IEC 62670-2

Edition 1.0 2015-05

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

colour inside

Photovoltaic concentrators (CPV) – Performance testing – Part 2: Energy measurement

Concentrateurs photovoltaïques (CPV) – Essai de performances – Partie 2: Mesure de l'énergie

IEC 62670-2:2015-05(en-fr)

Copyright International Electrotechnical Commission

THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2015 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
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 corrigenda or an amendment might have been published.

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue
The stand-alone application for consulting the entire bibliographical information on IEC International Standards, Technical Specifications, Technical Reports and other documents. Available for PC, Mac OS, Android Tablets and iPad.

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub
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 also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org
The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 15 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary
More than 60 000 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.

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: csc@iec.ch.

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.

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue
Application autonome pour consulter tous les renseignements bibliographiques sur les Normes internationales, Spécifications techniques, Rapports techniques et autres documents de l'IEC. Disponible pour PC, Mac OS, tablettes Android et iPad.

Recherche de publications IEC - www.iec.ch/searchpub
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 aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org
Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 15 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary
Plus de 60 000 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.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc
Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: csc@iec.ch.

Copyright International Electrotechnical Commission

IEC 62670-2

Edition 1.0 2015-05

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

colour inside

Photovoltaic concentrators (CPV) – Performance testing – Part 2: Energy measurement

Concentrateurs photovoltaïques (CPV) – Essai de performances – Partie 2: Mesure de l'énergie

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

COMMISSION ELECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

ICS 27.160

ISBN 978-2-8322-2627-8

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.

® Registered trademark of the International Electrotechnical Commission

Copyright International Electrotechnical Commission, de la Commission Electrotechnique Internationale

CONTENTS

FOREWORD 4
INTRODUCTION 6
1 Scope 7
2 Normative references 7
3 Terms and definitions 7
4 Description of the method 9
5 Selection of subset under test 10
6 Operation, maintenance and cleaning 10
7 Downtimes and unavailability 11
8 Parasitic energy 11
9 Data acquisition 11
9.1 General requirements 11
9.1.1 Data acquisition system (DAS) 11
9.1.2 Sampling interval 12
9.2 Mandatory measurements 13
9.2.1 General 13
9.2.2 Direct normal irradiance 13
9.2.3 Global plane of array irradiance 13
9.2.4 Ambient air temperature 14
9.2.5 Wind speed 14
9.2.6 Electrical power or energy 14
9.2.7 Cold source temperature (actively cooled systems only) 14
10 Data post-processing 14
10.1 Calculation of energy from integrated power values 14
10.2 Calculation of energy from discrete power values 15
10.3 Calculation of the DNI time series 15
10.4 Calculation of the active AC or DC energy 17
11 Calculation of the performance ratio 18
11.1 General 18
11.2 AC performance ratio 18
11.3 DC performance ratio 19
12 Derived parameters 20
13 Report 20
Annex A (informative) Some suggested ways to filter data in order to identify incorrect data 22
Annex B (informative) Best practices for power plant energy measurement 23
Annex C (normative) Optionally derived parameters 24
C.1 General 24
C.2 Energy Production Rate (EPR) 24
C.3 Capacity Factor (CF) 24

Figure 1 – Nomenclature of angles used in Formula (2) 17

Copyright International Electrotechnical Commission

Table 1 – Steps of the energy measurement procedure 10
Table 2 – Mandatory measurements. 13

Copyright International Electrotechnical Commission

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

_____

PHOTOVOLTAIC CONCENTRATORS (CPV) – PERFORMANCE TESTING –

Part 2: Energy measurement

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 62670-2 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

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

FDIS	Report on voting
82/940/FDIS	82/969/RVD

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

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

Copyright International Electrotechnical Commission

A list of all parts in the IEC 62670 series, published under the general title *Photovoltaic Concentrators (CPV) – Performance testing*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under "http://webstore.iec.ch" in the data related to the specific publication. At this date, the publication 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.

Copyright International Electrotechnical Commission

INTRODUCTION

IEC 62670 series establishes requirements for evaluating concentrator PV performance. It is written to be applicable to all concentrator PV technologies that have a geometric concentration ratio greater than 3× and require tracking.

Included in the IEC 62670 series of standards are definitions of the standard conditions and methods to be used for assessing CPV performance.

IEC 62670-1 defines a standard set of conditions so that power ratings noted on data sheets and nameplates have a standard basis.

IEC 62670-2 describes an on-sun, measurement based method for determining the energy output and performance ratio for CPV arrays, assemblies and power plants.

IEC 62670-3 (under consideration) describes methods for providing a CPV power assessment under a set of standard conditions, enabling assessments both indoors and outdoors.

IEC 62670-4 (under consideration) describes methods for calculating the prospective electrical energy output of CPV modules, arrays, assemblies and power plants based on the measurements carried out in IEC 62670-2.

Copyright International Electrotechnical Commission

PHOTOVOLTAIC CONCENTRATORS (CPV) – PERFORMANCE TESTING –

Part 2: Energy measurement

1 Scope

This part of IEC 62670 specifies the minimum requirements for determining the energy output and performance ratio for CPV modules, arrays, assemblies and power plants using an on-sun, measurement based method.

The purpose of this International Standard is to define testing methods, to establish a standard energy measurement for CPV modules, arrays, assemblies and power plants, and to specify the minimum reporting information.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 62670-1, *Photovoltaic concentrators (CPV) – Performance testing – Part 1: Standard* conditions

ISO/IEC 17025, *General requirements for the competence of testing and calibration laboratories*

ISO 8601:2004, *Data elements and interchange formats – Information interchange – Representation of dates and times*

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

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

JCGM 100:2008, *Evaluation of measurement data – Guide to the expression of uncertainty in measurement*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply:

3.1
active AC energy
real AC energy (excluding reactive energy)

Copyright International Electrotechnical Commission

3.2
actively cooled
CPV system that requires some type of media (fluid, gas, etc.) to facilitate the transfer of thermal energy from one body to another. This could be by means of force air, pumps, thermo-electric cooler, gas transfer or any other means not covered by passive cooling.

3.3
concentrator
qualifies photovoltaic devices or systems that use concentrated sunlight

Note 1 to entry: Concentrator photovoltaic technology is usually designated as CPV.

3.4
concentrator optics
optical component that performs one or more of the following functions from its input to output: increasing the light intensity, filtering the spectrum, modifying light intensity distribution, or changing light direction

Note 1 to entry: Typically, it is a (refractive) lens or a (reflective) mirror. A primary optic receives un-concentrated sunlight directly from the sun. A secondary optic receives concentrated or modified sunlight from a primary optic and directs it to a cell or a tertiary optic.

3.5
coolant
fluid, gas or other media that is circulated through or around a CPV device and transfers the thermal energy out of the device

3.6
CPV receiver
group of one or more solar cells and secondary optics (if present) that accepts concentrated sunlight and incorporates the means for thermal and electric energy transfer

Note 1 to entry: A receiver can be made of several sub-receivers.

3.7
CPV module
group of receivers, optics, and other related components, such as interconnection and mounting, that accepts un-concentrated sunlight

Note 1 to entry: All above components are usually prefabricated as one unit, and the focus point is not field-adjustable.

3.8
CPV array
group of modules mounted on a tracking device and electrically interconnected

Note 1 to entry: Examples are illustrated in IEC 62108.

3.9
CPV assembly
group of receivers, optics, and other related components, such as interconnects and mounts, that accepts un-concentrated sunlight

Note 1 to entry: All above components would usually be shipped separately and need some field installation, and the focus point is field-adjustable.

3.10
CPV power plant
group of CPV assemblies or CPV arrays electrically interconnected to provide output power to a load

Copyright International Electrotechnical Commission

3.11
data acquisition system
DAS
system that typically measures analog values, converts them to digital values and stores them

3.12
device under test
DUT
CPV module(s), array(s), assembly/assemblies or power plant(s) the procedure described in this International Standard is applied to

3.13
direct normal irradiance
DNI
irradiance received from a small solid angle centered on the sun's disc on a plane perpendicular to the sun's rays

3.14
direct plane of array irradiance
DPOAI
irradiance received from a small solid angle centered on the sun's disc in the plane of the CPV array

3.15
global plane of array irradiance
GPOAI
total irradiance received from the sun as a combination of direct normal irradiance and all forms of diffuse light in the plane of the PV array

3.16
gross power/energy
is equal to the net power/energy plus the parasitic power/energy

3.17
net power/energy
is equal to the gross power/energy minus the parasitic power/energy

3.18
normal incidence pyrheliometer
NIP
radiometer designed for measuring the direct irradiance as described in ISO 9060

3.19
parasitic power/energy
power/energy used by the CPV power plant to operate including, but not restricted to, the power and energy used for tracking, control, cooling, drying, measurement, and data acquisition

3.20
passively cooled
cooling with a device that does not require an active energy supply

4 Description of the method

The method of energy measurement of a CPV system is shown in Table 1.

Copyright International Electrotechnical Commission

Table 1 – Steps of the energy measurement procedure

Step	Action
1	Select and describe DUT
2	Describe site, location, surroundings
3	Check calibration of DAS, install DAS
4	Start measurements Mandatory: Time, DNI, GPOAI[a], gross power/energy[b], parasitic power/energy[b], net power/energy[b], ambient temperature, wind speed Optionally: Module/receiver temperature, voltage(s), current(s), coolant temperature, wind direction, air humidity
5	Conduct and document operation and maintenance program, e.g. cleaning of modules and NIPs, greasing, tightening of chains Update logbook, e.g. on rainfall events or unscheduled maintenance events
6	Stop measurements
7	Recheck DAS
8	Inspect recorded measurements in order to identify incorrect data, determine DNI time series used to calculate the DNI energy
9	Calculate the DNI energy, gross energy, net energy, uncertainty values, performance ratio, optionally derived parameters
10	Create report
[a] Mandatory for systems that have a geometric concentration ratio of less than 10×. [b] At least two of the three quantities need to be measured in order to calculate the third quantity.	

5 Selection of subset under test

For the energy measurement of a CPV power plant, all components of the system that will be installed with the modules shall be incorporated, so that all parasitic loads of the system are present for the measurement. At times, it may be useful to apply the procedure to a subset of a power plant. In this case, the report shall document the subset that was chosen and the rationale for the choice.

6 Operation, maintenance and cleaning

The CPV modules, arrays, assemblies or power plant shall be operated as suggested by the manufacturer. If the DUT is actively cooled, the flow rate of the coolant and the coolant composition shall be set as suggested by the manufacturer. The flow rate and coolant composition shall be recorded in the testing report.

The scheduled maintenance program as suggested by the manufacturer for all components of the power plant shall be observed, including but not limited to cleaning, greasing, tightening of chains and scheduled change of parts. In particular, cleaning of modules/concentrator optics shall be done at the same frequency as suggested by the manufacturer. In the absence of a suggested frequency, the cleaning of concentrator optics will be performed at a reasonable frequency according to the site conditions.

All scheduled and unscheduled maintenance and cleaning activities shall be noted in the report in detail including time and duration of each event. For each cleaning event it shall be noted whether all of the modules/concentrator optics or only a part thereof were cleaned. In case of a partial cleaning the cleaned part shall be specified unambiguously, e.g. by providing the module or tracker identifiers of the cleaned part.

Copyright International Electrotechnical Commission

The NIPs should be cleaned ideally daily, but shall be cleaned at least once per week and each cleaning event shall be noted including time and duration in the report.

7 Downtimes and unavailability

All periods of non-functionality of either the CPV modules, arrays, assemblies or power plant or the sensors or the DAS shall be noted including time and duration and if possible the cause in the report.

8 Parasitic energy

The measurement shall accurately include the parasitic energy consumed by the DUT. Parasitic energy includes, but is not restricted to:

– Energy consumed by the tracking system, including the energy consumed for coming on track, going to stow, and parking the CPV system at night.
– Energy consumed by the control system.
– Energy consumed by the drying system where relevant.
– Energy consumed by the cooling pumps and cooling fans, including the cooling of the inverters, where relevant.
– Energy consumed by the electrical equipment such as inverters, transformers and switch gear.
– Energy consumed by the air conditioning or cooling system in the control room and in the inverter room of the power plant where relevant.

