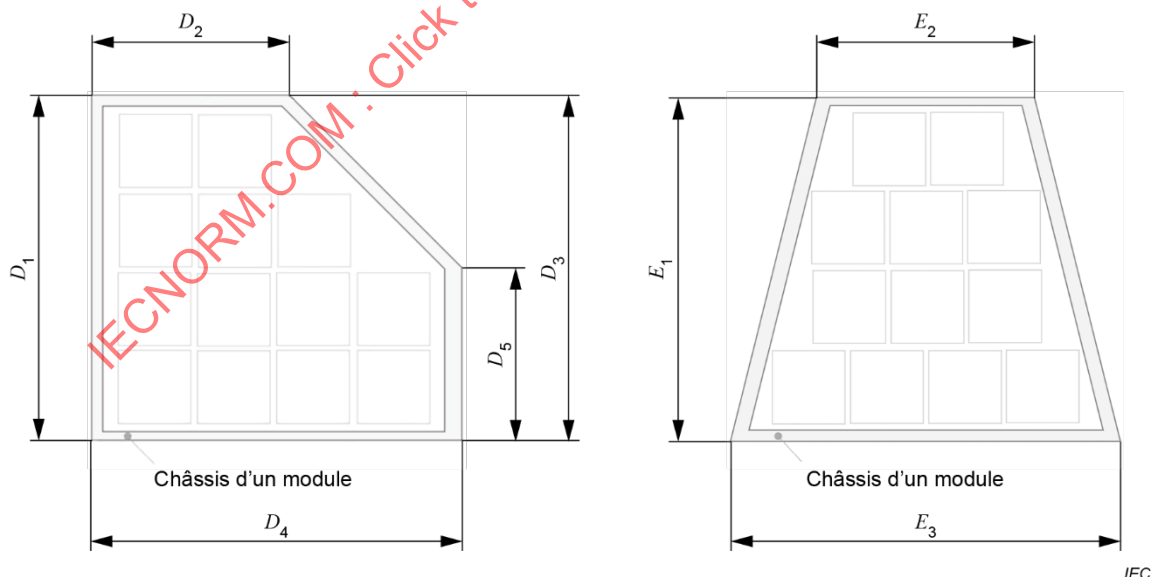


Figure A.2 – Module PV de différentes figures géométriques (pentagone, trapèze)

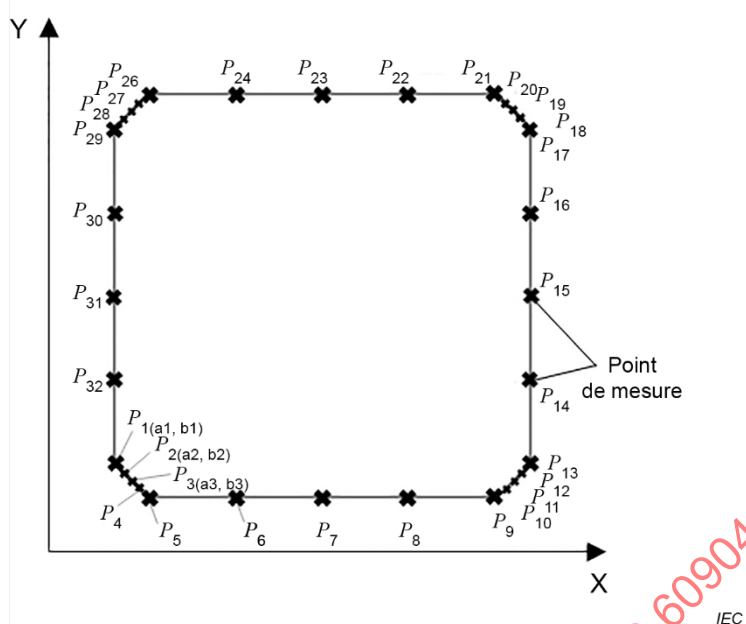


Figure A.3 – Cellule PV (angles coupés)

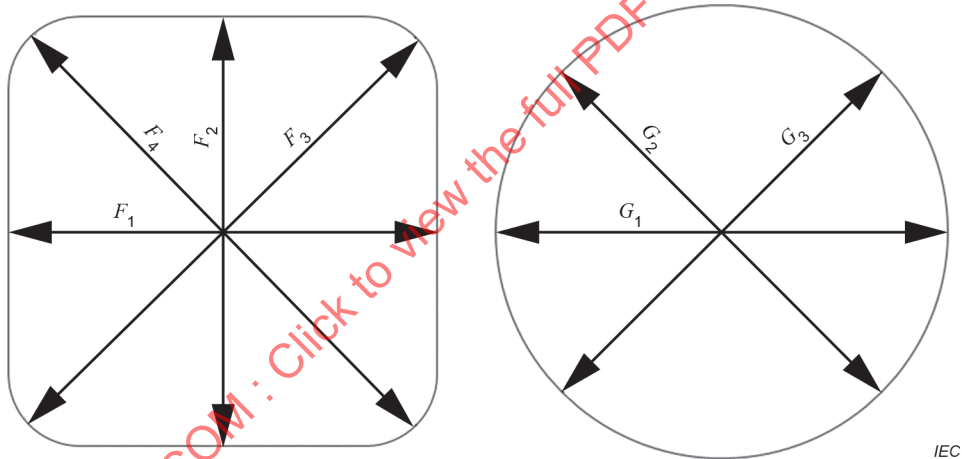


Figure A.4 – Cellule PV (angles arrondis, cercle)