

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Solar thermal electric plants –
Part 1-5: Performance test code for solar thermal electric plants**

**Centrales électriques solaires thermodynamiques –
Partie 1-5: Code d'essai de performance pour centrales électriques solaires
thermodynamiques**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62862-1-5:2024



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2024 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 Secretariat
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

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

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 500 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 25 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 500 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 25 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Solar thermal electric plants –
Part 1-5: Performance test code for solar thermal electric plants**

**Centrales électriques solaires thermodynamiques –
Partie 1-5: Code d'essai de performance pour centrales électriques solaires
thermodynamiques**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.160

ISBN 978-2-8322-8292-2

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

CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	7
2 Normative references	7
3 Terms and definitions	8
4 Symbols	8
5 Performance reference	9
5.1 Requirements	9
5.2 Simulation model	9
6 General test guidelines.....	10
6.1 General.....	10
6.2 Test procedure.....	11
6.3 Guidelines for each type of test.....	12
6.3.1 General	12
6.3.2 Short-duration tests	12
6.3.3 Long-duration tests	13
6.4 Test boundary	13
7 Instruments and methods of measurement	14
7.1 General.....	14
7.2 General requirements	14
7.3 Required measurements	14
7.3.1 Direct solar irradiance.....	14
7.3.2 Heat transfer fluid flow rate.....	16
7.3.3 Temperatures	16
7.3.4 Wind speed	17
7.3.5 Relative humidity.....	17
7.3.6 Atmospheric pressure	17
7.3.7 Net plant electricity generation: delivered electricity to the grid minus received electricity from the grid	17
7.3.8 Electricity consumption at auxiliary transformer	18
8 Performance calculations	18
8.1 Available solar radiation energy	18
8.2 Plant electricity consumption.....	19
8.3 Net electricity.....	19
8.4 Non-solar energy	20
8.5 Net plant efficiency	20
8.6 Recording and processing data.....	21
8.7 Results presentation	21
8.8 Acceptance test procedure.....	22
9 Performance test report.....	23
9.1 General.....	23
9.2 Executive summary.....	23
9.3 Introduction.....	23
9.4 Instrumentation	24
9.5 Calculations and results.....	24
9.6 Conclusions	24

9.7	Annexes.....	24
	Annex A (normative) Uncertainty calculation	25
A.1	Purpose and assumptions	25
A.2	Equations for calculating net plant efficiency	25
A.3	Considerations for calculating uncertainties	26
A.4	Basic equations for calculating uncertainties	27
A.5	Calculating uncertainties	27
A.5.1	General	27
A.5.2	Type B uncertainty of the direct solar irradiance	29
A.5.3	Type B uncertainty of the electrical power	29
A.5.4	Type B uncertainty of the mass flow rate of heat transfer fluid in the auxiliary heater.....	29
A.5.5	Type B uncertainty of the enthalpy difference of heat transfer fluid in the auxiliary heater.....	31
A.6	Alternative method for calculating the uncertainty of net plant efficiency	31
A.7	Calculation of Type B standard uncertainty when redundant instruments are used	32
A.7.1	General	32
A.7.2	Type B standard uncertainty of temperatures measured with two redundant sensors	32
A.7.3	Type B standard uncertainty of direct solar irradiance.....	32
	Annex B (informative) Example of uncertainty of net efficiency calculated following the procedure in Clause A.5	34
B.1	General.....	34
B.2	Technical data of instruments and DAS.....	35
B.2.1	Measured electrical power	35
B.2.2	Temperature	35
B.2.3	Flow rate	35
B.2.4	Direct solar irradiance.....	35
	Annex C (informative) Example of uncertainty of net efficiency calculated following the alternative procedure described in Clause A.6	40
C.1	General.....	40
C.2	Step 1:.....	40
C.3	Step 2:.....	41
C.4	Step 3:.....	41
	Bibliography.....	42
	Figure 1 – Energy flows in a solar thermal power plant	6
	Figure 2 – Required simulation model inputs and outputs	10
	Figure 3 – Generic test boundary and energy flows.....	14
	Figure 4 – Typical electrical connections in a power plant.....	18
	Figure 5 – Examples of acceptance criteria – Comparison of the measured value (M) against the reference value (RV) with uncertainty bands	23
	Table 1 – Symbols and units	8
	Table 2 – Example of a test main results table	21
	Table 3 – Levels of confidence and associated coverage factors (Normal distribution).....	22
	Table B.1 – Test values	34
	Table C.1 – Test values	40

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

SOLAR THERMAL ELECTRIC PLANTS –**Part 1-5: Performance test code for solar thermal electric plants**

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) IEC draws attention to the possibility that the implementation of this document may involve the use of (a) patent(s). IEC takes no position concerning the evidence, validity or applicability of any claimed patent rights in respect thereof. As of the date of publication of this document, IEC had not received notice of (a) patent(s), which may be required to implement this document. However, implementers are cautioned that this may not represent the latest information, which may be obtained from the patent database available at <https://patents.iec.ch>. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

IEC 62862-1-5 has been prepared by IEC technical committee TC 117: Solar thermal electric plants. It is an International Standard.

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

Draft	Report on voting
117/177/CDV	117/191/RVC

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

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

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

A list of all parts in the IEC 62862 series, published under the general title *Solar thermal electric plants*, can be found on the IEC website.

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

- reconfirmed,
- withdrawn, or
- revised.

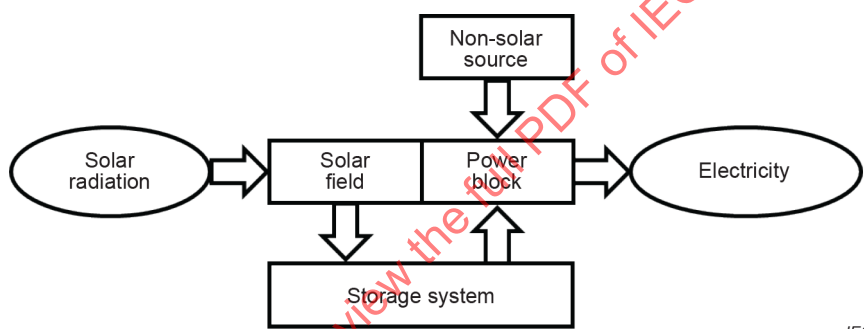
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62862-1-5:2024

INTRODUCTION

Solar thermal power plants are electricity generation plants that use solar radiation to heat a fluid to a high temperature. This fluid usually transfers its heat to water to produce superheated steam, which is expanded in a turbine-generator machine to transform thermal energy first into mechanical energy and finally into electricity. These plants use solar collectors to concentrate the solar radiation, and they are classified depending on the concentration technology, including but not limited to parabolic-trough collector (PTC), central receiver collector (CRC) also called solar tower, and linear Fresnel collector (LFC).

Solar thermal power plants are composed of a solar field interconnected to a power block, but sometimes they also include a non-solar energy source and a thermal storage system which enable electricity generation under conditions of reduced or no solar radiation (see Figure 1). Depending on the concentration technology, the solar field can consist of a set of parabolic-trough collector rows, linear Fresnel collector rows, or a set of heliostats with a central receiver located in a tower. All these systems track the sun and collect the energy that it projects in the form of direct radiation.

The plant performance should be demonstrated, or verified, as part of the commissioning and acceptance process, for all the configurations agreed by the parties involved.



IEC

Figure 1 – Energy flows in a solar thermal power plant

The complexity and duration of performance acceptance tests depend on what these tests are for. There are several different types of tests:

- Short quasi-stationary tests: Their purpose is to verify the characteristics and features of the power plant systems (solar field, thermal storage system, power block, and auxiliary non-solar energy systems).
- Short-duration testing (at least 24 h): The purpose is to verify the performance of the power plant over a short period of time (usually associated with provisional plant acceptance testing).
- Long-duration tests (at least 365 days): The purpose is to verify or validate annual plant production and auxiliary consumptions (electricity and non-solar energy source). (These tests are usually associated with final plant acceptance.)
- Dispatchability tests: The purpose is to verify the ability of the solar thermal power plant to respond to grid operator signals regardless of meteorological conditions.
- Durability and integrity testing: The purpose is to verify integrity and validate equipment durability.

This document focuses on acceptance testing of the complete power plant and defines the measurement procedures for short-duration and long-duration efficiency testing.

SOLAR THERMAL ELECTRIC PLANTS –

Part 1-5: Performance test code for solar thermal electric plants

1 Scope

The purpose of this document is to provide procedures and guidelines to carry out acceptance tests for solar thermal power plants, of any concentration technology, with the uncertainty level given in ISO/IEC Guide 98-3.

This document establishes the measurements, instrumentation and techniques required for determining the following performance parameters for a given period:

- available solar radiation energy,
- plant electricity consumptions,
- net electricity generation,
- non-solar energy,
- net plant efficiency.

Other parameters that characterize the solar thermal power plant system features are not dealt with in this document but are the subject of other complementary standards.

This document specifies the characteristics of a calculation tool that serves as a reference for expected electricity production during the test period and under the real-time solar irradiance and other meteorological data.

This document is applicable to solar thermal power plants of any size using any concentration technology, where the sun is the main source of energy, and all elements and systems are operative. Such power plants can optionally have non-solar energy sources, such as natural gas or other renewable energies, and a thermal storage system.

This document is applicable to acceptance testing in such power plants, as well as in any other scenario in which their performance must be known. Acceptance tests serve for the purpose of verification of a contractual performance measure, and for establishing claims in case of non-fulfillment of performance. In this document the owner, builder, financier, and any other entity interested in knowing these features are called "parties involved".

2 Normative references

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

IEC 60044-7, *Instrument transformers – Part 7: Electronic voltage transformers*

IEC 60044-8, *Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers*

IEC TS 62862-1-1, *Solar thermal electric plants – Part 1-1: Terminology*

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

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC TS 62862-1-1 apply.

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

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

4 Symbols

The symbols and units used in this document are displayed in Table 1.