All energy consumed by monitoring and data acquisition equipment not essential for the operation of the power plant shall be considered part of the load and shall not be considered as parasitic energy. If only one or a few modules, arrays or assemblies within a power plant are tested following this International Standard, the parasitic energy drawn by the complete power plant will be divided by the total number of modules, arrays or assemblies in the power plant and multiplied by the number of modules, arrays or assemblies under test.

In cases where parasitic energy is consumed intermittently, e.g. the energy used by the tracking system, particular attention shall be paid to ensuring accurate measurement. When in doubt, the maximum possible parasitic energy shall be used. Details of the calculation will be included in the testing report.

9 Data acquisition

9.1 General requirements

9.1.1 Data acquisition system (DAS)

9.1.1.1 General

An automatic, microprocessor-based, DAS is required for this standard. The total uncertainty of the DAS shall be determined using JCGM 100:2008 as guidance and by checks as laid out below and detailed in the test report.

The DAS excluding sensors can be checked by applying the simulated input signals specified below, or by other means agreed upon between the manufacturer and the customer. The calibrations shall be checked at the beginning and the end of the test. If the check identifies that the calibration has drifted outside of the specification, an assessment of the associated uncertainty/error shall be completed and included in the report.

The channels of the DAS can be checked separately or at the same time.

Copyright International Electrotechnical Commission

9.1.1.2 Types of input signals to be checked

– Direct Normal Irradiance power density
– Ambient air temperature
– Wind speed
– Gross power/energy
– Parasitic power/energy
– Net power/energy
– Coolant temperature; only mandatory for actively cooled systems. If optional measurements are taken, the corresponding input signals shall be checked accordingly.

9.1.1.3 Check of linear response

This check is to be performed on analog input channels on which a linear scaling operation is applied. A constant DC or AC (as appropriate) signal shall be applied to the input terminals. The difference between the result measured by the DAS and the products of the input signal value and scaling factor shall be less than ±1 % of the full scale of the DAS. This procedure should be performed at input signals of 0 %, 20 %, 40 %, 60 %, 80 %, and 100 % of full scale. If the inputs are specified for bipolar signals, negative signals shall also be applied in the same way. If errors greater than 1 % of full scale are detected, then the scale factor should be corrected by software or hardware and re-verified.

9.1.1.4 Check of stability

This check is to be performed on all analog input channels. A constant DC signal of 100 % of full scale shall be applied to the input terminals for 6 h. The fluctuation of the measured value of this signal shall be kept within ±1 % of full scale. Should the fluctuation of the input signal exceed ±0,2 %, the results shall be compensated by using a voltmeter with uncertainty of less than ±0,2 %.

9.1.1.5 Check of integration

This check is to be performed on input channels from which measurements are to be processed using an averaging or integrating operation. An input signal of a rectangular wave having an amplitude Z_m shall be applied to the channel and its measured values integrated over time period τ_{d} (recommended to be at least 6 h). The amplitude Z_m for each channel is recommended to be the maximum input level expected from the sensor. The results obtained shall be equal to $Z_m \times \tau_d \pm 1$ %. The amplitude and time period shall be monitored by measuring instruments with a ±0,5 % precision.

9.1.1.6 Check of zero value integrals

This check is to be performed on input channels from which measurements are to be processed using an averaging or integrating operation. The channel shall be short-circuited, and its measured values integrated over time period τ_{d} of at least 6 h. The result shall be ±1 % of $Z_m \times \tau_d$ where Z_m is defined in 9.1.1.5.

9.1.2 Sampling interval

The sampling interval for measurands that vary directly with DNI power density shall be 60 s or less. For measurands which have larger time constants, a larger sampling may be selected if necessary, but shall be 5 min or less. For each measured value the time and date shall be recorded in the format defined in the ISO 8601 standard: *YYYY-MM-DDThh:mm:ss.sTZD* (e.g. 1997-07-16T19:20:30.45+01:00)

Where:

YYYY = four-digit year

MM = two-digit month (01=January, etc.)

Copyright International Electrotechnical Commission

DD = two-digit day of month (01 through 31, UTC)

hh = two digits of hour (00 through 23, UTC) (am/pm NOT allowed)

mm = two digits of minute (00 through 59, UTC)

ss = two digits of second (00 through 59)

s = one or more digits representing a decimal fraction of a second

TZD = time zone designator (+hh:mm or -hh:mm offset from UTC for local winter time)

9.2 Mandatory measurements

9.2.1 General

The measurements to be taken with the DAS are given in Table 2.

Table 2 – Mandatory measurements.

Quantity	Unit or format	Comment
Date and time	*YYYY-MM-DDThh:mm:ss.sTZD*	As defined in ISO 8601
Direct Normal Irradiance power density	$W \cdot m^{-2}$	
Global plane of array (GPOAI) power density	$W \cdot m^{-2}$	Only mandatory for systems that have a geometric concentration ratio of less than 10×
Ambient air temperature	°C	
Wind speed	$m \cdot s^{-1}$	
Gross power/energy	W (power) or Wh (energy)	At least two of these three quantities need to be measured in order to calculate the third quantity
Parasitic power/energy	W (power) or Wh (energy)	
Net power/energy	W (power) or Wh (energy)	

Additional measurements may be taken for diagnostic purposes.

9.2.2 Direct normal irradiance

The direct normal irradiance power density shall be measured with at least two calibrated NIPs fulfilling at least the first class requirements according to ISO 9060. The total uncertainty of the Direct Normal Irradiance power density measurements shall be determined. It shall be below 3 %.

The two, or, preferably, more, NIPs shall be mounted in a way to reduce periods of shading to a minimum, for example by mounting one NIP on the east side and the other on the west side. The raw values of all NIPs shall be recorded for determination of the DNI time series in 10.3.

The angular range of the tracker(s) carrying the NIPs should allow for tracking the sun under any elevation and azimuth angle occurring at the site. Any DNI energy not measured due to a possibly limited angular range of the tracker(s) shall be assessed in the report.

9.2.3 Global plane of array irradiance

The global plane of array irradiance power density shall be measured with at least two calibrated pyranometers fulfilling at least the first class requirements according to ISO 9847. The total uncertainty of the global plane of array irradiance power density measurements shall be determined. It shall be below 3 %. It is not necessary to obtain global plane of array irradiance measurements if the geometric concentration ratio of the CPV system being considered is more than 10×.

Copyright International Electrotechnical Commission

The two, or, preferably, more, pyranometers shall be mounted directly into the plane of the CPV array so that it shall not cause shading onto any CPV module.

If the global plane of array irradiance is measured on a 1-axis tracker that is not always aligned with the sun, it shall be assessed whether it is acceptable to use the irradiance data from the stopped tracker. The assessment shall be included in the report.

9.2.4 Ambient air temperature

The ambient air temperature shall be measured at 2 m height above ground with a sensor in the shade or protected from radiation by a reflective shield. The uncertainty of the ambient temperature shall be determined. It shall be ±1 °C or smaller.

9.2.5 Wind speed

Wind speed shall be measured at a height and location that is representative of the conditions of the DUT. The total uncertainty of the wind speed measurements shall be determined. It shall be 0,5 $m \cdot s^{-1}$ or smaller for wind speed <5 $m \cdot s^{-1}$ and 10 % of the reading or smaller for wind speeds greater than 5 $m \cdot s^{-1}$.

9.2.6 Electrical power or energy

At least two quantities of gross, net and parasitic power or energy need to be measured in order to calculate the third quantity.

For the energy measurement the electrical DC energy or active AC energy produced by the DUT needs to be determined. It shall either be measured directly using an energy meter or indirectly by measuring the electrical power and conducting an integration to calculate the electrical energy as described in 10.4. The total uncertainty of the power or energy measurements shall be determined. It shall be below 2 %.

9.2.7 Cold source temperature (actively cooled systems only)

The cold source temperature shall be measured by means of one or more temperature sensor(s) at a location that is representative of the array conditions. The uncertainty of the cold source temperature shall be determined. It shall be ±1 °C or smaller. The cold source temperature shall be recorded during the entire testing period. The cold source temperature to be considered is either:

– the air ambient temperature in the shade if active cooling is used and if the final heat exchange is with air, or
– the water temperature in the reservoir if active cooling is used with a large reservoir (e.g. pond, tank, pool) of water.

If the temperature of the cold source is not accessible, the temperature of the coolant at its coolest point shall be recorded.

10 Data post-processing

10.1 Calculation of energy from integrated power values

In the case that the DAS offers a built in integration routine, the energy E for the period from t_0 to t_n shall be calculated as shown in Formula (1).

$$E = E(t_n) - E(t_0) \quad (1)$$

Copyright International Electrotechnical Commission

If power was generated and recorded by the built in integration routine during a time when irradiance data is unavailable, this shall be documented in the report along with the method that was used to either reduce the output energy or increase the estimated solar resource to most accurately account for this time period.

10.2 Calculation of energy from discrete power values

In case that the DAS does not offer a built in integration routine, the energy E for the period from t_0 to t_n shall be calculated from the discrete power values using a numerical integration algorithm that ensures a small integration error.

Special attention shall be paid to gaps in the power time series. A time interval larger than 150 % of the regular time interval between two data points has been proven as a reasonable criterion for identifying the beginning and the end of a gap. The integration algorithm shall recognize gaps and shall exclude them from the calculation. Gaps shall not be filled with unreasonable values, which could potentially result, e.g. from a linear interpolation between the boundaries of the gap.

For the calculation of the performance ratio as described in Clause 11 it is of high importance to exclude all periods during a gap that occurred either in the DNI time series, or in the AC/DC power time series, or in both, in order to avoid misleading results.

10.3 Calculation of the DNI time series

Before the DNI time series is calculated, all periods during which active AC or DC energy measurements are not available (e.g. due to unavailability of the energy measurement system, outage of the grid, or other event that does not represent failure of the system itself) shall be removed in order to avoid an underestimation of the performance ratio. The effect of the unavailability of the data shall be summarized in the report.

Afterwards, the DNI time series shall be calculated from the two, or, preferably, more, NIPs mounted in a way to reduce periods of shading to a minimum as described in 9.2.2. Every data set is different and the method of identifying problematic data may need to be adjusted. Some strategies are suggested in Annex A. The exact algorithms used for screening/analyzing the data shall be adjusted to attempt to address the following:

– All sensors shall be maintained in calibration. Inaccurate data shall be discarded. Nighttime data shall also be reviewed for evidence of appropriate function of each sensor.
– Similarly, remove any sensor data that was impacted by events such as cleaning of the sensor, tracker failure (if a tracker malfunctions, the loss of electricity production shall be recorded, but the irradiance measurement shall not be reduced; instead, irradiance data shall be taken from a tracker that was functioning correctly), shading, or other maintenance events.
– To define the final irradiance data, either use data from a single sensor, or average all data that has been determined to be uncompromised.
– In general, there will always be some data points that are difficult to identify as reflecting cloud transients or other anomalies. As long as the fraction of data affected in this way is <0,1 % of the total data, these do not need to be fully documented in the report. However, the fraction of the data identified as suspicious shall be identified, and, if the fraction exceeds 0,1 %, then the report shall describe the data that was flagged and possible causes identified.
– Similarly, if 100 % of the irradiance sensors are shaded or not aligned correctly with the sun for more than 15 min within sunrise and sunset, an estimate shall be made of the uncertainty associated with this omission of data.
– Data discrepancies are handled in one of three ways:
    - If the cause of incorrect data can be identified to be sensor malfunction (examples include: loss of electrical connection, evidence of condensation or snow in or on

Copyright International Electrotechnical Commission

sensor, or daytime shading) or daytime shading, such data is flagged for omission from further calculations.

- Irradiance data that is a) flagged as a discrepancy, b) of unknown cause, and c) deviates from the average by being lower than the average is also omitted from further calculations.
- Irradiance data that is a) flagged as a discrepancy, b) of unknown cause, and c) deviates from the average by being higher than the average is retained and included in further calculations.

– If there are time steps for which all irradiance data has been flagged as shaded or as incorrect, these time periods are omitted from the final calculations of both irradiance and energy generated and are documented as such in the report.

The DNI energy density E_{DNI} shall be calculated according to 10.2 from the time series of (as just described) DNI values.

For CPV products where the manufacturer specifies use of 1-axis trackers, the available irradiance energy density E_{DPOAI} shall be calculated according to 10.2 from the time series of the Direct Plane of Array Irradiance (P_{DPOAI}). The time series of P_{DPOAI} is calculated from the measured DNI time series according to Formula (2)[1] with (see Figure 1):

θ_z = solar zenith angle

β = tilt angle of the array

γ_S = solar azimuth angle

γ = array azimuth angle

$$P_{DPOAI} = P_{DNI} \cdot \cos(AOI)$$
$$\cos(AOI) = \cos(\theta_z)\cos(\beta) + \sin(\theta_z)\sin(\beta)\cos(\gamma_S - \gamma) \quad (2)$$

[1] See C.W. Hansen, J.S. Stein and A. Ellis, "Simulation of One-Minute Power Output from Utility-Scale Photovoltaic Generation Systems", *Sandia Report*, SAND2011-5529.

Copyright International Electrotechnical Commission

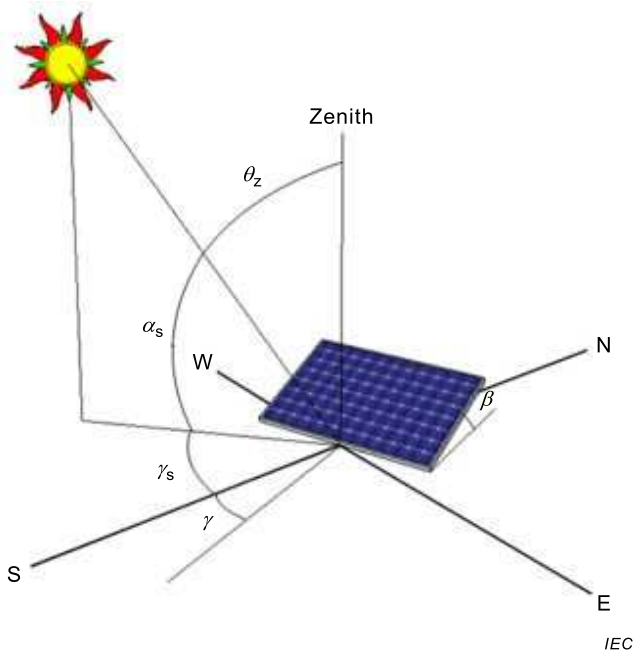

Figure 1 – Nomenclature of angles used in Formula (2)[2]

For systems that have a geometric concentration ratio of less than 10×, the total power density for the available solar resource shall also include the amount of diffuse capture of the CPV system as described in Formula (3), where f_D is the percentage of diffuse capture which is to be determined by a method external to this standard. A future IEC standard or technical specification will address how the diffuse capture percentage is to be determined experimentally. For such systems the total available irradiance energy E_{TOTAL} shall be calculated according to 10.2 from the time series of the P_{TOTAL} time series.

$$P_{TOTAL} = P_{DPOAI} + f_D \cdot \left(P_{GPOAI} - P_{DNI}\right) \quad \left[kWh/m^2\right] \tag{3}$$

10.4 Calculation of the active AC or DC energy

Before the active AC or DC energy is calculated, all periods during which DNI measurements are not available e.g. due to unavailability of the DNI measurement system shall be removed in order to avoid an overestimation of the performance ratio.

Downtimes caused by grid outages or events that were beyond the control of the CPV system shall also be removed. Outages related to calibration, cleaning, or events related specifically to the monitoring equipment and not necessary as part of the normal operation of the plant shall also be removed. However, system outages related to system failure, maintenance events (e.g. array cleaning), or other events that would also impact the delivered power from the plant shall be included in the calculations.

If the DAS offers a built in integration routine, the active AC or DC energy shall be calculated from the integrated power values as described in 10.1.

If the DAS does not offer a built in integration routine, the active AC or DC energy shall be calculated from the discrete power values as described in 10.2.

---

2 Copyright © William Surles, ITL Program, College of Engineering, University of Colorado at Boulder.

Copyright International Electrotechnical Commission

The relative standard error of the energy RSE_E is the standard error of the energy divided by the mean according to Formula (4).

$$RSE_E = \frac{\sigma_E}{E} \quad [\%] \tag{4}$$

11 Calculation of the performance ratio

11.1 General

Performance ratio may be calculated for a truncated time period. However, when the annual performance ratio is calculated, this is expected to include all irradiance from sunrise to sunset, or to at least within 15 min of sunrise / sunset.

The reference yield Y_r is calculated according to Formula (5). It represents the number of hours during which the DNI power density would need to be 1 000 W/m^2 as defined in the International Standard IEC 62670-1 for Concentrator Standard Test Conditions in order to contribute the same DNI energy density as was monitored. For CPV products where the manufacturer specifies use of 1-axis trackers, the DNI energy density E_{DNI} in Formula (5) shall be replaced with the available irradiance energy density E_{DPOAI} calculated as described in 10.3. For systems that have a geometric concentration ratio of less than 10× the DNI energy density E_{DNI} in Formula (5) shall be replaced with the total energy density for the available solar resource E_{TOTAL} calculated as described in 10.3.

$$Y_r = \frac{E_{DNI}}{1 kW/m^2} \quad \left[\frac{kWh/m^2}{kW/m^2} = h\right] \tag{5}$$

The relative standard error of the reference yield RSE_{Yr} is the standard error of the DNI energy divided by the mean according to Formula (6).

$$RSE_{Y_r} = \frac{\sigma_{Y_r}}{Y_r} = \frac{\sigma_{E_{DNI}}}{E_{DNI}} \quad [\%] \tag{6}$$

11.2 AC performance ratio

The final AC yield $Y_{f,AC}$ represents the number of hours that the array would need to operate at the output power P_{CSTC} at CSTC conditions to equal its monitored net active AC energy. It is calculated according to Formula (7).

$$Y_{f,AC} = \frac{E_{net,AC}}{P_{CSTC}} \quad \left[\frac{kWh}{kW} = h\right] \tag{7}$$

The relative standard error of the final AC yield $RSE_{Y,f,AC}$ is calculated from the standard error of the net active AC energy $\sigma_{E,net,AC}$ and from the standard error of the output power at CSTC conditions $\sigma_{P,CSTC}$ according to Formula (8).

$$RSE_{Y_{f,AC}} = \frac{\sigma_{Y_{f,AC}}}{Y_{f,AC}} = \sqrt{\left(\frac{\sigma_{E_{net,AC}}{}^2}{E_{net,AC}{}^2}\right) + \left(\frac{\sigma_{P_{CSTC}}{}^2}{P_{CSTC}{}^2}\right)} \quad [\%] \tag{8}$$

Copyright International Electrotechnical Commission

The AC performance ratio PR_{AC} is calculated according to Formula (9) by dividing the final AC yield $Y_{f,AC}$ by the reference yield Y_r.

$$PR_{AC} = \frac{Y_{f,AC}}{Y_r} \tag{9}$$

The relative standard error of the AC performance ratio $RSE_{PR,AC}$ is calculated according to Formula (10).

$$RSE_{PR_{AC}} = \frac{\sigma_{PR_{AC}}}{PR_{AC}} = \sqrt{RSE_{Y_{f,AC}}{}^2 + RSE_{Y_r}{}^2} \quad [\%] \tag{10}$$

11.3 DC performance ratio

The final DC yield $Y_{f,DC}$ represents the number of hours that the array would need to operate at the output power P_{CSTC} at CSTC conditions to equal its monitored net DC energy. It is calculated according to Formula (11). In presence of an AC parasitic load it may be difficult to convert the AC parasitic energy to a DC parasitic energy in order to calculate the net DC energy. In this case the AC parasitic load may be omitted from the calculation of the DC performance ratio if this is clearly stated in the report and an assessment of the impact is included in the report.

$$Y_{f,DC} = \frac{E_{net,DC}}{P_{CSTC}} \quad \left[\frac{kWh}{kW} = h\right] \tag{11}$$

The relative standard error of the final DC yield $RSE_{Y,f,AC}$ is calculated from the standard error of the net DC energy $\sigma_{E,net,DC}$ and from the standard error of the output power at CSTC conditions $\sigma_{P,CSTC}$ according to Formula (12).

$$RSE_{Y_{f,DC}} = \frac{\sigma_{Y_{f,DC}}}{Y_{f,DC}} = \sqrt{\left(\frac{\sigma_{E_{net,DC}}{}^2}{E_{net,DC}{}^2}\right) + \left(\frac{\sigma_{P_{STC}}{}^2}{P_{CSTC}{}^2}\right)} \quad [\%] \tag{12}$$

The DC performance ratio PR_{DC} is calculated according to Formula (13) by dividing the final DC yield $Y_{f,DC}$ by the reference yield Y_r.

$$PR_{DC} = \frac{Y_{f,DC}}{Y_r} \tag{13}$$

The relative standard error of the DC performance ratio $RSE_{PR,DC}$ is calculated according to Formula (14).

$$RSE_{PR_{DC}} = \frac{\sigma_{PR_{DC}}}{PR_{DC}} = \sqrt{RSE_{Y_{f,DC}}{}^2 + RSE_{Y_r}{}^2} \quad [\%] \tag{14}$$

Copyright International Electrotechnical Commission

12 Derived parameters

For the complete period of the test as well as for each day of the test period, the following parameters shall be calculated and included in the test report:

– Gross active AC or DC energy
– Net active AC or DC energy
– Parasitic active AC or DC energy
– Reference Yield Y_r
– Final AC yield ($Y_{f,AC}$) and/or final DC yield ($Y_{f,DC}$)
– AC performance ratio (PR_{AC}) and/or DC performance ratio (PR_{DC})

For each value also the corresponding relative standard error shall be given.

13 Report

Following completion of the procedure, a report shall be prepared in accordance with the procedures of ISO/IEC 17025. Each test report shall include, at a minimum, the following information:

a) Title
b) Name and address of the test laboratory and location (including latitude, longitude, and altitude) where the calibration or tests were carried out
c) Unique identification of the certification or report and of each page
d) Name and address of client
e) Description and unambiguous identification of the device under test
f) Characterization and condition of the DUT including, if applicable, power conditioning systems, inverters, tracking systems, cooling systems, and other parasitic power consumers
g) Date of receipt of DUT and date(s) and times of test
h) Reference to sampling procedure, for example location of the array or assembly within the power plant, where relevant
i) Exact location where the testing procedure took place, including name of location, latitude, longitude, elevation of site, description of site, particular aspects such as shading objects
j) Plan view of the CPV power plant
k) Photo(s) of the CPV power plant
l) Short description of the type of climate and weather pattern
m) Description of the cooling system if active cooling is used, including flow rate and coolant composition
n) Documentation of temperature measurements including the locations of temperature sensors
o) Any deviations from, additions to or exclusions from the test method or from manufacturer-suggested operating parameters, and any other information relevant to a specific test, such as environmental conditions, shading effects
p) Derived parameters as set forth in Clause 12
q) Details of the test procedure including the measurement sampling frequency and the integration technique for energy measurement
r) Description of measuring equipment, including how DNI power density is measured and where the NIPs are located compared to the DUT (indicated in plan view of CPV power plant)

Copyright International Electrotechnical Commission

s) Acceptance angle of the NIPs

t) Assessment of not measured DNI energy due to a possibly limited angular range of the tracker(s) on which the NIPs are mounted

u) Confirmation that the manufacturer supplied the tracker as part of the plant. If a component test used a tracker supplied by the test lab or the tracker is not a standard part of the PV plant design, provide the following information: manufacturer and model of the tracker (for the hardware that supports the modules, the hardware that moves the tracker, the controller of the movement, etc.), description of the tracker and tracker controlling algorithm, documentation of the tracking accuracy, an assessment of the impact that the tracking accuracy might have on the test results, and any other information about the tracker and/or method of mounting the CPV components that may be relevant to the test results.

v) Description of the scheduled operation and maintenance program and any departure from the maintenance plan during the testing period

w) Documentation of downtime including cause, duration, the fraction of the plant that was affected, and any other relevant details.

x) Major events during the testing period, including but not restricted to storms, unscheduled maintenance, damage to any item, replacement of any item

y) Frequency and dates of any cleaning and rain during the testing period

z) Frequency and dates of cleaning of the NIPs

aa) Measurements, examinations and derived results, including, as a minimum, a graph showing the daily active AC or DC energy production and the daily performance ratio

bb) Description of how the parasitic power was calculated

cc) Description of time periods for which data was unavailable and/or was not included in the calculations. Include an assessment of the impact of omissions on the calculations. Document rejection of irradiance data from individual sensors, reasons for rejections, and whether these rejections may have affected the final calculations.

dd) Tabulation of the uncertainties of all calculated numbers, including the uncertainties associated with drifts in calibration identified during the calibration checks, and data omissions, as described in the previous item. Principles from JCGM 100:2008 shall be used to determine the uncertainties of the measurements.

ee) Raw data

ff) A signature and title, or equivalent identification of the person(s) accepting responsibility for the content of the certificate or report, and the date of issue

gg) A statement to the effect that the results relate only to the DUT and only to the reported cooling parameters

hh) A statement that the certificate or report shall not be reproduced except in full, without the written approval of the test laboratory.