Table 1 – Symbols and units

Symbol	Description	Units
A_{net}	Net collection area	m ²
C_p	Specific heat capacity	J/(kg·K)
E_b	Direct normal solar irradiance	W/m ²
$E_{\text{el,net}}$	Net electricity generated and delivered to the grid	kWh
E_{ns}	Thermal energy supplied by fossil fuels and/or other non-solar energies	kWh
h	Specific enthalpy	J/kg
$\dot{m}$	Mass flow rate	kg/s
N_{col}	Number of single elements in operation in the solar field: parabolic-trough collectors, Fresnel reflectors or heliostats	-
P	Power	kW
p_{atm}	Atmospheric pressure	Pa
RH	Relative humidity	%
t	Time	h
T	Temperature	°C
U_B	Type B uncertainty	
v	Wind speed	m/s
$\dot{V}$	Volumetric flow	m ³ /s
Greek symbols		
Δ	Difference or variation	-
$\eta_{\text{plant,net}}$	Net plant efficiency	%
ρ	Density	kg/m ³
τ	Test time	s
Subscripts		
accum	cumulative value	
atm	atmospheric	
aux	at auxiliary transformer high voltage side	

Symbol	Description	Units
avail	available in the aperture area of the plant solar field	
con	consumption	
el	electricity	
gross	at generator terminals	
HTF	heat transfer fluid	
i, j	time interval, index	
in, out	inlet, outlet	
net	net value	
ns	non solar	
plant	related to the power plant	
solar	solar radiation	
startup	at startup transformer high voltage side	
tr	transformer	
trloss	transformer losses	
util	useful	
0, end	initial and final time	

5 Performance reference

5.1 Requirements

According to this document, the verification of performance for a solar thermal power plant requires:

- The use of a power plant simulation model, hereinafter "simulation model", to generate reference values from the input and boundary conditions existing during a test.
- To define the verification procedure, that is, the way measurements are to be compared with the reference considering uncertainties.

Subclause 5.2 defines the simulation model, while the verification procedure is defined in 8.8.

5.2 Simulation model

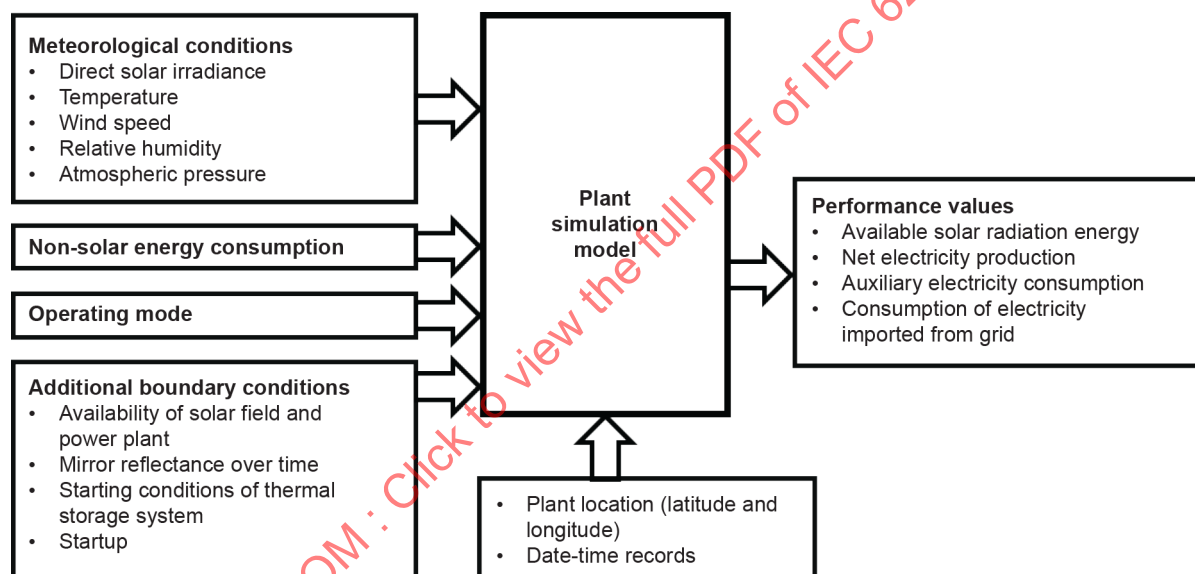
This document establishes that the simulation model of the tested solar power plant and its systems is an essential element in the acceptance process. The simulation model to be used shall be agreed by the parties involved, and its validation shall be documented. It is recommended that the simulation model meet at least the requirements listed in Clause 5.

Owing to the importance of inertial and transient phenomena during performance tests, the simulation model shall be dynamic, or at least consider solar field inertia phenomena, to be able to calculate the reference performance indicators, like electrical power or plant efficiency, for the test boundary conditions.

For short-duration and long-duration efficiency tests, the simulation model will commonly include the following inputs and outputs (see Figure 2):

- Input specifications:
 - power plant location (geographic latitude and longitude);
 - test start and end dates and times;

- date and time, direct solar irradiance, and other meteorological conditions during testing (temperature, wind speed, atmospheric pressure, relative humidity, and, if needed by the simulation model, wind direction), recorded in time intervals no longer than 10 min and averaged as specified in 8.6;
 - plant operating modes during testing;
 - solar field and power plant availability during testing;
 - reflectance of mirrors in the solar field over time;
 - starting conditions of the thermal storage system;
 - starting conditions of the power plant when testing begins (type of startup);
 - non-solar energy consumption during testing.
- Output specifications:
 - available solar radiation energy;
 - net electricity production (at test boundaries);
 - auxiliary electricity consumption;
 - consumption of electricity imported from the grid.



IEC

Figure 2 – Required simulation model inputs and outputs

The simulation model used in the acceptance process shall be previously validated and agreed upon by the parties involved. It is recommended that the simulation model validation include the following:

- Verification that the simulation model reproduces nominal performance values at reference conditions (i.e., design point conditions).
- Consistency in predicting performance values at conditions other than those of reference, showing that when input parameters are varied, output trends are congruent with these variations.

6 General test guidelines

6.1 General

Clause 6 provides the general instructions to carry out performance tests for solar thermal power plants, with the steps required to plan, prepare, and perform them.

6.2 Test procedure

The test procedure is a detailed document on the test plan, which shall be prepared and approved beforehand by the parties involved. This basic document shall include all the details for preparing and conducting a test, as well as how to make calculations and report the results.

It is recommended that it includes at least the following:

- 1) Purpose of the test, indicating foreseen duration.
- 2) Features to be verified, along with their guaranteed values and uncertainty margins, if applicable.
- 3) Test boundaries, identifying the input and output flows and measurement points.
- 4) Basic test plan.
- 5) Description of the activities to be performed during test preparation, such as calibration and verification of measurement equipment, training of personnel who take part in the test, inspection and cleaning of equipment, and carrying out a pretest if so agreed. The instrumentation that is to be used during the tests shall meet the specifications defined in Clause 7. All measuring equipment, both permanent and temporary instruments, necessary for the test, shall be checked, inspected, and tuned before starting the test.
- 6) Description of activities to be carried out during the test, such as checking the conditions necessary to start, interrupt, suspend or end the test, operating conditions, adjustments permitted before and during the test, and details about data recording. The test conditions shall not at any time surpass the maximum limits of the equipment involved, as set by their suppliers, nor those of the normal plant operating procedures.
- 7) Description of plant operating conditions, including both major and auxiliary equipment that affect test results.
- 8) Procedure for determining the solar field cleanliness factor.
- 9) List of plant instruments and measuring equipment, including tag, description, calibration, location, number, type, uncertainty (accuracy) and main technical data.
- 10) Calibration certificates of listed instruments.
- 11) Prior uncertainty analysis, establishing the uncertainties estimated by non-statistical procedures.
- 12) Methodology for determining the meteorological variables, such as direct normal radiation, wind speed, atmospheric pressure, ambient temperature and relative humidity.
- 13) Sampling methods for the heat transfer fluid, the storage medium or the non-solar energy sources, if any. Indication of preparation, sampling frequency, parameters to be determined, and analysis methods.
- 14) Identification of the laboratory that will analyze the heat transfer fluid and storage medium or non-solar energy source, if any.
- 15) Thermo-physical property tables for heat transfer fluid and storage medium or non-solar energy source, if any.
- 16) Format in which data and results will be recorded and supplied.
- 17) Data averaging and validation procedures for redundant measurements.
- 18) Data verification and rejection criteria. Procedure to solve data acquisition system (DAS) failures, generating gaps in the records, with criteria to complete or discard such periods.
- 19) Data distribution procedure. The measured data shall be stored in electronic data files that shall be available to the parties involved. Processed values and calculations derived from these data shall be done in different files from the original files. Final reports on results shall include the original data files.
- 20) Specific reference and description of the simulation model used to obtain acceptance criteria. It shall include acceptable deviation limits between measured and calculated values using the simulation model, considering uncertainties.
- 21) Procedure for determining the effect of degradation of plant components, if applicable.

22) Procedure for verifying plant performance.

If the parties involved consider it advisable, any of the above can be excluded.

6.3 Guidelines for each type of test

6.3.1 General

Within the scope of this document, guidelines for two types of performance tests are given: short-duration (at least 24 h), and long-duration (at least 365 days). The specific duration, agreed by the parties, shall be indicated in the test procedure.

For short-duration tests, it is recommended to keep the thermal storage inactive. But in cases where the use of the thermal storage system, if any, was necessary, a procedure shall be considered to check the complete charge/discharge of the system during the test period; for example, recording initial and final temperatures and levels.

For long-duration tests, the influence on the calculated efficiency of the difference between initial and final thermal storage conditions is negligible.

6.3.2 Short-duration tests

The purpose of short-duration tests is to verify plant performance for at least 24 h. The operating parameters required for acceptance of the complete solar thermal power plant during these tests are available solar radiation energy, net electricity generation, electricity consumption, non-solar energy consumption and net efficiency.

It is recommended that a short pretest be done, for example during a couple of hours before beginning the short-duration test, to check that the plant meets the conditions to start the test and that the measurement equipment and DAS are working properly. The pretest is also used to analyze whether system adjustments are necessary before starting the plant performance acceptance test. Specifications for the pretest shall be stipulated in the test procedure.

Short-duration tests shall last at least 24 h to enable evaluation of the plant, taking into account all subsystems and operating modes in which plant performance is to be verified. If the solar thermal power plant has a thermal storage system, the test to verify overall plant efficiency shall be long enough to include the complete charge/discharge process from beginning to end of testing.

For short-duration performance tests, the parties involved shall agree on the conditions under which the tests are to be performed and define them in the test procedure. It is suggested that the test be repeated at least three times to reduce uncertainties.

All instruments used shall be checked before the test. After the test, instruments suspected of abnormalities should be rechecked. The result of these checks shall be collected in a report that also includes the calibration certificates. These reports shall be distributed among the parties.

It is recommended that the heat transfer fluid temperature be homogenized in the solar thermal power plant before beginning the test.

The short-duration tests shall be done on clear days and with a maximum direct solar irradiance of no less than 700 W/m^2 for at least 4 h. A clear day is understood to be one on which possible solar radiation transients do not surpass 5 % of sunlight hours. A solar radiation transient means a time interval of no longer than 30 min, in which the solar radiation is significantly lowered due to clouds, recording a clarity index below 0,5 for the period in consideration. The clarity index is defined as the quotient of global horizontal irradiance and the product of extraterrestrial solar irradiance by the cosine of the solar zenith angle (according to ISO 9488). In those cases, in

which weather conditions at the site make it very difficult to achieve these conditions, the parties involved can agree on other criteria which shall be defined in the test procedure.