Additional information may be included in the report. Any information not specified in this Standard shall be separated from the body of the report in an annex.

Copyright International Electrotechnical Commission

Annex A
(informative)

Some suggested ways to filter data in order to identify incorrect data

The simplest algorithm for eliminating the effects of shading and other irregularities from the irradiance data while still accounting for real transients in irradiance data may depend on the plant design, the exact locations of the irradiance sensors, and the locations of nearby obstructions. It is the intent of the test method to accurately reflect the total DNI resource from sunrise to sunset. The following may be useful:

a) Check for error codes, data out of bounds, or data flagged because of maintenance events. If there is a tracking error monitor, use this to flag bad data.

b) Identify times when DNI sensors are shaded in the morning and the evening and flag these times as such. This may be accomplished by computing the times when a sensor will be shaded based on the known geometry. Alternatively, flag all values in the morning as “shaded” until 3 min after a value above the total uncertainty of the DNI measurement determined in 9.2.2 is encountered. Similarly, in the evening, all values are flagged as “shaded” starting 3 min before the values are below the total uncertainty of the DNI measurement. The 3 min width for rejecting data may be adjusted for sensors with a non-standard size by quantifying the time from when the partially shaded sensor deviates from the values recorded by other sensors to the time when the output of the sensor drops to values below the total uncertainty of the DNI measurement.

c) The difference in all of the DNI measurements should be smaller than the uncertainty of the measurement plus the variability of the irradiance. In general, it may be that the values may be required to be consistent with 10 % on a clear day. For hazy or partly cloudy days, the variability of the irradiance may be estimated from the maximum and minimum values recorded for each sensor for several minutes before and after the measurement in question. Identifying the specific criteria can be a little challenging. Especially, it may be useful to use absolute variation rather than relative and to put a minimum value on data that will be flagged because conditions that provide DNI < 400 W/m^2 also show large variations.

Copyright International Electrotechnical Commission

Annex B
(informative)

Best practices for power plant energy measurement

– Multiple NIPs should be deployed across the site to achieve the overall averaging of the site.
– NIPs should be mounted on separate trackers suitable for meteorological measurements.
– If such separate trackers are not available, mount one NIP on an East facing tracker and one on a West facing tracker used to track the CPV arrays. If possible, mount NIPs on top of the trackers to reduce shading impact.
– In any case, the trackers should have an overall minimum accuracy of 0,5° with 0° to 90° of allowable elevation and 360° of rotational azimuth capability.
– Placement of sensors should be standardized (if possible) at the plant.
– Site sensor calibration should occur minimally at one-year intervals. Calibration before and after testing is recommended.
– NIPs are particularly sensitive and may need additional verification during the test (monthly/quarterly).
– Multiple weather stations should be deployed next to or included with site monitor stations.

Copyright International Electrotechnical Commission

Annex C
(normative)

Optionally derived parameters

C.1 General

The following parameters may optionally be derived from the measurements and included in the report.

C.2 Energy Production Rate (*EPR*)

The Energy Production Rate (EPR) indicates the net AC energy or net DC energy produced by the DUT per kilowatt hour per square metre of DNI energy. The AC Energy Production Rate (EPR_{AC}) is calculated according to Formula (C.1). The DC Energy Production Rate (EPR_{DC}) is calculated according to Formula (C.2).

$$EPR_{AC} = \frac{E_{net,AC}}{E_{DNI}} \quad \left[\frac{kWh}{kWh/m^2} = m^2\right] \tag{C.1}$$

$$EPR_{DC} = \frac{E_{net,DC}}{E_{DNI}} \quad \left[\frac{kWh}{kWh/m^2} = m^2\right] \tag{C.2}$$

C.3 Capacity Factor (CF)

The Capacity Factor (CF) is the ratio of the net AC energy produced by the DUT during the test period to the energy that would have been generated if the DUT ran at its CSTC power according to IEC 62670-1 for the entire period. As shown in Formula (C.4) it is calculated as the ratio of final yield $Y_{f,AC}$ (see Formula (7)) to the overall test duration expressed in hours $t_{Test,duration}$ (see Formula (C.3)).

$$t_{Test,duration} = t_{Test,end} - t_{Test,begin} \quad [h] \tag{C.3}$$

$$CF = \frac{Y_{f,AC}}{t_{Test,Duration}} \quad [\%] \tag{C.4}$$

Copyright International Electrotechnical Commission

Copyright International Electrotechnical Commission

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS 28
INTRODUCTION 30
1 Domaine d'application 31
2 Références normatives 31
3 Termes et définitions 31
4 Description de la méthode 34
5 Sélection d'un sous-ensemble en essai 35
6 Fonctionnement, maintenance et nettoyage 35
7 Temps d'arrêt et indisponibilité 35
8 Energie parasite 35
9 Acquisition de données 36
9.1 Exigences générales 36
9.1.1 Système d'acquisition de données (DAS) 36
9.1.2 Intervalle d'échantillonnage 37
9.2 Mesures obligatoires 37
9.2.1 Généralités 37
9.2.2 Densité d'irradiation normale directe (DNI) 38
9.2.3 Plan global de densité d'irradiation de champ 38
9.2.4 Température de l'air ambiant 39
9.2.5 Vitesse du vent 39
9.2.6 Puissance ou énergie électrique 39
9.2.7 Température de source froide (systèmes à refroidissement actif seulement) 39
10 Post-traitement des données 39
10.1 Calcul de l'énergie à partir des valeurs intégrées de la puissance 39
10.2 Calcul de l'énergie à partir des valeurs discrètes de la puissance 40
10.3 Calcul des séries chronologiques de DNI 40
10.4 Calcul de l'énergie active en courant alternatif ou en courant continu 42
11 Calcul du rapport de performance 43
11.1 Généralités 43
11.2 Rapport de performance en courant alternatif 43
11.3 Rapport de performance en courant continu 44
12 Paramètres dérivés 45
13 Rapport 45
Annexe A (informative) Suggestions concernant le filtrage des données pour identifier des données incorrectes 48
Annexe B (informative) Meilleures pratiques pour la mesure de l'énergie d'une centrale 49
Annexe C (normative) Paramètres dérivés facultatifs 50
C.1 Généralités 50
C.2 Taux de production d'énergie (EPR) 50
C.3 Facteur de capacité (CF) 50

Figure 1 – Nomenclature des angles utilisés dans la formule (2) 42

Copyright International Electrotechnical Commission

Tableau 1 – Etapes de la procédure de mesure de l'énergie 34
Tableau 2 – Mesures obligatoires 38

Copyright International Electrotechnical Commission

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

_____

CONCENTRATEURS PHOTOVOLTAÏQUES (CPV) – ESSAI DE PERFORMANCES –

Partie 2: Mesure de l'énergie

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale IEC 62670-2 a été établie par le comité d'études 82 de l'IEC: Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
82/940/FDIS	82/969/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.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Copyright International Electrotechnical Commission

Une liste de toutes les parties de la série IEC 62670, publiées sous le titre général *Concentrateurs photovoltaïques (CPV) – Essai de performances*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication 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 à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

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.

Copyright International Electrotechnical Commission

INTRODUCTION

La série IEC 62670 établit des exigences pour évaluer les performances des concentrateurs photovoltaïques. Elle est applicable à toutes les technologies photovoltaïques à concentration dont le taux de concentration géométrique est supérieur à 3× et nécessitant un suivi.

Les définitions des conditions normalisées et les méthodes à utiliser pour déterminer la performance des concentrateurs photovoltaïques (CPV) sont incluses dans la série IEC 62670.

L'IEC 62670-1 définit un ensemble de conditions normalisées, de sorte que les rapports de puissance notés sur les fiches techniques et les plaques signalétiques aient une base de référence.

L'IEC 62670-2 décrit une méthode basée sur la mesure sous exposition au soleil pour déterminer la production d'énergie et le rapport de performance des champs, ensembles et centrales photovoltaïques à concentration.

L'IEC 62670-3 (à l'étude) décrit des méthodes pour obtenir une évaluation de la puissance des concentrateurs photovoltaïques sous un ensemble de conditions normalisées, permettant l'évaluation à l'intérieur et à l'extérieur.

L'IEC 62670-4 (à l'étude) décrit des méthodes pour calculer la prévision de production d'énergie électrique de modules, de champs, d'ensembles et de centrales photovoltaïques à concentration en se basant sur les mesures réalisées dans l'IEC 62670-2.

Copyright International Electrotechnical Commission

CONCENTRATEURS PHOTOVOLTAÏQUES (CPV) – ESSAI DE PERFORMANCES –

Partie 2: Mesure de l'énergie

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 62670 spécifie les exigences minimales pour déterminer la production d'énergie et le rapport de performance des modules, des champs, des ensembles et des centrales photovoltaïques à concentration utilisant une méthode basée sur la mesure sous exposition au soleil.

L'objet de la présente Norme internationale est de définir des méthodes d'essai, d'établir une mesure normalisée de l'énergie pour les modules, les champs, les ensembles et les centrales photovoltaïques à concentration, et de spécifier les informations minimales à rapporter.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. 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 62670-1, *Concentrateurs photovoltaïques (CPV) – Essai de performances – Partie 1: Conditions normales*

ISO/IEC 17025, *Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais*

ISO 8601:2004, *Éléments de données et formats d'échange -- Échange d'information -- Représentation de la date et de l'heure*

ISO 9060, *Énergie solaire – Spécification et classification des instruments de mesurage du rayonnement solaire hémisphérique et direct*

ISO 9847, *Energie solaire – Etalonnage des pyranomètres de terrain par comparaison à un pyranomètre de référence*

JCGM 100:2008, *Évaluation des données de mesure — Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

3.1
energie active en courant alternatif
énergie en courant alternatif réelle (sans l'énergie réactive)

Copyright International Electrotechnical Commission

3.2
refroidissement actif
système photovoltaïque à concentration qui nécessite un certain type de milieu (fluide, gaz, etc.) pour faciliter le transfert de l'énergie thermique d'un corps à un autre. Il peut se faire au moyen d'air forcé, de pompes, de refroidisseur thermoélectrique, de transfert de gaz ou tout autre moyen non couvert par le refroidissement passif.

3.3
concentrateur
terme associé aux dispositifs ou aux systèmes photovoltaïques qui utilisent le rayonnement lumineux du soleil concentré

Note 1 à l'article: La technologie des concentrateurs photovoltaïques est généralement appelée CPV.

3.4
optique de concentrateur
composant optique qui réalise une ou plusieurs des fonctions suivantes entre son entrée et sa sortie: augmenter l'intensité du rayonnement lumineux, filtrer le spectre, modifier la distribution d'intensité lumineuse ou changer la direction du rayonnement lumineux

Note 1 à l'article: Il s'agit typiquement d'une lentille (réfraction) ou d'un miroir (réflexion). Un optique primaire reçoit le rayonnement lumineux du soleil non concentré directement du soleil. Un optique secondaire reçoit le rayonnement lumineux du soleil concentré ou modifié depuis un optique primaire et le dirige vers une cellule ou un optique tertiaire.

3.5
fluide de refroidissement
fluide, gaz ou autre milieu qui circule dans ou autour d'un dispositif photovoltaïque à concentration et qui transfère l'énergie thermique hors du dispositif

3.6
récepteur photovoltaïque à concentration
groupe constitué d'une ou de plusieurs cellules solaires et d'un ou de plusieurs optiques secondaires (le cas échéant), qui acceptent un rayonnement lumineux du soleil concentré et intègrent le moyen de transfert d'énergie thermique et électrique

Note 1 à l'article: Un récepteur peut être constitué de plusieurs récepteurs secondaires.

3.7
module photovoltaïque à concentration
groupe de récepteurs, d'optiques et d'autres composants associés, tels que des interconnexions et des supports de montage, qui acceptent un rayonnement lumineux du soleil non concentré

Note 1 à l'article: Tous ces composants sont généralement fabriqués au préalable sous la forme d'une unité et le point de focalisation n'est pas réglable sur le terrain.