It is recommended to carry out the test when it is not necessary to use antifreeze systems for the heat transfer fluid or the storage fluid.

Required simulation model inputs and outputs are defined in 5.2.

6.3.3 Long-duration tests

Long-duration tests, lasting at least 365 days, evaluate plant performance under normal operation subjected to seasonally varying technical, weather and electricity supply conditions. This test will show a faithful image of real plant performance. Although the usual period of that test is a full one year, the test procedure shall specify if it is continuous or if it can be temporarily suspended. Abnormal operating conditions or unusual maintenance activities shall be identified, evaluated, and documented.

The operating parameters required for acceptance or verification of the solar thermal power plant performance during these tests are available solar radiation energy, net electricity generation, electricity consumption, non-solar energy consumption, and net efficiency.

All instruments used shall be checked before starting the test and regularly during the test, especially those suspected of abnormal behaviour. The result of these checks shall be collected in a report that also includes the calibration certificates. These reports shall be distributed among the parties.

The thermal storage system shall be considered an intermediate heat transfer subsystem, and therefore it is not necessary to measure specific variables of this subsystem during the tests.

Required simulation model inputs and outputs are defined in 5.2.

6.4 Test boundary

The test boundary is defined as the limits enclosing the solar power plant where the inlet and outlet energy flows shall be measured to calculate the plant performance. It is not necessary to determine the energy flows inside the boundary unless they serve to verify the operating conditions or to evaluate subsystem performance.

The test boundary is specific to each plant and shall be defined in the test procedure. Figure 3 shows a generic diagram of the test boundary for a solar thermal power plant, with fossil fuel as the non-solar energy source and a thermal storage system. Clause 7 provides more detailed information on what measurements to take and how.

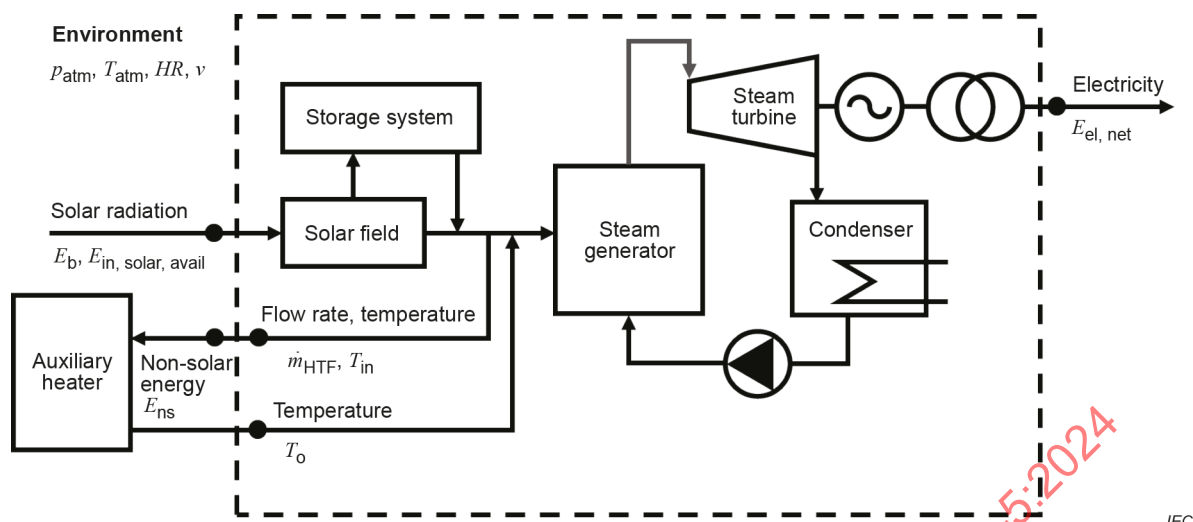


Figure 3 – Generic test boundary and energy flows

Energy received by solar thermal power plants comes mainly from the sun (primary energy source), but also from fossil fuel or other renewable energies (non-solar energy). Net electricity generation is the plant output variable. Thermal storage systems are inside the test boundary, so they are not considered inlet/outlet energy sources. Both the verification of solar field efficiency and thermal storage system characteristics are out of the scope of this document.

7 Instruments and methods of measurement

7.1 General

Clause 7 describes the instruments and test procedures necessary to obtain the required accuracy level for the solar power plant performance evaluation, including the type of measurements to be made, how to make them, and the instrument specification.

7.2 General requirements

The plant shall have an automatic data acquisition system (DAS) to record and store simultaneous measurements.

Process instrumentation, portable instruments, and alternative sensors can be used in the test, if they comply with the specifications agreed by the parties.

All instruments used in the test shall have a calibration certificate not older than one year when starting the test. During long-duration tests, instrumentation shall be checked regularly, recalibrating those suspected of malfunctioning.

The contribution of individual instruments uncertainties to the result uncertainty is calculated following Annex A.

When multiple sensors are used to measure or average a single magnitude, all shall meet the requirements. Averaging shall be defined in the test procedure, and uncertainty calculated in accordance with Annex A.

7.3 Required measurements

7.3.1 Direct solar irradiance

The symbol used is E_b in units of W/m^2 .

Among the different existing devices to measure direct solar irradiance, pyrheliometers are recommended due to their accuracy and reliability. The typical measurement range of pyrheliometers is 0 W/m² to 1 500 W/m² with an accuracy of ±1 %, with a maximum type B uncertainty in the order of ±20 W/m².

Pyrheliometers shall meet the following specifications:

- angle of vision of the pyrheliometer: 6° maximum;
- thermoelectric transducer;
- the measurement spectrum of the transducer shall include the range from 280 nm to 4 000 nm.

Any error associated with the tracking system shall not be over ± 0,5°. The use of a solar tracking sensor connected to the tracker is recommended. The use of Class A pyrheliometers is recommended as specified in ISO 9060:2018, Table 2.

To obtain a representative value of the average direct solar irradiance, the minimum number of pyrheliometers, distributed over the solar field, shall be 3 every 2 km² of area.

Pyrheliometers shall be installed far away from smoke or steam sources (cooling tower, auxiliary heater, etc.) to avoid unwished influence on measurements.

During tests, sensors shall be cleaned daily, and their correct pointing verified. Sensor cleaning and pointing checks shall not affect radiation measurement for more than 1 min. Otherwise, the tests shall be done when there is no direct solar radiation or after replacing the affected sensor.

In any case, sensors shall be cleaned and pointing checked whenever any difference, between daily cumulative measurements of existing sensors under clear-sky conditions, exceeds 3 %. If the difference persists after cleaning and checking, the affected instruments shall be recalibrated or substituted. The anomalous values shall be discarded.

The following expression is a check that every pair of pyrheliometers shall comply with before the test, to avoid inconsistencies

$$|Z_{ij}| = \frac{\bar{E}_{bi} - \bar{E}_{bj}}{\sqrt{[U_B(E_{bi})]^2 + [U_B(E_{bj})]^2}} < 2$$

$\bar{E}_{bi}$ and $\bar{E}_{bj}$ are the values delivered by a pair of pyrheliometers. $U_B(E_{bi})$ and $U_B(E_{bj})$ are their B expanded uncertainties. This verification of pyrheliometers shall be done on a clear day with very low atmospheric attenuation (i.e., visibility range of 20 km or more) to ensure that possible discrepancies are not due to uneven distribution of aerosols at the site of the solar field where the pyrheliometers are installed.

If the various pyrheliometers used are the same model, are all installed the same way, and have been calibrated using the same reference element, standard type B uncertainty of the final measurement (found as the arithmetic mean of the data provided by all the pyrheliometers) can be assumed to be the same as for a single pyrheliometer.

7.3.2 Heat transfer fluid flow rate

The symbol used is $\dot{m}_{\text{HTF}}$ in units of kg/s.

Heat transfer fluid flow rate through the auxiliary heater is measured to calculate the non-solar energy consumption. Flow rate can be measured using different types of devices: differential pressure, vortex, ultrasonic, turbine or Coriolis flow meters. The parties involved shall agree on the type of flow meter to be installed, provided that the type B uncertainty is less than 1,5 % for the temperature working range.

Although the flowmeter can be installed either at the inlet or at the outlet of the auxiliary heater, installation on the cold side is preferable due to calibration considerations. Special attention shall be given to respect the required upstream and downstream straight lengths.

If the flowmeter is volumetric, mass flow rate is calculated using density from property tables as a function of temperature. Therefore, the flowmeter shall be accompanied by a temperature sensor installed as close as possible. Type B uncertainty associated with the density calculation shall be taken into account as described in Annex A.

7.3.3 Temperatures

The symbol used is T in units of °C.

Auxiliary heater inlet and outlet temperatures are measured to determine the non-solar energy consumption. PT-100 Class A, DIN 1/3 or better with four-wire connection shall be used as temperature sensors. Each temperature shall be measured with two sensors distanced no more than 1 m. Sensors shall be placed in thermowells penetrating the pipe between 0.25 and 0.5 diameters, with good thermal contact between the sensor and the thermowell inner wall.

The absence of inconsistencies between two redundant instruments shall be checked prior to the test with the following expression:

$$|Z| = \frac{\bar{T}_1 - \bar{T}_2}{\sqrt{[U_B(T_1)]^2 + [U_B(T_2)]^2}} < 2$$

$\bar{T}_1$ and $\bar{T}_2$ are the values of the redundant instruments. $U_B(T_1)$ and $U_B(T_2)$ are their type B standard uncertainties.

The ambient temperature shall be measured in a location representative of the whole plant. The sensor shall be protected from nearby heat sources and direct solar radiation. Special care shall be taken to avoid hot air streams caused by gases, or steam, emissions from nearby equipment.

The ambient temperature can be measured using several instruments distributed by the plant. In this case, the representative value shall be the arithmetic mean, and the type B uncertainty shall be calculated as in Annex A. The type B standard uncertainty associated with the data recorded by the data acquisition system shall be no more than $\pm 0,12$ °C for ambient temperature.

For long connection wires, an analogic-to-digital conversion protocol should be used to transmit the temperature measurements from the sensor to the DAS.

Fluid properties function of temperature, like density (ρ), specific heat (C_p), or enthalpy (h), shall be calculated using the best thermodynamic data available: generic data from the manufacturer, or laboratory data from onsite samples. In this last case, the parties shall agree on the selected laboratory. Water-steam properties shall be calculated using internationally recognized tables such as IAPWS.IF97¹.

7.3.4 Wind speed

The symbol used is v in units of m/s.

Wind speed shall be measured because it affects thermal losses and intercept factors. Wind speed is measured with anemometers located above the maximum height of the collectors and at least 10 m over the ground, avoiding disturbances caused by adjacent elements. These sensors shall have an accuracy better than or equal to $\pm 0,5$ m/s. If there are several anemometers, the highest measurement recorded shall be considered valid.