3.8
champ photovoltaïque à concentration
groupe de modules montés sur un dispositif de poursuite et interconnectés électriquement

Note 1 à l'article: Des exemples sont illustrés dans l'IEC 62108.

3.9
ensemble photovoltaïque à concentration
groupe de récepteurs, d'optiques et d'autres composants associés, tels que des interconnexions et des supports de montage, qui acceptent un rayonnement lumineux du soleil non concentré

Note 1 à l'article: Tous ces composants devraient généralement être livrés séparément et nécessitent d'être installés sur le terrain. Le point de focalisation est réglable sur le terrain.

Copyright International Electrotechnical Commission

3.10
centrale photovoltaïque à concentration
groupe d'ensembles photovoltaïques à concentration ou de champs photovoltaïques à concentration interconnectés électriquement pour délivrer une puissance à une charge

3.11
système d'acquisition de données
DAS
système qui mesure typiquement des valeurs analogiques, les convertit en valeurs numériques et les stocke

Note 1 à l'article: L'abréviation «DAS» est dérivée du terme anglais développé correspondant «Data Acquisition System».

3.12
dispositif en essai
DUT
modules, champs, ensembles ou centrales photovoltaïques à concentration auxquels s'applique la procédure décrite dans la présente Norme internationale

Note 1 à l'article: L'abréviation «DUT» est dérivée du terme anglais développé correspondant «Device Under Test».

3.13
densité d'irradiation normale directe
DNI
densité d'irradiation reçue depuis un petit angle solide centré sur le disque du soleil sur un plan perpendiculaire aux rayons du soleil

Note 1 à l'article: L'abréviation «DNI» est dérivée du terme anglais développé correspondant «Direct Normal Irradiance».

3.14
densité d'irradiation directe dans le plan du champ photovoltaïque
DPOAI
densité d'irradiation reçue depuis un petit angle solide centré sur le disque du soleil dans le plan du champ photovoltaïque

Note 1 à l'article: L'abréviation «DPOAI» est dérivée du terme anglais développé correspondant «Direct Plane Of Array Irradiance».

3.15
densité d'irradiation globale dans le plan du champ photovoltaïque
GPOAI
densité d'irradiation totale reçue depuis le soleil comme une combinaison de densité d'irradiation normale directe et de toutes les formes de rayonnement lumineux diffus dans le plan du champ photovoltaïque

Note 1 à l'article: L'abréviation «GPOAI» est dérivée du terme anglais développé correspondant «Global Plane Of Array Irradiance».

3.16
puissance/énergie brute
puissance/énergie nette plus puissance/énergie parasite

3.17
puissance/énergie nette
puissance/énergie brute moins puissance/énergie parasite

Copyright International Electrotechnical Commission

3.18
pyrhéliomètre sous incidence normale
NIP
radiomètre conçu pour mesurer la densité d'irradiation directe comme cela est décrit dans l'ISO 9060

Note 1 à l'article: L'abréviation «NIP» est dérivée du terme anglais développé correspondant «Normal Incidence Pyrheliometer».

3.19
puissance/énergie parasite
puissance/énergie utilisée par la centrale photovoltaïque à concentration pour fonctionner, incluant, sans y être limitée, la puissance/énergie utilisée pour le suivi, le contrôle, le refroidissement, le séchage, les mesures et l'acquisition de données

3.20
refroidissement passif
refroidissement avec un dispositif ne nécessitant pas une alimentation en énergie active

4 Description de la méthode

La méthode de mesure de l'énergie d'un système photovoltaïque à concentration est indiquée dans le Tableau 1.

Tableau 1 – Etapes de la procédure de mesure de l'énergie

Etape	Action
1	Sélectionner et décrire le dispositif en essai (DUT)
2	Décrire le site, l'emplacement, le voisinage
3	Vérifier l'étalonnage du système d'acquisition de données (DAS), et l'installer
4	Commencer les mesures Mesures obligatoires: le temps, la densité d'irradiation normale directe (DNI), le plan global de densité d'irradiation de champ (GPOAI)[a], la puissance/énergie brute[b], la puissance/énergie parasite[b], la puissance/énergie nette[b], la température ambiante, la vitesse du vent Mesures facultatives: la température du module/récepteur, les tensions, les courants, la température du fluide de refroidissement, la direction du vent, l'humidité atmosphérique
5	Exécuter et documenter le programme de fonctionnement et de maintenance, par exemple le nettoyage des modules et des pyrhéliomètres sous incidence normale (NIP), le graissage, le serrage des chaînes Mettre à jour le journal de travail, par exemple avec des événements relatifs aux précipitations ou des événements de maintenance non planifiés
6	Arrêter les mesures
7	Revérifier le DAS
8	Inspecter les mesures enregistrées afin d'identifier les données incorrectes, déterminer les séries chronologiques de DNI utilisées pour calculer l'énergie de la DNI
9	Calculer l'énergie de la DNI, l'énergie brute, l'énergie nette, les valeurs d'incertitude, le rapport de performance et, facultativement les paramètres dérivés
10	Etablir un rapport

[a] Obligatoire pour les systèmes dont le taux de concentration géométrique est inférieur à 10×.

[b] Au moins deux des trois quantités doivent être mesurées pour calculer la troisième quantité.

Copyright International Electrotechnical Commission

5 Sélection d'un sous-ensemble en essai

Pour la mesure de l'énergie d'une centrale photovoltaïque à concentration, tous les composants du système qui sera installé avec les modules doivent être pris en compte, afin que toutes les charges parasites du système soient présentes pour la mesure. Parfois, il peut être utile d'appliquer la procédure à un sous-ensemble d'une centrale. Dans ce cas, le rapport doit indiquer le sous-ensemble qui a été choisi et le choix doit être justifié.

6 Fonctionnement, maintenance et nettoyage

Les modules, les champs, les ensembles et les centrales photovoltaïques à concentration doivent être utilisés conformément aux directives du fabricant. Si le DUT est refroidi activement, le débit et la composition du fluide de refroidissement doivent être conformes aux directives du fabricant. Le débit et la composition du fluide de refroidissement doivent être consignés dans le rapport d'essai.

Le programme de maintenance suggéré par le fabricant pour tous les composants de la centrale doit être observé, incluant, mais sans y être limité, le nettoyage, le graissage, le serrage des chaînes et le remplacement planifié des pièces. En particulier, le nettoyage des modules et des optiques de concentrateurs doit être fait à la fréquence suggérée par le fabricant. En l'absence de suggestion du fabricant, le nettoyage des optiques de concentrateurs sera effectué à une fréquence raisonnable, conformément aux conditions du site.

Les activités de maintenance et de nettoyage planifiées ou non doivent être consignées de manière détaillée dans le rapport, en incluant la date et la durée de chaque événement. Pour chaque événement de nettoyage, le rapport doit indiquer si tous les modules et les optiques de concentrateurs ou seulement certains ont été nettoyés. Dans le cas d'un nettoyage partiel, les éléments nettoyés doivent être spécifiés clairement, par exemple en fournissant les identifiants des modules ou des dispositifs de suivi nettoyés.

Les NIP doivent être nettoyés au moins une fois par semaine. Idéalement, il convient de les nettoyer tous les jours et chaque événement de nettoyage doit être consigné dans le rapport, en incluant la date et la durée.

7 Temps d'arrêt et indisponibilité

Toutes les périodes pendant lesquelles les modules, les champs, les ensembles, les centrales photovoltaïques à concentration, les capteurs ou le DAS ne fonctionnent pas doivent être consignées dans le rapport, en incluant la date et la durée, et, si possible, la cause.

8 Energie parasite

La mesure doit inclure avec précision l'énergie parasite consommée par le DUT. L'énergie parasite inclut, sans y être limitée:

– L'énergie consommée par le système de suivi, incluant l'énergie consommée pour la mise en place, le stockage et le stationnement du système photovoltaïque à concentration la nuit.

– L'énergie consommée par le système de contrôle.

– L'énergie consommée par le système de séchage, le cas échéant.

– L'énergie consommée par les pompes de refroidissement et les ventilateurs, y compris le refroidissement des inverseurs, le cas échéant.

Copyright International Electrotechnical Commission

– L'énergie consommée par les équipements électriques tels que des inverseurs, des transformateurs et l'appareillage.
– L'énergie consommée par le système de climatisation ou de refroidissement dans la salle de contrôle et dans la salle des inverseurs de la centrale, le cas échéant.

Toute l'énergie consommée par les équipements de surveillance et d'acquisition de données non essentiels au fonctionnement de la centrale doit être considérée comme faisant partie de la charge et doit ne pas être considérée comme de l'énergie parasite. Si un seul ou quelques modules, champs ou ensembles à l'intérieur d'une centrale sont soumis aux essais de la présente Norme internationale, l'énergie parasite utilisée par toute la centrale sera divisée par le nombre total de modules, de champs ou d'ensembles dans la centrale et multipliée par le nombre de modules, de champs ou d'ensembles en essai.

Lorsque l'énergie parasite est consommée par intermittence, par exemple l'énergie utilisée par le système de suivi, elle doit faire l'objet d'une attention particulière pour garantir une mesure précise. En cas de doute, l'énergie parasite maximale possible doit être utilisée. Les détails du calcul seront inclus dans le rapport d'essai.

9 Acquisition de données

9.1 Exigences générales

9.1.1 Système d'acquisition de données (DAS)

9.1.1.1 Généralités

Un DAS automatique basé sur un microprocesseur est exigé pour la présente norme. L'incertitude totale du DAS doit être déterminée en utilisant en suivant les lignes directrices de la norme JCGM 100:2008 et par les contrôles présentés ci-dessous. Elle doit être consignée en détail dans le rapport d'essai.

Le DAS sans les capteurs peut être contrôlé en appliquant les signaux d'entrée simulés spécifiés ci-dessous, ou par d'autres moyens ayant fait l'objet d'un accord entre le fabricant et le client. Les étalonnages doivent être contrôlés au début et à la fin de l'essai. Si le contrôle détecte que l'étalonnage s'est écarté de la spécification, l'incertitude ou l'erreur associée doit être évaluée et consignée dans le rapport.

Les canaux du DAS peuvent être contrôlés séparément ou en même temps.

9.1.1.2 Types de signaux d'entrée à contrôler

– Densité de puissance de densité d'irradiation normale directe
– Température de l'air ambiant
– Vitesse du vent
– Puissance/énergie brute
– Puissance/énergie parasite
– Puissance/énergie nette
– Fluide de refroidissement; obligatoire uniquement pour les systèmes à refroidissement actif. Si des mesures facultatives sont effectuées, les signaux d'entrée correspondants doivent être vérifiés en conséquence.

9.1.1.3 Contrôle de la réponse linéaire

Ce contrôle doit être effectué sur des canaux d'entrée analogique sur lesquels une mise à l'échelle linéaire est appliquée. Un signal constant continu ou alternatif (selon le cas) doit être appliqué aux bornes d'entrée. La différence entre le résultat mesuré par le DAS et le produit de la valeur du signal d'entrée par le facteur d'échelle doit être inférieure à ± 1 % de la pleine échelle du DAS. Il convient d'effectuer cette procédure avec des signaux d'entrée de 0 %,

Copyright International Electrotechnical Commission

20 %, 40 %, 60 %, 80 % et 100 % de la pleine échelle. Si les entrées sont spécifiées pour des signaux bipolaires, les signaux négatifs doivent également être appliqués de la même manière. Si des erreurs supérieures à 1 % de la pleine échelle sont détectées, alors il convient de corriger le facteur d'échelle de manière logicielle ou matérielle et de refaire le contrôle.

9.1.1.4 Contrôle de la stabilité

Ce contrôle doit être effectué sur tous les canaux d'entrée analogiques. Un signal constant continu de 100 % de la pleine échelle doit être appliqué aux bornes d'entrée pendant 6 h. La fluctuation de la valeur mesurée de ce signal ne doit pas dépasser ± 1 % de la pleine échelle. Si la fluctuation du signal d'entrée dépasse ±0,2 %, les résultats doivent être compensés en utilisant un voltmètre avec une incertitude inférieure à ±0,2 %.