For each anemometer, the mean shall be calculated using 1 s records during a recording period not greater than 10 min.

7.3.5 Relative humidity

The symbol used is RH in units of %.

The efficiency of power plants with cooling towers is affected by relative humidity.

Relative humidity, when not offered directly by the instrument, can be calculated from the measurements of wet bulb and dry bulb temperatures. The instrument shall be located close enough to the ambient temperature sensor to be able to determine the humidity content, if necessary. Typical accuracy of this equipment is ± 3 %.

7.3.6 Atmospheric pressure

The symbol used is p_{atm} in units of Pa.

Atmospheric pressure mainly influences fan performance in cooling towers and air condensers. Atmospheric pressure measurement is done with absolute pressure transmitters. The minimal accuracy that can be required is ± 400 Pa. These devices shall be installed outdoors in a stable area protected from wind or other disturbances. As the atmospheric pressure is generally uniform, a single measurement at ground level within the site is sufficient.

7.3.7 Net plant electricity generation: delivered electricity to the grid minus received electricity from the grid

The symbol used is $E_{\text{el,net}}$ in units of kWh.

Both variables are usually measured at the plant's main transformer high voltage terminals (point 1 in Figure 4) with a two-way electric meter. The measurement range for incoming electricity shall cover the low values of auxiliary loads when the plant is starting or not operating.

Some plants can have a startup transformer connected directly to the grid where the received electricity at the transformer high voltage terminals shall also be measured (point 3 in Figure 4).

¹ IAPWS.IF97 is an example of a suitable product available for free. This information is given for the convenience of users of this document and does not constitute an endorsement by IEC of this product.

This variable shall be measured by an electrical meter with a typical reading accuracy of $\pm 0,2\%$ of the reading, $\pm 0,2\%$ for voltage transformers and $\pm 0,2\%$ for current transformers, according to IEC 60044-7 and IEC 60044-8.

7.3.8 Electricity consumption at auxiliary transformer

This variable shall be measured at the auxiliary transformer high voltage terminals (point 2 in Figure 4). Consumption is recorded by the one-way electrical meter as incoming power.

This variable shall be measured using an electrical meter with a reading accuracy equal to or better than $\pm 0,2\%$ of the reading, $\pm 0,2\%$ for voltage transformers and $\pm 0,2\%$ for current transformers, according to IEC 60044-7 and IEC 60044-8.

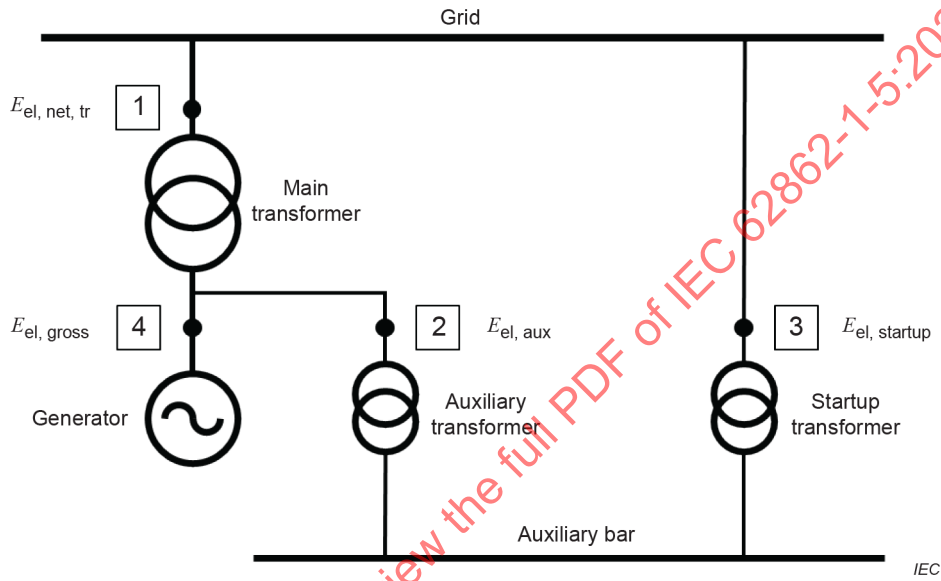


Figure 4 – Typical electrical connections in a power plant

8 Performance calculations

8.1 Available solar radiation energy

Available solar radiation energy in the plant during the test, $E_{in,solar,avail}$, is calculated based on the direct solar irradiance by the following equation:

$$E_{in,solar,avail} = N_{col} \cdot A_{net} \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (E_{bi} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta t_i) \quad (1)$$

where

- N_{col} is the number of single elements in operation: parabolic-trough collectors, Fresnel reflectors, or heliostats;
- A_{net} is the net collection area of one parabolic-trough collector, one Fresnel reflector, or one heliostat in a solar tower plant, in m^2 ;
- E_{bi} is the mean direct solar irradiance for time interval Δt_i , in W/m^2 ;
- Δt_i is each time interval in which the test was divided, in hours. Δt_i intervals shall match with the test measurements recorded intervals;
- $E_{in,solar,avail}$ is expressed in energy units, in kWh.

For long-duration tests, N_{col} shall be specified in the test procedure and shall be considered as a constant for performance calculation purposes. For short-duration tests, only the operative elements in each time interval Δt_i shall be considered.

It should be noted that $E_{\text{in,solar,avail}}$ does not include the cosine of the angle of incidence of direct solar radiation on the collectors. The simulation model used to calculate the reference performance indicators shall include the calculation of the cosine of the angle of incidence from the input data indicated in 5.2: geographic coordinates, date and time.

8.2 Plant electricity consumption

Plant electricity consumption, $E_{\text{el,con}}$, also called self-consumption or auxiliary electricity, in kWh, can be obtained in different ways, depending on the calibrated instruments installed for the test.

- First way: using net and gross electric energy measurements and the startup transformer energy measurement (points 1, 3 and 4 in Figure 4):

$$E_{\text{el,con}} = E_{\text{el,gross}} - E_{\text{el,net,tr}} + E_{\text{el,startup}} \quad (2)$$

$E_{\text{el,net,tr}}$ at the main transformer shall be positive for delivered energy and negative for received energy.

- Second way: using auxiliary and startup transformers measurements (points 2 and 3 in Figure 4) and a calculation of the main transformer losses $E_{\text{el,trloss}}$.

$$E_{\text{el,con}} = E_{\text{el,aux}} - E_{\text{el,trloss}} + E_{\text{el,startup}} \quad (3)$$

Main transformer losses $E_{\text{el,trloss}}$ shall be calculated following the transformer technical specification. This could require generator intensity, voltage, and power factor measurements.

8.3 Net electricity

Net electricity generated by the solar thermal power plant, $E_{\text{el,net}}$, in kWh, is the active electricity delivered to the grid minus the electricity received from the grid during the test.

$$E_{\text{el,net}} = E_{\text{el,net,tr}} - E_{\text{el,startup}} \quad (4)$$

$E_{\text{el,net,tr}}$ at the main transformer shall be positive for delivered energy and negative for received energy. $E_{\text{el,startup}}$ shall be positive for incoming electricity.

The cumulative values are commonly measured using electric meters, in which case the total net electricity is obtained from the readings at the beginning and at the end of the test:

$$\begin{aligned} E_{\text{el,net,tr,delivered}} &= E_{\text{el,net,tr,delivered,accum}}(t = t_{\text{end}}) - E_{\text{el,net,tr,delivered,accum}}(t = t_0) \\ E_{\text{el,net,tr,received}} &= E_{\text{el,net,tr,received,accum}}(t = t_{\text{end}}) - E_{\text{el,net,tr,received,accum}}(t = t_0) \\ E_{\text{el,net,tr}} &= E_{\text{el,net,tr,delivered}} - E_{\text{el,net,tr,received}} \\ E_{\text{el,startup}} &= E_{\text{el,startup,accum}}(t = t_{\text{end}}) - E_{\text{el,startup,accum}}(t = t_0) \end{aligned} \quad (5)$$

where

t_{end}, t_0 are the final and initial times of the test.

The subscript "accum" refers to the electrical meter reading.

8.4 Non-solar energy

Non-solar energy is the thermal energy supplied to the solar plant by fossil fuels or renewable energies other than solar. It is expressed in units of energy, in kWh.

The solar thermal power plant can have an auxiliary heater for the following purposes:

- avoid the cooling of the heat transfer fluid when the solar field is not in operation;
- protect the storage system against solidification;
- preheat the heat transfer fluid system during startup;
- facilitate plant management;
- make plant operation more flexible in some operation modes.

Non-solar energy, E_{ns} , is calculated from the heat transfer fluid temperatures measured at the inlet and outlet of the auxiliary heater, and its mass flow rate:

$$E_{ns} = \sum_{i=1}^{i=n} \left\{ \dot{m}_{HTF,ns,in,i} \cdot \left[h_{HTF}(T_{HTF,ns,in,i}) - h_{HTF}(T_{HTF,ns,out,i}) \right] \cdot \Delta t_i \right\} \quad (6)$$

where

$\dot{m}_{HTF,ns,in,i}$ is the mass flow rate of the heat transfer fluid at the auxiliary heater inlet, in kg/s;

$h_{HTF}(T_{HTF,ns,in,i})$ and $h_{HTF}(T_{HTF,ns,out,i})$ are respectively the specific enthalpies of the heat transfer fluid at the inlet and outlet of the auxiliary heater, in kJ/kg.

Mass flow rate can be measured directly with mass flow meters, or it can be calculated from volumetric flow and density, for example:

$$\dot{m}_{HTF,ns,in,i} = \dot{V}_{HTF,ns,in,i} \cdot \rho_{HTF}(T_{HTF,ns,in,i}) \quad (7)$$

where

$\dot{V}_{HTF,ns,in,i}$ is the volumetric flow rate at the auxiliary heater inlet, in m³/s;

$\rho_{HTF}(T_{HTF,ns,in,i})$ is the fluid density at the auxiliary heater inlet, in kg/m³.

Calculation of the non-solar energy from variables measured in the heat transfer fluid that circulates through the auxiliary heater, ensures the generality of the test procedure described here, and facilitates its application to different solar thermal power plant designs in which the non-solar energy comes from different energy sources.

8.5 Net plant efficiency

The plant performance tests shall be carried out under normal operating conditions. Electricity shall be generated in the usual way using available energy sources (solar and non-solar energy), and the storage system. See Clause 6 for recommendations for the short- and long-duration tests.

The net plant efficiency, $\eta_{\text{plant,net}}$, is calculated as the quotient of net plant electricity generation (see 8.3), and the sum of the solar radiation available (see 8.1) and the non-solar energy supplied (see 8.4).

$$\eta_{\text{plant,net}} = \frac{E_{\text{el,net}}}{E_{\text{in,solar,avail}} + E_{\text{ns}}} \quad (8)$$

8.6 Recording and processing data

Data recording shall be made preferably with automatic data acquisition systems (DAS). The DAS reading interval shall not exceed 20 s. The DAS recording interval shall not exceed 5 min for short-duration tests and 10 min for long-duration tests. Recorded values shall be the mean of the read values during the interval.