9.1.1.5 Contrôle de l'intégration

Ce contrôle doit être effectué sur les canaux d'entrée sur lesquels des mesures doivent être réalisées en utilisant une opération de calcul de moyenne ou d'intégration. Un signal d'entrée de forme d'onde rectangulaire ayant une amplitude Z_m doit être appliqué au canal et les valeurs mesurées intégrées sur une période de temps τ_{d} (on recommande que τ_{d} soit au moins 6 h). On recommande que l'amplitude Z_m pour chaque canal soit le niveau d'entrée maximal prévu du capteur. Les résultats obtenus doivent être égaux à $Z_m \times \tau_d \pm 1$ %. L'amplitude et la période de temps doivent être contrôlées par des instruments de mesure avec une précision de ±0,5 %.

9.1.1.6 Contrôle des intégrales de valeur nulle

Ce contrôle doit être effectué sur les canaux d'entrée sur lesquels des mesures doivent être réalisées en utilisant une opération de calcul de moyenne ou d'intégration. Le canal doit être court-circuité, et les valeurs mesurées intégrées sur une période de temps τ_{d} d'au moins 6 h. Le résultat doit représenter ±1 % de $Z_m \times \tau_d$, où Z_m est défini en 9.1.1.5.

9.1.2 Intervalle d'échantillonnage

L'intervalle d'échantillonnage pour les mesurandes qui varient directement avec la densité de puissance de la DNI doit être de 60 s ou moins. Pour les mesurandes qui ont de plus grandes constantes de temps, un échantillonnage plus grand peut être choisi si nécessaire, mais doit être de 5 min ou moins. Pour chaque valeur mesurée, l'heure et la date doivent être consignées dans le format défini dans l'ISO 8601: *AAAA-MM-JJThh:mm:ss.sTZD* (ex.: 1997-07-16T19:20:30.45+01:00)

où:

AAAA représente l'année sur quatre chiffres

MM représente le mois sur deux chiffres (01 pour janvier, etc.)

JJ représente le jour mois sur deux chiffres (01 à 31, UTC)

hh représente les heures sur deux chiffres (00 à 23, UTC) (format 24 h uniquement)

mm représente les minutes sur deux chiffres (00 à 59, UTC)

ss représente les secondes sur deux chiffres (00 à 59)

s représente les fractions décimales de secondes sur un ou plusieurs chiffres

TZD représente l'indicateur de fuseau horaire (décalage +hh:mm ou -hh:mm par rapport au temps universel coordonné, UTC, pour l'heure d'hiver locale)

9.2 Mesures obligatoires

9.2.1 Généralités

Les mesures à effectuer avec le DAS sont indiquées dans le Tableau 2.

Copyright International Electrotechnical Commission

Tableau 2 – Mesures obligatoires

Quantité	Unité ou format	Commentaires
Date et heure	*AAAA-MM-JJThh:mm:ss.sTZD*	Comme défini dans l'ISO 8601
Densité de puissance de densité d'irradiation normale directe	$W \cdot m^{-2}$	
Densité de puissance du plan global de densité d'irradiation de champ (GPOAI)	$W \cdot m^{-2}$	Obligatoire uniquement pour les systèmes dont le taux de concentration géométrique est inférieur à 10×.
Température de l'air ambiant	°C	
Vitesse du vent	$m \cdot s^{-1}$	
Puissance/énergie brute	W (puissance) ou Wh (énergie)	Au moins deux des trois quantités doivent être mesurées pour calculer la troisième quantité
Puissance/énergie parasite	W (puissance) ou Wh (énergie)	
Puissance/énergie nette	W (puissance) ou Wh (énergie)	

Des mesures supplémentaires peuvent être effectuées à des fins de diagnostic.

9.2.2 Densité d'irradiation normale directe (DNI)

La densité de puissance de la densité d'irradiation normale directe doit être mesurée avec au moins deux NIP étalonnés et satisfaisants au moins aux exigences de première classe selon l'ISO 9060. L'incertitude totale des mesures de densité de puissance de la densité d'irradiation normale directe doit être déterminée. Elle doit être inférieure à 3 %.

Les deux NIP, ou de préférence un plus grand nombre, doivent être montés pour réduire à leurs valeurs minimales les périodes d'ombrage, par exemple en plaçant un NIP côté Est et l'autre côté Ouest. Les valeurs brutes de tous les NIP doivent être consignées pour déterminer les séries chronologiques de DNI en 10.3.

Il convient que la plage angulaire des dispositifs de suivi supportant les NIP permette de suivre le soleil sous tout angle d'élévation et d'azimut du site. Toute énergie de la DNI non mesurée en raison d'une plage angulaire des dispositifs de suivi pouvant être limitée doit être évaluée dans le rapport.

9.2.3 Plan global de densité d'irradiation de champ

La densité de puissance du plan global de densité d'irradiation de champ doit être mesurée avec au moins deux pyranomètres étalonnés et satisfaisants au moins aux exigences de première classe selon l'ISO 9847. L'incertitude totale des mesures de densité de puissance du plan global de densité d'irradiation de champ doit être déterminée. Elle doit être inférieure à 3 %. Il n'est pas nécessaire d'obtenir les mesures du plan global de densité d'irradiation de champ si le taux de concentration géométrique du système photovoltaïque à concentration considéré est supérieur à 10×.

Les deux pyranomètres, ou de préférence un plus grand nombre, doivent être montés directement dans le plan du champ photovoltaïque à concentration, de telle sorte qu'ils ne doivent créer d'ombre sur aucun module photovoltaïque à concentration.

Si le plan global de densité d'irradiation de champ est mesuré sur un dispositif de suivi sur un axe qui n'est pas toujours aligné sur le soleil, on doit évaluer s'il est acceptable ou non d'utiliser les données de densité d'irradiation provenant du dispositif de suivi arrêté. L'évaluation doit être consignée dans le rapport.

Copyright International Electrotechnical Commission

9.2.4 Température de l'air ambiant

La température de l'air ambiant doit être mesurée à 2 m au-dessus du sol avec un capteur dans une zone d'ombre ou protégé des rayonnements par un écran réfléchissant. L'incertitude de la température ambiante doit être déterminée. Elle doit être inférieure ou égale à ±1 °C.

9.2.5 Vitesse du vent

La vitesse du vent doit être mesurée à une hauteur et à un endroit représentatifs des conditions du DUT. L'incertitude totale des mesures de vitesse du vent doit être déterminée. Elle doit être de 0,5 $m \cdot s^{-1}$ ou moins pour des vitesses du vent <5 $m \cdot s^{-1}$ et 10 % de la lecture ou moins pour des vitesses de vent supérieures à 5 $m \cdot s^{-1}$.

9.2.6 Puissance ou énergie électrique

Au moins deux des trois quantités de puissance ou d'énergie brute, nette et parasite doivent être mesurées pour calculer la troisième quantité.

Pour la mesure de l'énergie, l'énergie électrique en courant continu ou l'énergie active en courant alternatif produite par le DUT doit être déterminée. Elle doit être mesurée soit directement en utilisant un compteur d'énergie, soit indirectement en mesurant la puissance électrique et en réalisant une intégration pour calculer l'énergie électrique comme décrit en 10.4. L'incertitude totale des mesures de puissance ou d'énergie doit être déterminée. Elle doit être inférieure à 2 %.

9.2.7 Température de source froide (systèmes à refroidissement actif seulement)

La température de la source froide doit être mesurée au moyen d'un ou de plusieurs capteurs de température à un endroit représentatif des conditions des champs. L'incertitude de la température de la source froide doit être déterminée. Elle doit être inférieure ou égale à ±1 °C. La température de la source froide doit être enregistrée pendant toute la période d'essai. La température de la source froide à considérer est:

– soit la température de l'air ambiant à l'ombre, si un refroidissement actif est utilisé et si l'échange de chaleur final se fait avec de l'air,

– soit la température de l'eau dans le réservoir, si un refroidissement actif est utilisé avec un grand réservoir d'eau (par exemple un étang, un réservoir, une piscine).

Si la température de la source froide n'est pas accessible, la température du fluide de refroidissement à son point le plus froid doit être enregistrée.

10 Post-traitement des données

10.1 Calcul de l'énergie à partir des valeurs intégrées de la puissance

Dans le cas où le DAS comporte un programme d'intégration, l'énergie E sur la période entre t_0 *et* t_n doit être calculée selon la formule (1).

$$E = E(t_n) - E(t_0) \quad (1)$$

Si la puissance a été générée et enregistrée par un programme d'intégration intégré pendant une période pendant laquelle les données de densité d'irradiation n'étaient pas disponibles, ceci doit être consigné dans le rapport avec la méthode qui a été utilisée pour réduire l'énergie de sortie ou pour augmenter la ressource solaire estimée pour tenir compte le plus précisément possible de cette période de temps.

Copyright International Electrotechnical Commission

10.2 Calcul de l'énergie à partir des valeurs discrètes de la puissance

Dans le cas où le DAS ne comporte pas de programme d'intégration, l'énergie E sur la période entre t_0 *et* t_n doit être calculée à partir des valeurs discrètes de la puissance en utilisant un algorithme d'intégration numérique qui assure une faible erreur d'intégration.

Les interruptions dans les séries chronologiques de puissance doivent faire l'objet d'une particulière attention. Il a été prouvé qu'un intervalle de temps supérieur à 150 % de l'intervalle de temps régulier entre deux données est un critère raisonnable pour identifier le début et la fin d'une interruption. L'algorithme d'intégration doit identifier les interruptions et doit les exclure du calcul. Les interruptions ne doivent pas être remplies avec des valeurs irréalistes, qui pourraient potentiellement résulter, par exemple, d'une interpolation linéaire entre les limites de l'interruption.

Pour le calcul du rapport de performance décrit à l'Article 11, il est très important d'exclure toutes les périodes pendant une interruption qui s'est produite soit dans les séries chronologiques de DNI, soit dans les séries chronologiques de puissance alternative/continue, soit dans les deux, afin d'éviter des résultats trompeurs.

10.3 Calcul des séries chronologiques de DNI

Avant de calculer les séries chronologiques de DNI, toutes les périodes pendant lesquelles les mesures de l'énergie active en courant alternatif ou en courant continu ne sont pas disponibles (par exemple en raison de l'indisponibilité du système de mesure de l'énergie, d'une panne de réseau électrique ou de tout autre événement qui ne constitue pas une défaillance du système même) doivent être retirées afin d'éviter une sous-estimation du rapport de performance. L'effet de l'indisponibilité des données doit être consigné dans le rapport.

Ensuite, les séries chronologiques de DNI doivent être calculées à partir des deux, ou de préférence un plus grand nombre, NIP montés d'une manière visant à réduire les périodes d'ombre à une valeur minimale comme cela est décrit en 9.2.2. Chaque ensemble de données est différent et la méthode pour identifier des données problématiques peut devoir être ajustée. Des stratégies sont suggérées à l'Annexe A. Les algorithmes exacts utilisés pour sélectionner et analyser les données doivent être ajustés pour tenter de traiter les points suivants:

– L'étalonnage de tous les capteurs doit être maintenu. Les données imprécises doivent être éliminées. Les données de nuit doivent également être passées en revue pour montrer le fonctionnement approprié de chaque capteur.
– De manière similaire, retirer toutes les données du capteur qui ont été influencées par des événements tels que le nettoyage du capteur, une défaillance du dispositif de suivi (dans le cas d'un dysfonctionnement du dispositif de suivi, la perte de production d'électricité doit être enregistrée, mais la mesure de la densité d'irradiation ne doit ne pas être réduite; au lieu de cela, les données de densité d'irradiation doivent provenir d'un dispositif de suivi qui fonctionnait correctement), de l'ombre, ou tout autre événement de maintenance.
– Pour définir les données finales de densité d'irradiation, utiliser soit les données d'un seul capteur, soit la moyenne de toutes les données qui ont été déterminées comme étant sans faille.
– En général, il y aura toujours des données difficiles à identifier comme représentant des nuages transitoires ou d'autres anomalies. Si la fraction des données affectées de cette façon est inférieure à 0,1 % de la totalité des données, il n'est pas nécessaire de consigner ces données dans le rapport. Toutefois, la fraction des données identifiées comme suspectes doit être identifiée, et, si la fraction dépasse 0,1 %, alors le rapport doit décrire les données qui ont été signalées et les causes possibles doivent être identifiées.
– De manière similaire, si 100 % des capteurs de densité d'irradiation sont à l'ombre ou ne sont pas alignés correctement sur le soleil pendant plus de 15 min entre le lever et le coucher du soleil, l'incertitude liée à cette absence de données doit être estimée.
– Les divergences de données sont traitées par une des trois manières suivantes:

Copyright International Electrotechnical Commission

- Si des données incorrectes peuvent être identifiées comme étant dues à un dysfonctionnement d'un capteur (par exemple, une perte de connexion électrique, la présence de condensation ou de neige à l'intérieur du capteur ou sur le capteur) ou à une zone d'ombre, de telles données sont marquées pour ne pas être prises en compte dans les calculs.
- Des données de densité d'irradiation qui sont a) marquées comme divergentes, b) de cause inconnue, et c) inférieures à la moyenne, ne sont également pas prises en compte pour les calculs.
- Des données de densité d'irradiation qui sont a) marquées comme divergentes, b) de cause inconnue, et c) *supérieures* à la moyenne, sont retenues et prises en compte pour les calculs.

– S'il y a des intervalles de temps pendant lesquels toutes les données de densité d'irradiation ont été marquées comme étant en présence d'ombre ou comme incorrectes, ces périodes ne sont pas prises en compte dans les calculs finaux de la densité d'irradiation et de l'énergie générée et sont consignées dans le rapport.

La densité d'énergie de la DNI, E_{DNI}, doit être calculée conformément en 10.2 des séries chronologiques des valeurs de DNI.

Pour des produits photovoltaïques à concentration pour lesquels le fabricant spécifie l'utilisation de dispositifs de suivi sur 1 axe, la densité d'énergie de la densité d'irradiation disponible E_{DPOAI} doit être calculée conformément en 10.2 des séries chronologiques de plan direct de densité d'irradiation de champ (P_{DPOAI}). Les séries chronologiques *de* P_{DPOAI} sont calculées à partir des séries chronologiques de DNI mesurée selon la formule (2)[1] avec (voir Figure 1):

θ_z = angle zénithal du soleil

β = angle d'inclinaison du champ

γ_s = angle d'azimut du soleil

γ = angle d'azimut du champ

$$P_{DPOAI} = P_{DNI} \cdot \cos(AOI)$$
$$\cos(AOI) = \cos(\theta_z)\cos(\beta) + \sin(\theta_z)\sin(\beta)\cos(\gamma_s - \gamma) \quad (2)$$

[1] Voir C.W. Hansen, J.S. Stein and A. Ellis, "Simulation of One-Minute Power Output from Utility-Scale Photovoltaic Generation Systems", *Sandia Report*, SAND2011-5529.

Copyright International Electrotechnical Commission

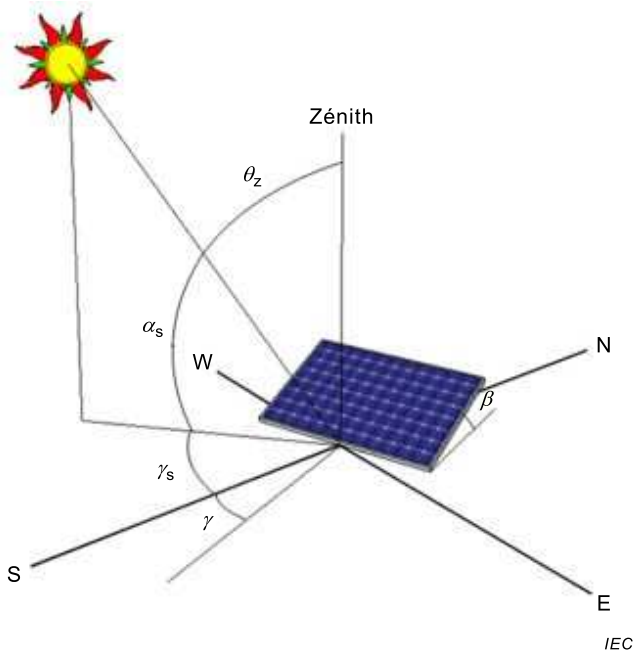

Figure 1 – Nomenclature des angles utilisés dans la formule (2)[2]

Pour les systèmes qui ont un taux de concentration géométrique inférieur à 10×, la densité de puissance totale pour la ressource solaire disponible doit également inclure la quantité de capture diffuse du système photovoltaïque à concentration comme décrit dans la formule (3), où f_D est le pourcentage de capture diffuse qui doit être déterminé par une méthode externe à cette norme. Une future norme IEC ou une spécification technique traitera la façon dont le pourcentage de capture diffuse doit être déterminé expérimentalement. Pour de tels systèmes, l'énergie de densité d'irradiation totale disponible E_{TOTAL} doit être calculée conformément à 10.2 des séries chronologiques *de* P_{TOTAL}.

$$P_{TOTAL} = P_{DPOAI} + f_D \cdot \left(P_{GPOAI} - P_{DNI}\right) \quad \left\lfloor kWh/m^2 \right\rfloor \tag{3}$$

10.4 Calcul de l'énergie active en courant alternatif ou en courant continu

Avant de calculer l'énergie active en courant alternatif ou en courant continu, toutes les périodes pendant lesquelles les mesures de DNI ne sont pas disponibles (par exemple en raison de l'indisponibilité du système de mesure de la DNI) doivent être retirées afin d'éviter une surestimation du rapport de performance.

Les temps d'arrêt provoqués par des pannes de réseau électrique ou par des événements échappant au contrôle du système photovoltaïque à concentration doivent également être retirés. Les pannes liées à l'étalonnage, au nettoyage ou à des événements associés spécifiquement aux équipements de surveillance et non nécessaires au fonctionnement normal de la centrale doivent également être retirées. Toutefois, les pannes du système liées à une défaillance du système, à des événements de maintenance (par exemple, le nettoyage de champs), ou à d'autres événements qui auraient également une influence sur la puissance délivrée par la centrale doivent être incluses dans les calculs.

Si le DAS comporte un programme d'intégration, l'énergie active en courant alternatif ou en courant continu doit être calculée à partir des valeurs de puissance intégrées comme décrit en 10.1.

---

2 Copyright © William Surles, ITL Program, College of Engineering, University of Colorado at Boulder.

Copyright International Electrotechnical Commission

Si le DAS ne comporte pas de programme d'intégration, l'énergie active en courant alternatif ou en courant continu doit être calculée à partir des valeurs de puissance discrètes comme décrit en 10.2.

L'erreur type relative de l'énergie RSE_E est l'erreur type de l'énergie divisée par la moyenne selon la formule (4).

$$RSE_E = \frac{\sigma_E}{E} \quad [\%] \tag{4}$$

11 Calcul du rapport de performance

11.1 Généralités

Le rapport de performance peut être calculé pendant une période de temps tronquée. Néanmoins, lorsque le rapport de performance annuel est calculé, il est supposé comprendre toute la densité d'irradiation émise du lever au coucher du soleil, ou au minimum avec une tolérance de 15 min par rapport au lever et au coucher du soleil.

Le rendement de référence Y_r est calculé selon la formule (5). Il représente le nombre d'heures pendant lesquelles la densité de puissance de la DNI devrait être 1 000 W/m^2 comme cela est défini dans l'IEC 62670-1 pour les conditions d'essai normalisées de concentrateurs afin de contribuer à la même densité d'énergie de la DNI que celle contrôlée. Pour des produits photovoltaïques à concentration pour lesquels le fabricant spécifie l'utilisation de dispositifs de suivi sur 1 axe, la densité d'énergie de la DNI E_{DNI} dans la formule (5) doit être remplacée par la densité d'énergie de la densité d'irradiation disponible E_{DPOAI} calculée conformément à 10.3. Pour les systèmes dont le taux de concentration géométrique est inférieur à 10×, la densité d'énergie de la DNI E_{DNI} dans la formule (5) doit être remplacée par la densité d'énergie totale pour la ressource solaire disponible E_{TOTAL} calculée conformément à 10.3.

$$Y_r = \frac{E_{DNI}}{1 kW/m^2} \quad \left[\frac{kWh/m^2}{kW/m^2} = h\right] \tag{5}$$

L'erreur type relative du rendement de référence RSE_{Yr} est l'erreur type de l'énergie de la DNI divisée par la moyenne selon la formule (6).

$$RSE_{Y_r} = \frac{\sigma_{Y_r}}{Y_r} = \frac{\sigma_{E_{DNI}}}{E_{DNI}} \quad [\%] \tag{6}$$

11.2 Rapport de performance en courant alternatif

Le rendement en courant alternatif final $Y_{f,AC}$ représente le nombre d'heures pendant lequel le champ devrait fonctionner à la puissance de sortie P_{CSTC} dans des conditions d'essai normalisées du concentrateur pour être égal à son énergie active nette en courant alternatif contrôlée. Il se calcule selon la formule (7).

$$Y_{f,AC} = \frac{E_{net,AC}}{P_{CSTC}} \quad \left[\frac{kWh}{kW} = h\right] \tag{7}$$

L'erreur type relative du rendement en courant alternatif final $RSE_{Y,f,AC}$ est calculée à partir de l'erreur type de l'énergie active nette en courant alternatif $\sigma_{E,net,AC}$ et à partir de l'erreur type

Copyright International Electrotechnical Commission

de la puissance de sortie dans des conditions d'essai normalisées du concentrateur $\sigma_{P,CSTC}$ selon la formule (8).

$$RSE_{Y_{f,AC}} = \frac{\sigma_{Y_{f,AC}}}{Y_{f,AC}} = \sqrt{\left(\frac{\sigma_{E_{net,AC}}{}^2}{E_{net,AC}{}^2}\right) + \left(\frac{\sigma_{P_{CSTC}}{}^2}{P_{CSTC}{}^2}\right)} \quad [\%] \tag{8}$$

Le rapport de performance en courant alternatif PR_{AC} est calculé selon la formule (9) en divisant le rendement en courant alternatif final $Y_{f,AC}$ par le rendement de référence Y_r.

$$PR_{AC} = \frac{Y_{f,AC}}{Y_r} \tag{9}$$

L'erreur type relative du rapport de performance en courant alternatif $RSE_{PR,AC}$ est calculé selon la formule (10).

$$RSE_{PR_{AC}} = \frac{\sigma_{PR_{AC}}}{PR_{AC}} = \sqrt{RSE_{Y_{f,AC}}{}^2 + RSE_{Y_r}{}^2} \quad [\%] \tag{10}$$

11.3 Rapport de performance en courant continu

Le rendement en courant continu final $Y_{f,DC}$ représente le nombre d'heures pendant lequel le champ devrait fonctionner à la puissance de sortie P_{CSTC} dans des conditions d'essai normalisées du concentrateur pour être égal à son énergie nette en courant continu contrôlée. Il se calcule selon la formule (11). En présence d'une charge parasite en courant alternatif, il peut être difficile de convertir l'énergie parasite en courant alternatif en une énergie parasite en courant continu afin de calculer l'énergie nette en courant continu. Dans ce cas, la charge parasite en courant alternatif peut être omise du calcul du rapport de performance en courant continu si ceci est clairement indiqué dans le rapport, et une évaluation de l'impact est consignée dans le rapport.

$$Y_{f,DC} = \frac{E_{net,DC}}{P_{CSTC}} \quad \left[\frac{kWh}{kW} = h\right] \tag{11}$$

L'erreur type relative du rendement en courant continu final $RSE_{Y,f,AC}$ est calculée à partir de l'erreur type de l'énergie nette en courant continu $\sigma_{E,net,DC}$ et à partir de l'erreur type de la puissance de sortie dans des conditions d'essai normalisées du concentrateur $\sigma_{P,CSTC}$ selon la formule (12).

$$RSE_{Y_{f,DC}} = \frac{\sigma_{Y_{f,DC}}}{Y_{f,DC}} = \sqrt{\left(\frac{\sigma_{E_{net,DC}}{}^2}{E_{net,DC}{}^2}\right) + \left(\frac{\sigma_{P_{STC}}{}^2}{P_{CSTC}{}^2}\right)} \quad [\%] \tag{12}$$

Le rapport de performance en courant continu PR_{DC} est calculé selon la formule (13) en divisant le rendement en courant continu final $Y_{f,DC}$ par le rendement de référence Y_r.

$$PR_{DC} = \frac{Y_{f,DC}}{Y_r} \tag{13}$$

Copyright International Electrotechnical Commission

L'erreur type relative du rapport de performance en courant continu $RSE_{PR,DC}$ est calculé selon la formule (14).

$$RSE_{PR_{DC}} = \frac{\sigma_{PR_{DC}}}{PR_{DC}} = \sqrt{RSE_{Y_{f,DC}}{}^2 + RSE_{Y_r}{}^2} \quad [\%] \tag{14}$$

12 Paramètres dérivés

Pour la période d'essai complète ainsi que pour chaque jour de la période d'essai, les paramètres suivants doivent être calculés et figurer dans le rapport d'essai:

– Energie brute active en courant alternatif ou en courant continu.
– Energie nette active en courant alternatif ou en courant continu.
– Energie parasite active en courant alternatif ou en courant continu.
– Rendement de référence $Y_{r.}$
– Rendement en courant alternatif final ($Y_{f,AC}$) et/ou rendement en courant continu final ($Y_{f,DC}$).
– Rapport de performance en courant alternatif (PR_{AC}) et/ou rapport de performance en courant continu (PR_{DC}).