The DAS time shall be synchronized with the plant control system clock. UTC time is preferred to communicate with external data sources.

It is recommended to perform manual readings on the local displays of the instruments used in the test to quickly detect communication failures with the DAS. These manual check readings should be done at the beginning, at the end, and every 4 h in short-duration tests. In long-duration tests, one manual reading per day is sufficient. The performance test procedure shall include the guidelines to solve data lack due to communication failures: criteria to detect communication failures, cancel or suspend the test, substitute or discard data, and manual readings until failure is solved. As a rule of thumb, the communication failure criteria shall be any discrepancy between manual readings and DAS over 1 %.

Original data files generated by the DAS shall be duplicated and secured. After this, later processing for calculations and reporting shall use a copy of those files.

8.7 Results presentation

Reported test results, either measured or calculated, shall include their values together with their uncertainties.

It is suggested that test main results be presented as shown in Table 2:

Table 2 – Example of a test main results table

Performance parameters					
Item	Symbol	Unit	Value	Uncertainty	Confidence level
Available solar radiation energy	$E_{\text{in,solar,avail}}$	kWh			
Net electricity generation	$E_{\text{el,net}}$	kWh			
Non-solar energy	E_{ns}	kWh			
Net plant efficiency	$\eta_{\text{plant,net}}$	%			
Plant electricity consumption	$E_{\text{el,con}}$	kWh			

8.8 Acceptance test procedure

The main purpose of an acceptance test is to check if the measured plant performance is equal to or better than the guaranteed performance, also called reference performance. Acceptance criteria based on the comparison of both values shall include the uncertainty bands.

The test procedure shall define the concepts of test uncertainty, reference uncertainty, expanded uncertainty, and how to calculate them. Annex A includes guidelines to calculate the test uncertainty and Annex B includes a practical example.

As reference performance is obtained with a simulation model, the reference uncertainty can also be obtained using that simulation model. The parties shall agree on the method used to obtain that uncertainty.

Expanded uncertainty is defined as the standard uncertainty, u , multiplied by the coverage factor, CF , $U = u \cdot CF$. ISO/IEC Guide 98-3 contains the guidelines to obtain the coverage factor depending on the confidence level desired. Table 3 contains the values for a normal distribution.

Table 3 – Levels of confidence and associated coverage factors (Normal distribution)

Confidence level (%)	Coverage factor (CF)
68,27	1
90	1,645
95	1,960
95,45	2
99	2,576
99,73	3

By prior agreement between the parties, the test procedure shall specify the acceptance criteria. An example of two possible cases follows.

Case a): the whole uncertainty band of the measured value (M) is above the uncertainty band of the reference value (RV) (Figure 5 a)):

$$(M - CF_M \cdot u_M) > (RV + CF_{RV} \cdot u_{RV})$$

Case b): the uncertainty band of the measured value (M) is within the uncertainty band of the reference value (RV) (Figure 5 b)):

$$(M + CF_M \cdot u_M) < (RV - CF_{RV} \cdot u_{RV})$$

where:

CF is the coverage factor,

M is the measured value,

RV is the reference value,

u is the standard uncertainty.

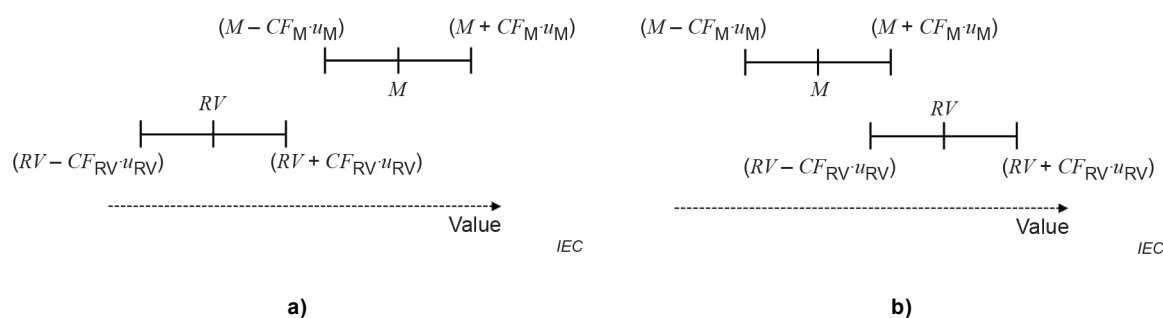


Figure 5 – Examples of acceptance criteria – Comparison of the measured value (M) against the reference value (RV) with uncertainty bands

9 Performance test report

9.1 General

A report with the test results, measured data, and other relevant information shall be written and made available to the parties. The report shall include at least the following sections:

- executive summary
- introduction
- instrumentation
- calculations and results
- conclusions
- annexes

The content of each section is described in 9.2 to 9.7.

9.2 Executive summary

The executive summary shall be brief and contain the following basic information:

- type of solar thermal power plant and general information about it;
- test dates and times;
- summary of test results, including uncertainty and confidence level;
- performance verification procedure and its results;
- any important agreement between the parties involved made after the signature of the test procedure.

9.3 Introduction

Points to be included in this section would be:

- test purpose, scope and methods;
- general information of the solar plant;
- diagram of the test boundary;
- list of representatives of the parties involved and their function in the test;
- test procedure reference (revision and date);
- all agreements between the parties involved made after the signature of the test procedure.

9.4 Instrumentation

This section shall include:

- list of instruments used for the test, including type, description, and serial number;
- instrument diagram;
- procedure for data acquisition;
- list of calibration certificates.

9.5 Calculations and results

This section shall include in detail:

- calculation methodology;
- table of values used to calculate the results;
- detailed calculation of operating parameters;
- detailed calculation of the properties of the heat transfer fluid, of the storage fluid and of the non-solar energy source, if any;
- calculation of uncertainties.

9.6 Conclusions

This section will only be included if there is some reason for a deeper explanation about test results than that given in the executive summary.

9.7 Annexes

The report shall include the following annexes:

- copy of original data sheets and/or printouts from the DAS, or embedded files;
- copy of operator records and comments from the parties;
- laboratory reports on heat transfer fluid properties, and non-solar energy source properties, if any;
- instrument calibration certificates.

Annex A (normative)

Uncertainty calculation

A.1 Purpose and assumptions

Annex A describes the criteria and procedures for calculating the uncertainty of the net plant efficiency obtained from the performance tests of solar thermal power plants. Annex A follows the guidelines in ISO/IEC Guide 98-3.

It is assumed that the variables involved in the measurements are not correlated.

All the instrumentation used to calculate efficiency in the performance tests shall comply with Clause 7 of this document.

A.2 Equations for calculating net plant efficiency

As mentioned in 8.5, the net plant efficiency is calculated as

$$\eta_{\text{plant,net}} = \frac{E_{\text{el,net}}}{E_{\text{in,solar,avail}} + E_{\text{ns}}} \quad (\text{A.1})$$

Net electricity generated by the solar thermal power plant, $E_{\text{el,net}}$, in kWh, is the active electricity delivered to the grid minus the electricity received from the grid during the test, as described in 8.3.

Available solar radiation energy in the plant during the test, $E_{\text{in,solar,avail}}$, is calculated as described in 8.1:

$$E_{\text{in,solar,avail}} = N_{\text{col}} \cdot A_{\text{net}} \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (E_{\text{bi}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta t_i) \quad (\text{A.2})$$

Non-solar energy, E_{ns} is calculated as shown in 8.4:

$$E_{\text{ns}} = \sum_{i=1}^{i=n} \left\{ \dot{m}_{\text{HTF,ns,in},i} \cdot \left[h_{\text{HTF}}(T_{\text{HTF,ns,in},i}) - h_{\text{HTF}}(T_{\text{HTF,ns,out},i}) \right] \cdot \Delta t_i \right\} \quad (\text{A.3})$$

where

$$\dot{m}_{\text{HTF,ns,in},i} = \dot{V}_{\text{HTF,ns,in},i} \cdot \rho_{\text{HTF}}(T_{\text{HTF,ns,in},i})$$

To simplify the notation, the following equalities are adopted based on this point:

- $h_{\text{HTF}}(T_{\text{HTF,ns,in},i}) - h_{\text{HTF}}(T_{\text{HTF,ns,out},i}) = \Delta h_i$
- $\rho_{\text{HTF}}(T_{\text{HTF,ns,in},i}) = \rho_i$
- $T_{\text{HTF,ns,in},i} = T_{\text{in},i}$
- $T_{\text{HTF,ns,out},i} = T_{\text{out},i}$

Increase in specific enthalpy of the heat transfer fluid is calculated from:

$$\Delta h_i = \int_{T_{\text{in}}}^{T_{\text{out}}} C_p \cdot dT \quad (\text{A.4})$$

The specific heat is usually expressed with a polynomial equation as a function of temperature:

$$C_p(T) = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 + \dots + a_n \cdot T^n \quad (\text{A.5})$$

The enthalpy increase will be:

$$\Delta h_i = a_0 \cdot (T_{\text{out},i} - T_{\text{in},i}) + \frac{a_1}{2} \cdot (T_{\text{out},i}^2 - T_{\text{in},i}^2) + \frac{a_2}{3} \cdot (T_{\text{out},i}^3 - T_{\text{in},i}^3) + \dots + \frac{a_n}{n+1} \cdot (T_{\text{out},i}^{n+1} - T_{\text{in},i}^{n+1}) \quad (\text{A.6})$$

Sometimes simple polynomials are not suitable to represent the heat capacity. In this case, the equation resulting from (A.4) shall be used. For clarity and simplicity, the following explanations assume second-degree polynomials for the fluid heat capacity and density, which is rather usual for thermal oils and molten salts.

$$C_p(T) = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 \quad (\text{A.7})$$

$$\Delta h_i = a_0 \cdot (T_{\text{out},i} - T_{\text{in},i}) + \frac{a_1}{2} \cdot (T_{\text{out},i}^2 - T_{\text{in},i}^2) + \frac{a_2}{3} \cdot (T_{\text{out},i}^3 - T_{\text{in},i}^3) \quad (\text{A.8})$$

A.3 Considerations for calculating uncertainties

During tests, whether long or short, the variables involved will range from zero, at night or cloudy periods, to their rated values. It is, therefore, reasonable to consider only Type B uncertainties related to measurement instrumentation and equipment, avoiding the use of Type A uncertainties.

Instead of applying individual uncertainties for each time interval Δt_i , the procedure included in Annex A eliminates the time interval, applying uncertainties to the generic term of the summations, that is, applying uncertainty to power instead of energy. Additionally, all the parameters are considered as not correlated variables.

It is important to note that uncertainties in Annex A are standard uncertainties. For contributions expressed with limiting values in the $\pm U$ format, the value of the standard uncertainty will depend on the type of distribution: $U/\sqrt{3}$ assuming a rectangular probability distribution, or $U/\sqrt{6}$ assuming a triangular distribution. If the type of probability distribution is unknown, rectangular distribution can be assumed.

It is also important to remember that:

- the standard uncertainty associated with a resolution “ R ” of a measurement device is: $R/\sqrt{12}$;
- the standard uncertainty associated with an accuracy “ P ” of a measurement device is: $P/\sqrt{3}$.

A.4 Basic equations for calculating uncertainties

Thus, considering what has been said in Clause A.1 to Clause A.3, the equations used here to calculate uncertainties are the following:

$$\eta_{\text{plant,net}} = \frac{P_{\text{el,net}}}{P_{\text{in,solar,avail}} + P_{\text{ns}}} \quad (\text{A.9})$$

$$P_{\text{in,solar,avail}} = N_{\text{cap}} \cdot A_{\text{net}} \cdot E_{\text{b}} \quad (\text{A.10})$$

$$P_{\text{ns}} = \dot{V}_{\text{HTF,ns,in},i} \cdot \rho \cdot \Delta h = \dot{m}_{\text{HTF,ns,in},i} \cdot \Delta h \quad (\text{A.11})$$

$$\Delta h = a_0 \cdot (T_{\text{out}} - T_{\text{in}}) + \frac{a_1}{2} \cdot (T_{\text{out}}^2 - T_{\text{in}}^2) + \frac{a_2}{3} \cdot (T_{\text{out}}^3 - T_{\text{in}}^3) \quad (\text{A.12})$$

A.5 Calculating uncertainties

A.5.1 General

From this point on notation is simplified as follows:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{plant,net}} &= \eta \\ \dot{m}_{\text{HTF,ns,in},i} &= \dot{m} \\ \dot{V}_{\text{HTF,ns,in},i} &= \dot{V} \\ N_{\text{cap}} &= N \\ A_{\text{net}} &= A \\ P_{\text{el,net}} &= P_{\text{el}} \end{aligned}$$

The standard uncertainty with a cover factor of 1 (confidence level of 68,27 %) associated with net plant efficiency $U(\bar{\eta})$, is reduced to its Type B uncertainty, $U(\bar{\eta}) = U_{\text{B}}(\bar{\eta})$, and is calculated based on the sensitivity coefficients of η to each of the parameters it depends on, according to equations (A.9), (A.10) and (A.11):

$$\frac{\partial \eta}{\partial \dot{m}}, \frac{\partial \eta}{\partial \Delta h}, \frac{\partial \eta}{\partial E_b}, \frac{\partial \eta}{\partial P_{el}}, \frac{\partial \eta}{\partial N}, \frac{\partial \eta}{\partial A}$$

and the Type B standard uncertainties associated with each of these parameters:

$$U_B(\dot{m}), U_B(\Delta h), U_B(E_b), U_B(P_{el}), U_B(N), U_B(A)$$

$$U_B(\eta)^2 = \left[\frac{\partial \eta}{\partial \dot{m}} \cdot U_B(\dot{m}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \eta}{\partial \Delta h} \cdot U_B(\Delta h) \right]^2 + \left[\frac{\partial \eta}{\partial E_b} \cdot U_B(E_b) \right]^2 + \left[\frac{\partial \eta}{\partial P_{el}} \cdot U_B(P_{el}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \eta}{\partial N} \cdot U_B(N) \right]^2 + \left[\frac{\partial \eta}{\partial A} \cdot U_B(A) \right]^2 \quad (A.13)$$

where $U_B(N) = 0$ and $U_B(A) = 0$.

$$U_B(\eta)^2 = \left[\frac{\partial \eta}{\partial \dot{m}} \cdot U_B(\dot{m}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \eta}{\partial \Delta h} \cdot U_B(\Delta h) \right]^2 + \left[\frac{\partial \eta}{\partial E_b} \cdot U_B(E_b) \right]^2 + \left[\frac{\partial \eta}{\partial P_{el}} \cdot U_B(P_{el}) \right]^2 \quad (A.14)$$

Sensitivity coefficients are obtained from equations (A.9) to (A.12):

$$\frac{\partial \eta}{\partial \dot{m}} = \frac{-P_{el} \cdot \Delta h}{(N \cdot A \cdot E_b + \dot{m} \cdot \Delta h)^2} \quad (A.15)$$

$$\frac{\partial \eta}{\partial \Delta h} = \frac{-P_{el} \cdot \dot{m}}{(N \cdot A \cdot E_b + \dot{m} \cdot \Delta h)^2} \quad (A.16)$$

$$\frac{\partial \eta}{\partial E_b} = \frac{-N \cdot A \cdot P_{el}}{(N \cdot A \cdot E_b + \dot{m} \cdot \Delta h)^2} \quad (A.17)$$

$$\frac{\partial \eta}{\partial P_{el}} = \frac{1}{(N \cdot A \cdot E_b + \dot{m} \cdot \Delta h)} \quad (A.18)$$

The most frequent values (statistical mode) of the independent variables (i.e. $\dot{m}$, Δh , E_b and P_{el}) during the test period are used in the above equations. The following procedure is used to calculate the statistical mode of each independent variable:

- 1) the difference between the maximum and the minimum is divided into ten intervals of equal size;
- 2) identify the interval with more measurements;
- 3) the mean in that interval is the mode.

A.5.2 Type B uncertainty of the direct solar irradiance

The symbol used is $U_B(\overline{E_b})$.

If a high-impedance DAS channel ($> 1 \text{ M}\Omega$) is used, the three most common sources of Type B uncertainty in $\overline{E_b}$ are:

- $U_{B1}(\overline{E_b})$: uncertainty associated with the pyrheliometer calibration constant K , which relates direct measurement V_{emf} in μV to $\overline{E_b}$ in $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$:

$$\overline{E_b} = V_{\text{emf}} \cdot K \quad (\text{A.19})$$

- $U_{B2}(\overline{E_b})$: uncertainty associated with the DAS channel, from the calibration certificate;
- $U_{B3}(\overline{E_b})$: uncertainty associated with thermal instabilities of the instrument, provided by the instrument manufacturer.

So, the total Type B standard uncertainty associated with $\overline{E_b}$ will be

$$U_B(\overline{E_b}) = \sqrt{U_{B1}(\overline{E_b})^2 + U_{B2}(\overline{E_b})^2 + U_{B3}(\overline{E_b})^2} \quad (\text{A.20})$$

If there were more uncertainty sources, they would be added in the same way.

A.5.3 Type B uncertainty of the electrical power

The symbol used is $U_B(\overline{P_{\text{el}}})$.

If the electrical power measurement is taken by direct reading, its Type B uncertainty comes from the device calibration certificate.

If the data is recorded by a DAS, other uncertainty sources are those coming from signal transmission, from DAS channel and from any other device involved. So,

$$U_B(\overline{P_{\text{el}}}) = \sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} [U_{Bi}(\overline{P_{\text{el}}})]^2} \quad (\text{A.21})$$

where “ n ” is the number of sources of Type B uncertainty identified in the plant net electrical power measurement.

A.5.4 Type B uncertainty of the mass flow rate of heat transfer fluid in the auxiliary heater

A.5.4.1 General

The symbol used is $U_B(\overline{\dot{m}})$.

A.5.4.2 Case a): mass flow meter

In this case Type B standard uncertainty usually involves two sources: the one associated with the sensor, $U_{B1}(\bar{m})$, and the one associated with the data acquisition system, $U_{B2}(\bar{m})$. Since the mass flow meter sensor delivers a 4 mA to 20 mA signal, it is reasonable to assume that there will not be any uncertainty associated with the transmission line. So,

$$U_B(\bar{m}) = \sqrt{U_{B1}(\bar{m})^2 + U_{B2}(\bar{m})^2} \quad (\text{A.22})$$

A.5.4.3 Case b): volumetric flow meter

This is the most common case in solar thermal power plants. Uncertainty comes from the volumetric flow meter and the density value. Density is usually calculated using a polynomial function of the measured temperature. This function is obtained by a least squares method from a table of discrete values provided by the heat transfer fluid supplier. Total uncertainty is expressed by

$$U_B(\bar{m}) = \sqrt{\left[\frac{\partial \dot{m}}{\partial \dot{V}} \cdot U_B(\bar{V}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \dot{m}}{\partial \rho} \cdot U_B(\bar{\rho}) \right]^2} \quad (\text{A.23})$$

$U_B(\bar{V})$ shall be calculated following guidelines in A.5.1. Uncertainty contributions will be those from the flow meter, $U_{B1}(\bar{V})$, and the DAS channel, $U_{B2}(\bar{V})$, combined as in (A.22).

The uncertainty associated with the fluid density is derived from the uncertainty of the data in the table itself, $U_{B0}(\bar{\rho})$, from the uncertainty of the regression coefficients, and from the uncertainty of temperature. If the polynomial were of second degree

$$\rho(T_{\text{in}}) = b_0 + b_1 \cdot T_{\text{in}} + b_2 \cdot T_{\text{in}}^2 \quad (\text{A.24})$$

then

$$U_B(\bar{\rho}) = \sqrt{\left[\frac{\partial \rho}{\partial T_{\text{in}}} \cdot U_B(T_{\text{in}}) \right]^2 + \left[U_{B0}(\bar{\rho}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \rho}{\partial b_0} \cdot U_B(b_0) \right]^2 + \left[\frac{\partial \rho}{\partial b_1} \cdot U_B(b_1) \right]^2 + \left[\frac{\partial \rho}{\partial b_2} \cdot U_B(b_2) \right]^2} \quad (\text{A.25})$$

where the sensitivity coefficients are

$$\frac{\partial \rho}{\partial T_{\text{in}}} = b_1 + 2 \cdot b_2 \cdot T_{\text{in}}, \quad \frac{\partial \rho}{\partial b_0} = 1, \quad \frac{\partial \rho}{\partial b_1} = T_{\text{in}}, \quad \frac{\partial \rho}{\partial b_2} = T_{\text{in}}^2$$

If the regression program used to obtain the coefficients b_0 , b_1 and b_2 gives uncertainties in the $\pm U$ format, recall Clause A.3 to calculate their standard uncertainties.

The uncertainty associated with the temperature in (A.25) can be expressed as:

$$U_B(\overline{T_{in}}) = \sqrt{U_{B1}(\overline{T_{in}})^2 + U_{B2}(\overline{T_{in}})^2 + U_{B3}(\overline{T_{in}})^2} \quad (A.26)$$

where the three terms represent the most common sources of uncertainty: sensor, transmission, and DAS channel. The temperature used in the above equation shall be the nominal heat transfer fluid temperature at the auxiliary heater inlet.