Pour chaque valeur, l'erreur type relative correspondante doit être donnée.

13 Rapport

Lorsque la procédure est terminée, un rapport doit être préparé conformément aux procédures de l'ISO/IEC 17025. Chaque rapport d'essai doit fournir, au minimum, les informations suivantes:

a) Le titre
b) Le nom et l'adresse du laboratoire d'essai et l'endroit (en incluant la latitude, la longitude et l'altitude) où l'étalonnage ou les essais ont été réalisés
c) L'identification unique de la certification ou du rapport et de chacune des pages
d) Le nom et l'adresse du client
e) La description et l'identification claire du dispositif en essai
f) La caractérisation et l'état du dispositif en essai en incluant, le cas échéant, les systèmes de conditionnement de l'énergie, les inverseurs, les systèmes de suivi, les systèmes de refroidissement et les autres consommateurs de puissance parasites
g) La date de réception du dispositif en essai et les dates et heures des essais
h) La référence à la procédure d'échantillonnage, par exemple l'emplacement du champ ou de l'ensemble à l'intérieur de la centrale, le cas échéant
i) L'emplacement exact où la procédure d'essai a eu lieu, en incluant le nom du site, la latitude, la longitude et l'altitude du site, la description du site, les aspects particuliers tels les objets créant de l'ombre
j) Une vue en plan de la centrale photovoltaïque à concentration
k) Une ou plusieurs photos de la centrale photovoltaïque à concentration
l) Une courte description du type de climat et de la situation météorologique
m) Une description du système de refroidissement si un refroidissement actif est utilisé, incluant le débit et la composition du fluide de refroidissement
n) Une documentation sur les mesures de la température incluant les emplacements des capteurs de température

Copyright International Electrotechnical Commission

o) Tout écart, tout ajout ou toute exclusion par rapport à la méthode d'essai ou par rapport aux paramètres de fonctionnement suggérés par le fabricant, et toutes les autres informations se rapportant à un essai spécifique, par exemple les conditions d'environnement, les effets d'ombrage

p) Les paramètres dérivés comme définis à l'Article 12

q) Les détails de la procédure d'essai en incluant la fréquence d'échantillonnage des mesures et la technique d'intégration pour la mesure de l'énergie

r) La description des équipements de mesure, incluant la façon dont la densité de puissance de la DNI est mesurée et l'emplacement des NIP par rapport au dispositif en essai (indiqué sur une vue en plan de la centrale photovoltaïque à concentration)

s) L'angle d'admission des NIP

t) L'évaluation de l'énergie de la DNI non mesurée en raison d'une plage angulaire éventuellement limitée des dispositifs de suivi sur lesquels les NIPS sont installés

u) La confirmation que le fabricant a fourni le dispositif de suivi avec la centrale. Si un essai des composants a utilisé un dispositif de suivi fourni par le laboratoire d'essai ou si le dispositif de suivi ne fait pas partie de la conception de la centrale photovoltaïque, fournir les informations suivantes: le nom du fabricant et le modèle du dispositif de suivi (pour les matériels qui soutiennent les modules, les matériels qui déplacent le dispositif de suivi, le contrôleur de mouvement, etc.), une description du dispositif de suivi et un algorithme de contrôle du dispositif de suivi, une documentation sur la précision du suivi, une évaluation de l'influence que la précision du suivi peut avoir sur les résultats d'essai, et toutes les autres informations sur le dispositif de suivi et/ou sur la méthode d'installation des composants photovoltaïques à concentration qui peuvent être importantes pour les résultats d'essai

v) Une description du programme de fonctionnement et de maintenance planifié et de tout écart par rapport au plan de maintenance pendant la période d'essai

w) Une documentation sur les temps d'arrêt, incluant la cause, la durée, la fraction de la centrale qui a été affectée et toutes les autres informations importantes

x) Les principaux événements pendant la période d'essai, incluant, sans y être limités, les tempêtes, les activités de maintenance non planifiées, les détériorations et/ou le remplacement de n'importe quel élément

y) La fréquence et les dates des nettoyages et des précipitations pendant la période d'essai

z) La fréquence et les dates des nettoyages des NIP

aa) Les mesures, les examens et les résultats dérivés, en incluant au minimum, un graphique représentant la production quotidienne d'énergie active en courant alternatif ou en courant continu et le rapport de performance quotidien

bb) Une description de la façon dont la puissance parasite a été calculée

cc) Une description des périodes de temps pendant lesquelles les données étaient indisponibles et/ou n'ont pas été incluses dans les calculs. Inclure une évaluation de l'impact des omissions sur les calculs. Documenter le rejet des données de densité d'irradiation de différents capteurs, les raisons des rejets, et si ces rejets ont pu avoir une influence sur les calculs finaux

dd) Un tableau des incertitudes de toutes les valeurs calculées, y compris les incertitudes liées aux dérives de l'étalonnage identifiées pendant les contrôles d'étalonnage, et les omissions de données, comme décrit dans l'élément précédent. Les principes de la norme JCGM 100:2008 doivent être utilisés pour déterminer les incertitudes des mesures.

ee) Les données brutes

ff) Une signature et le titre, ou une identification équivalente des personnes acceptant la responsabilité du contenu du certificat ou du rapport, et la date d'édition

gg) Une déclaration indiquant que les résultats concernent uniquement le dispositif en essai et les paramètres de refroidissement rapportés

hh) Une déclaration indiquant que le certificat ou le rapport ne doit pas être reproduit sauf dans sa totalité, sans l'accord écrit du laboratoire d'essai.

Copyright International Electrotechnical Commission

D'autres informations peuvent être incluses dans le rapport. Toute information non spécifiée dans la présente norme ne doit pas figurer dans le corps du rapport, mais figurer dans une annexe.

Copyright International Electrotechnical Commission

Annexe A
(informative)

Suggestions concernant le filtrage des données pour identifier des données incorrectes

L'algorithme le plus simple pour éliminer les effets d'ombrage et d'autres irrégularités des données de densité d'irradiation tout en tenant compte des valeurs transitoires réelles dans les données de densité d'irradiation peut dépendre de la conception de la centrale, des emplacements exacts des capteurs de densité d'irradiation et des emplacements des obstructions environnantes. La méthode d'essai est destinée à refléter exactement toute la ressource de la DNI du lever au coucher du soleil. Les points suivants peuvent être utiles:

a) Vérifier les codes d'erreur, les données hors limites ou les données marquées en raison d'événements de maintenance. En présence d'un contrôleur d'erreur de suivi, utiliser ce contrôleur pour marquer les mauvaises données.

b) Identifier les heures auxquelles les capteurs de DNI sont ombragés le matin et le soir et marquer ces périodes en tant que telles. Ceci peut être effectué en calculant les heures pendant lesquelles un capteur est ombragé en se basant sur la géométrie connue. En variante, marquer toutes les valeurs du matin comme "ombragées" jusqu'à 3 min après qu'une valeur supérieure à l'incertitude totale de la mesure de la DNI déterminée en 9.2.2 a été détectée. De manière similaire, le soir, marquer toutes les valeurs comme "ombragées" 3 min avant que les valeurs soient inférieures à l'incertitude totale de la mesure de la DNI. L'intervalle de 3 min pour rejeter les données peut être ajusté pour les capteurs dont la taille n'est pas normalisée en déterminant le temps entre le moment où les valeurs du capteur partiellement ombragé s'écartent des valeurs enregistrées par d'autres capteurs et le moment où la sortie du capteur devient inférieure à l'incertitude totale de la mesure de la DNI.

c) Il convient que la différence dans toutes les mesures de la DNI soit inférieure à l'incertitude de mesure plus la variabilité de la densité d'irradiation. En général, il peut être exigé que les valeurs ne diffèrent pas de plus de 10 % par temps clair. Les jours brumeux ou partiellement nuageux, la variabilité de la densité d'irradiation peut être estimée à partir des valeurs maximales et minimales enregistrées pour chaque capteur pendant plusieurs minutes avant et après la mesure en question. L'identification des critères spécifiques peut être difficile. En particulier, il peut être utile d'utiliser une variation absolue plutôt qu'une variation relative et d'attribuer une valeur minimale aux données qui seront marquées parce que les conditions qui donnent une DNI inférieure à 400 W/m^2 donnent également de grandes variations.

Copyright International Electrotechnical Commission

Annexe B
(informative)

Meilleures pratiques pour la mesure de l'énergie d'une centrale

– Il convient de déployer plusieurs NIP sur le site pour obtenir la moyenne globale du site.
– Il convient d'installer des NIP sur des dispositifs de suivi distincts appropriés aux mesures météorologiques.
– Si de tels dispositifs de suivi distincts ne sont pas disponibles, installer un NIP sur un dispositif de suivi orienté vers l'Est et un NIP sur un dispositif de suivi orienté vers l'Ouest pour suivre les champs photovoltaïques à concentration. Si possible, installer les NIP sur la partie supérieure des dispositifs de suivi, afin de réduire l'impact de l'ombre.
– Dans tous les cas, il convient que la précision globale minimale des dispositifs de suivi soit de 0,5° avec une élévation admissible de 0° à 90° et une capacité de rotation en azimut de 360°.
– Si possible, il convient de normaliser le placement des capteurs au niveau de la centrale.
– Il convient d'étalonner les capteurs du site au minimum une fois par an. Il est recommandé de procéder à un étalonnage avant et après les essais.
– Les NIP sont particulièrement sensibles et peuvent nécessiter des vérifications supplémentaires pendant les essais (tous les mois ou tous les trimestres).
– Il convient de déployer plusieurs stations météorologiques à côté ou à l'intérieur des stations de contrôle du site.

Copyright International Electrotechnical Commission

Annexe C
(normative)

Paramètres dérivés facultatifs

C.1 Généralités

Les paramètres suivants peuvent facultativement être dérivés des mesures et être inclus dans le rapport.

C.2 Taux de production d'énergie (*EPR*)

Le taux de production d'énergie (*EPR*: Energy Production Rate) indique l'énergie nette en courant alternatif ou l'énergie nette en courant continu produite par le dispositif en essai par kilowatt-heure par mètre carré d'énergie de la DNI. Le taux de production d'énergie en courant alternatif (EPR_{AC}) est calculé selon la formule (C.1). Le taux de production d'énergie en courant continu (EPR_{DC}) est calculé selon la formule (C.2).

$$EPR_{AC} = \frac{E_{net,AC}}{E_{DNI}} \quad \left[\frac{kWh}{kWh/m^2} = m^2\right] \tag{C.1}$$

$$EPR_{DC} = \frac{E_{net,DC}}{E_{DNI}} \quad \left[\frac{kWh}{kWh/m^2} = m^2\right] \tag{C.2}$$

C.3 Facteur de capacité (CF)

Le facteur de capacité (*CF*: Capacity Factor) est le rapport entre l'énergie nette en courant alternatif produite par le dispositif en essai pendant la période d'essai et l'énergie qui aurait été générée si le dispositif en essai avait fonctionné à la puissance des conditions d'essai normalisées du concentrateur conformément à l'IEC 62670-1 pendant toute la période. Comme cela est représenté dans la formule (C.4), il est calculé comme le rapport entre le rendement final $Y_{f,AC}$ (voir formule (7)) et la durée globale d'essai exprimée en heures $t_{Test,duration}$ (voir formule (C.3)).

$$t_{Test,duration} = t_{Test,end} - t_{Test,begin} \quad [h] \tag{C.3}$$

$$CF = \frac{Y_{f,AC}}{t_{Test,Duration}} \quad [\%] \tag{C.4}$$

Copyright International Electrotechnical Commission

Copyright International Electrotechnical Commission

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel: + 41 22 919 02 11
Fax: + 41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

Copyright International Electrotechnical Commission