A.5.5 Type B uncertainty of the enthalpy difference of heat transfer fluid in the auxiliary heater

The symbol used is $U_B(\overline{\Delta h})$.

If Δh is calculated as in (A.8), the uncertainty associated with the fluid enthalpy is derived from the uncertainty of the data in the table itself, $U_{B0}(\overline{\rho})$, from the uncertainty of the regression coefficients, and from the uncertainty of temperatures:

$$U_B(\overline{\Delta h}) = \sqrt{\left[\frac{\partial \Delta h}{\partial T_{out}} \cdot U_B(\overline{T_{out}}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \Delta h}{\partial T_{in}} \cdot U_B(\overline{T_{in}}) \right]^2 + \left[U_{B0}(\overline{\Delta h}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \Delta h}{\partial a_0} \cdot U_B(\overline{a_0}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \Delta h}{\partial a_1} \cdot U_B(\overline{a_1}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \Delta h}{\partial a_2} \cdot U_B(\overline{a_2}) \right]^2} \quad (A.27)$$

where

$$\frac{\partial \Delta h}{\partial T_{out}} = a_0 + a_1 \cdot T_{out} + a_2 \cdot T_{out}^2, \quad \frac{\partial \Delta h}{\partial T_{in}} = -a_0 - a_1 \cdot T_{in} - a_2 \cdot T_{in}^2$$

$$\frac{\partial \Delta h}{\partial a_0} = T_{out} - T_{in}, \quad \frac{\partial \Delta h}{\partial a_1} = \frac{T_{out}^2 - T_{in}^2}{2}, \quad \frac{\partial \Delta h}{\partial a_2} = \frac{T_{out}^3 - T_{in}^3}{3}$$

and

$$U_B(\overline{T_{out}}) = \sqrt{U_{B1}(\overline{T_{out}})^2 + U_{B2}(\overline{T_{out}})^2 + U_{B3}(\overline{T_{out}})^2} \quad (A.28)$$

with the same meaning as in (A.26). The temperature used in the above equation shall be the nominal heat transfer fluid temperature at the auxiliary heater outlet.

A.6 Alternative method for calculating the uncertainty of net plant efficiency

If the Type B standard uncertainties of plant net electrical power, available solar radiation power and non-solar power, represented by $U_B(\overline{P_{el,net}})$, $U_B(\overline{P_{in,solar,avail}})$, and $U_B(\overline{P_{ns}})$ are available as percentages, the Type B standard uncertainty of net plant efficiency can be calculated using the following equation and (A.9) to obtain sensitivity coefficients.

$$U_B(\bar{\eta})^2 = \left[\frac{\partial \eta}{\partial P_{el}} \cdot U_B(\bar{P}_{el}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \eta}{\partial P_{in,solar,avail}} \cdot U_B(\bar{P}_{in,solar,avail}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \eta}{\partial P_{ns}} \cdot U_B(\bar{P}_{ns}) \right]^2 \quad (A.29)$$

where

$$\frac{\partial \eta}{\partial P_{el}} = \frac{1}{P_{in,solar,avail} + P_{ns}}, \quad \frac{\partial \eta}{\partial P_{in,solar,avail}} = -\frac{P_{el}}{(P_{in,solar,avail} + P_{ns})^2}, \quad \frac{\partial \eta}{\partial P_{ns}} = -\frac{P_{ns}}{(P_{in,solar,avail} + P_{ns})^2} \quad (A.30)$$

The value of independent variables shall follow the guidelines in A.5.1.

Annex C includes an application example of this alternative method.

A.7 Calculation of Type B standard uncertainty when redundant instruments are used

A.7.1 General

Subclause 7.3 recommends the use of three (or more) pyrheliometers for the measurement of direct solar irradiance in the solar field, and two PT-100 sensors for the measurement of the temperature of the heat transfer fluid at the inlet and outlet of the auxiliary heater. Clause A.7 explains the calculation of Type B uncertainty for direct solar irradiance measurements and temperatures when redundant sensors are used.

A.7.2 Type B standard uncertainty of temperatures measured with two redundant sensors

When using two PT-100 sensors with the same characteristics, installed in the same way and connected to the same DAS, they should have the same uncertainty. Therefore, the Type B standard uncertainty associated with the mean value of both measurements is calculated as follows:

$$\begin{aligned} \bar{T} &= \frac{\bar{T}_1 + \bar{T}_2}{2} \\ U_B(\bar{T}) &= \sqrt{\left[\frac{\partial \bar{T}}{\partial T_1} \cdot U_B(\bar{T}_1) \right]^2 + \left[\frac{\partial \bar{T}}{\partial T_2} \cdot U_B(\bar{T}_2) \right]^2} = \sqrt{\left[\frac{1}{2} \cdot U_B(\bar{T}_1) \right]^2 + \left[\frac{1}{2} \cdot U_B(\bar{T}_2) \right]^2} \approx \\ &\approx \sqrt{\frac{2 \cdot U_B(\bar{T}_1)^2}{4}} \approx \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot U_B(\bar{T}_1) \approx \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot U_B(\bar{T}_2) \end{aligned}$$

A.7.3 Type B standard uncertainty of direct solar irradiance

When using three pyrheliometers with the same characteristics, installed in the same way and connected to the same DAS, they should have the same uncertainty. Therefore, the Type B standard uncertainty associated with the mean value is calculated as follows:

$$\begin{aligned}
\overline{E_b} &= \frac{\overline{E_{b1}} + \overline{E_{b2}} + \overline{E_{b3}}}{3} \\
U_B(\overline{E_b}) &= \sqrt{\left[\frac{\partial \overline{E_b}}{\partial \overline{E_{b1}}} \cdot U_B(\overline{E_{b1}}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \overline{E_b}}{\partial \overline{E_{b2}}} \cdot U_B(\overline{E_{b2}}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \overline{E_b}}{\partial \overline{E_{b3}}} \cdot U_B(\overline{E_{b3}}) \right]^2} = \\
&= \sqrt{\left[\frac{1}{3} \cdot U_B(\overline{E_{b1}}) \right]^2 + \left[\frac{1}{3} \cdot U_B(\overline{E_{b2}}) \right]^2 + \left[\frac{1}{3} \cdot U_B(\overline{E_{b3}}) \right]^2} \approx \\
&\approx \sqrt{\frac{3 \cdot U_B(\overline{E_{b1}})^2}{9}} \approx \sqrt{\frac{3 \cdot U_B(\overline{E_{b2}})^2}{9}} \approx \sqrt{\frac{3 \cdot U_B(\overline{E_{b3}})^2}{9}} \approx \\
&\approx \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot U_B(\overline{E_{b1}}) \approx \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot U_B(\overline{E_{b2}}) \approx \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot U_B(\overline{E_{b3}})
\end{aligned}$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62862-1-5:2024

Annex B (informative)

Example of uncertainty of net efficiency calculated following the procedure in Clause A.5

B.1 General

This example is from a solar thermal power plant with a solar field of 400 parabolic-trough collectors, each with 820 m² of net collection area. The nominal auxiliary heater fluid temperatures are $T_{in} = 290$ °C and $T_{out} = 390$ °C. For simplicity, it is assumed that single instruments are used to measure the direct solar irradiance and the auxiliary heater inlet and outlet temperatures.

During the acceptance test, the maximum and minimum values in Table B.1 were registered:

Table B.1 – Test values

	Maximum	Minimum
Net electrical power (MW)	55	0
Direct solar irradiance (W/m ²)	1 010	0
Auxiliary heater oil mass flow rate (kg/s)	425	0
Increase in specific enthalpy in the auxiliary heater oil (kJ/kg)	250	0

Specific enthalpy increase, Δh , was calculated with the following equation:

$$\begin{aligned}\Delta h &= a_0 \cdot (T_{out} - T_{in}) + \frac{a_1}{2} \cdot (T_{out}^2 - T_{in}^2) + \frac{a_2}{3} \cdot (T_{out}^3 - T_{in}^3) = \\ &= 1,51271 \cdot (T_{out} - T_{in}) + 0,001275 \cdot (T_{out}^2 - T_{in}^2) + 1,61565 \times 10^{-7} \cdot (T_{out}^3 - T_{in}^3)\end{aligned}\quad (B.1)$$

The heat transfer fluid is thermal oil. Density and specific heat polynomials are obtained from the data tables supplied by the manufacturer.

$$\rho(T_{in}) = b_0 + b_1 \cdot T_{in} + b_2 \cdot T_{in}^2 = 1075 - 0,68 \cdot T_{in} - 63 \times 10^{-5} \cdot T_{in}^2 \quad (B.2)$$

Standard uncertainty of density table values, given by the oil supplier, is 1 %. Standard uncertainties of the polynomial coefficients, found by least squares, are: $U_B(\overline{b_0}) = 1$, $U_B(\overline{b_1}) = 0,01$, $U_B(\overline{b_2}) = 3 \times 10^{-5}$.

$$C_p(T) = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 = 1,51271 + 0,00255 \cdot T + 4,84695 \times 10^{-7} \cdot T^2 \quad (B.3)$$

Standard uncertainty of specific heat table values, given by the oil supplier, is 1,2 %. Standard uncertainties of the polynomial coefficients, found by least squares, are:
 $U_B(\overline{a_0}) = 1$, $U_B(\overline{a_1}) = 0,01$, $U_B(\overline{a_2}) = 3 \times 10^{-5}$

If uncertainties were limit values in the $\pm U$ format, the standard uncertainty can be obtained by dividing the absolute limit value by $\sqrt{3}$ (rectangular distribution).

B.2 Technical data of instruments and DAS

B.2.1 Measured electrical power

Standard uncertainty of the measurement equipment given by the manufacturer is 1 %.

B.2.2 Temperature

Temperatures were measured with Class A PT-100 sensors, which have a standard uncertainty of 0,2 % of measurement, or $\pm 0,15$ °C.

The sensor has a digital/analogue converter for PT-100 in a 0 °C to 6 000 °C temperature range and a standard uncertainty of 0,05 % in this range.

The signal from the field is read by the data acquisition system with analogue input channels (the signal is 4 mA to 20 mA) having a standard measurement uncertainty of 0,09 %.

B.2.3 Flow rate

The auxiliary heater oil flow rate is measured with an ultrasonic flow meter installed at the heater inlet. According to the instrument data sheet, it has a maximum accuracy error of $\pm 1,3$ % of the reading.

Conversion of the volumetric flow rate to mass flow rate is done by the SCADA based on the function that calculates oil density as a function of temperature, taking the temperature at the auxiliary heater inlet, which is located very close to the flow meter.

B.2.4 Direct solar irradiance

B.2.4.1 General

Direct solar irradiance, E_b , is measured with a pyrheliometer with a 280 nm to 4 000 nm spectral band and technical specifications showing a calibration constant K of $8,50 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}/\text{mV}$ with a standard uncertainty of 2 %. The electrical signal, V_{emf} , is converted to direct solar irradiance by the $E_b = V_{\text{emf}} \cdot K$ relationship.

The pyrheliometer is connected by a 10 m long cable to a 16-bit DAS with a 3 μV resolution in the voltage range selected.

The impedance of the reading equipment (DAS + computer) is 2 M Ω , which minimizes measurement dependence on the outside temperature. The pyrheliometer can show accuracy errors of up to $\pm 3,46 \text{ W/m}^2$ due to lack of thermal equilibrium in the instrument itself.

After collecting technical information for the uncertainty calculation, Equations (A.13) to (A.18) are used to obtain the net plant efficiency uncertainty.

B.2.4.2 Step 1:

Calculate the sensitivities of net plant efficiency to direct solar irradiance, net electrical power, flow rate and enthalpy increase.

Following guidelines in A.5.1, first the measured range of the independent parameters are divided into ten equal intervals.

Direct solar irradiance:

[0 – 101], (101 – 202], (202 – 303], (303 – 404], (404 – 505], (505 – 606], (606 – 707], (707 – 808], (808 – 909], (909 – 1 010]

Net electrical power:

[0 – 5,5], [5,5 – 11], [11 – 16,5], [16,5 – 22], [22 – 27,5], [27,5 – 33], [33 – 38,5], [38,5 – 44], [44 – 49,5], [49,5 – 55]

Mass flow rate of the auxiliary heater oil:

[0 – 42,5], [42,5 – 85], [85 – 127,5], [127,5 – 170], [170 – 212,5], [212,5 – 255], [255 – 297,5], [297,5 – 340], [340 – 382,5], [382,5 – 425]

Increase in specific enthalpy of the auxiliary heater oil

[0 – 25], [25 – 50], [50 – 75], [75 – 100], [100 – 125], [125 – 150], [150 – 175], [175 – 200], [200 – 225], [225 – 250]

The data is then processed to find the interval where the statistical mode is, with the following results:

The statistical mode of measured net electrical power during the test is in the 38,5 MW to 44 MW interval.

The statistical mode of direct solar irradiance during the test is in the 707 W/m² to 808 W/m² interval.

The statistical mode of auxiliary heater oil mass flow rate during the test is in the 212,5 kg/s to 255 kg/s interval.

The statistical mode of increase in specific enthalpy of the auxiliary heater oil during the test is in the 200 kJ/kg to 225 kJ/kg interval.

After this, the mean value of the independent variables is calculated in these intervals:

$$P_{el} = 41,25 \text{ MW} = 41,25 \times 10^6 \text{ W}$$

$$E_b = 757,5 \text{ W/m}^2$$

$$\dot{m} = 233,75 \text{ kg/s}$$

$$\Delta h = 212,5 \text{ kJ/kg} = 212,5 \times 10^3 \text{ kJ/kg}$$

Sensitivities can now be calculated:

$$\begin{aligned}\frac{\partial \eta}{\partial \dot{m}} &= \frac{-P_{el} \cdot \Delta h}{(N \cdot A \cdot E_b + \dot{m} \cdot \Delta h)^2} = \frac{-41,25 \times 10^6 \cdot 212,5 \times 10^3}{\left[(400 \cdot 820 \cdot 757,5) + (233,75 \cdot 212,5 \times 10^3) \right]^2} = -9,62 \times 10^{-5} \\ \frac{\partial \eta}{\partial \Delta h} &= \frac{-P_{el} \cdot \dot{m}}{(N \cdot A \cdot E_b + \dot{m} \cdot \Delta h)^2} = \frac{-41,25 \times 10^6 \cdot 233,75}{\left[(400 \cdot 820 \cdot 757,5) + (233,75 \cdot 212,5 \times 10^3) \right]^2} = 10,8482 \times 10^{-8} \\ \frac{\partial \eta}{\partial E_b} &= \frac{-N \cdot A \cdot P_{el}}{(N \cdot A \cdot E_b + \dot{m} \cdot \Delta h)^2} = \frac{400 \cdot 820 \cdot 41,25 \times 10^6}{\left[(400 \cdot 820 \cdot 757,5) + (233,75 \cdot 212,5 \times 10^3) \right]^2} = -15,22 \times 10^{-5} \\ \frac{\partial \eta}{\partial P_{el}} &= \frac{1}{(N \cdot A \cdot E_b + \dot{m} \cdot \Delta h)} = \frac{1}{(400 \cdot 820 \cdot 757,5) + (233,75 \cdot 212,5 \times 10^3)} = 3,354 \times 10^{-9}\end{aligned}$$

B.2.4.3 Step 2:

Calculate the Type B uncertainties of independent variables.

- Mass flow rate:

Recall Equation (A.23) and instructions in A.5.4.3. Case b. Mass flow rate is calculated using the measured volumetric flow rate and the oil density function of temperature.

From (B.2) $\rho(290\text{ °C}) = 824,817\text{ kg/m}^3$, at the nominal inlet temperature. So, the representative volumetric flow rate will be $233,75\text{ kg/s} / 824,817\text{ kg/m}^3 = 0,283\text{ m}^3/\text{s} = 1\,018,80\text{ m}^3/\text{h}$.

Since the instrument accuracy is $\pm 1,3\%$, the uncertainty associated with the ultrasonic transmitter will be (assuming rectangular distribution): $1,3/\sqrt{3} = 0,75\%$ of $1\,018,80\text{ m}^3/\text{h} = 7,641\text{ m}^3/\text{h}$.

For the DAS channel: $0,09\%$ of $1\,018,80\text{ m}^3/\text{h} = 0,917\text{ m}^3/\text{h}$

Therefore, the uncertainty of the volumetric flow rate is

$$U_B(\bar{V}) = \sqrt{7,641^2 + 0,917^2} = \sqrt{59,2253} = \pm 7,6958\text{ m}^3/\text{h}$$

The uncertainty associated with the density is calculated with Equations (A.23) to (A.26),

$$U_B(\bar{b}_0) = 1, \quad U_B(\bar{b}_1) = 0,01, \quad U_B(\bar{b}_2) = 3 \times 10^{-5}$$

$$U_{B0}(\bar{\rho}) = 0,01 \cdot \bar{\rho} = 0,01 \cdot 824,17 = 8,248\text{ kg/m}^3$$

$$U_{B1}(T_{in}) = 0,002 \cdot 290 + 0,15 = 0,73\text{ °C}$$

$$U_{B2}(T_{in}) = 0,0005 \cdot 600 = 0,3\text{ °C}$$

$$U_B(T_{in}) = 0,0009 \cdot 290 = 0,26\text{ °C}$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial T_{in}} = -0,68 - 2 \cdot 63 \times 10^{-5} \cdot 290 = -1,045, \quad \frac{\partial \rho}{\partial b_0} = 1, \quad \frac{\partial \rho}{\partial b_1} = 290, \quad \frac{\partial \rho}{\partial b_2} = 290^2 = 84\,100$$

$$U_B(\bar{T}_{in}) = \sqrt{U_{B1}(\bar{T}_{in})^2 + U_{B2}(\bar{T}_{in})^2 + U_{B3}(\bar{T}_{in})^2} = \sqrt{0,73^2 + 0,3^2 + 0,26^2} = 0,83\text{ °C}$$

$$U_B(\bar{\rho}) = \sqrt{[1,045 \cdot 0,83]^2 + [8,248]^2 + [1 \cdot 1]^2 + [290 \cdot 0,01]^2 + [84\,100 \cdot 3 \times 10^{-5}]^2} = 9,188\text{ kg/m}^3$$

And finally,

$$\frac{\partial \dot{m}}{\partial \dot{V}} = \frac{\rho}{3600} = \frac{824,817}{3600} = 0,229$$

$$\frac{\partial \dot{m}}{\partial \rho} = \frac{\dot{V}}{3600} = \frac{1018,80}{3600} = 0,283$$

$$U_B(\bar{\dot{m}}) = \sqrt{[0,229 \cdot 7,6958]^2 + [0,283 \cdot 9,188]^2} = 3,142 \text{ kg/s}$$

- Enthalpy increase

Using (A.27) and (A.28) to introduce technical data:

$$\frac{\partial \Delta h}{\partial T_{\text{out}}} = a_0 + a_1 \cdot T_{\text{out}} + a_2 \cdot T_{\text{out}}^2 = 1,51271 + 0,00255 \cdot 390 + 4,84695 \times 10^{-7} \cdot 390^2 = 2,581$$

$$\frac{\partial \Delta h}{\partial T_{\text{in}}} = -a_0 - a_1 \cdot T_{\text{in}} - a_2 \cdot T_{\text{in}}^2 = -1,51271 - 0,00255 \cdot 290 - 4,84695 \times 10^{-7} \cdot 290^2 = -2,293$$

$$\frac{\partial \Delta h}{\partial a_0} = T_{\text{out}} - T_{\text{in}} = 390 - 290 = 100$$

$$\frac{\partial \Delta h}{\partial a_1} = \frac{T_{\text{out}}^2 - T_{\text{in}}^2}{2} = \frac{390^2 - 290^2}{2} = 34000$$

$$\frac{\partial \Delta h}{\partial a_2} = \frac{T_{\text{out}}^3 - T_{\text{in}}^3}{3} = \frac{390^3 - 290^3}{3} = 11643333,33$$

$$U_B(\bar{T}_{\text{out}}) = U_B(\bar{T}_{\text{in}}) = 0,83 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$U_{B0}(\bar{\Delta h}) = 0,012 \cdot 212,5 \times 10^{-3} = 2550 \text{ J/kg}$$

$$U_B(\bar{a}_0) = 0,00874, \quad U_B(\bar{a}_1) = 8,696 \times 10^{-5}, \quad U_B(\bar{a}_2) = 1,8681 \times 10^{-7}$$

And finally

$$U_B(\bar{\Delta h}) = \sqrt{[2,581 \cdot 0,83]^2 + [-2,293 \cdot 0,83]^2 + [2550]^2 + [100 \cdot 0,00874]^2 + [34000 \cdot 8,696 \times 10^{-5}]^2 + [11643333,33 \cdot 1,8681 \times 10^{-7}]^2} = 5379,7 \text{ J/kg}$$

- Direct solar irradiance

Using (A.20) to introduce technical data:

Taking into account a 2 % uncertainty in the calibration constant, a 3 μV resolution for a K of 8,50 $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}/\text{mV}$, and a maximum accuracy of 3,46.

$$U_{B1}(\bar{E}_b) = 0,02 \cdot 757,5 = 15,5 \text{ W/m}^2$$

$$U_{B2}(\bar{E}_b) = 0,003 \cdot 8,5 = 0,0255 \text{ W/m}^2$$

$$U_{B3}(\bar{E}_b) = \frac{3,46}{\sqrt{3}} = 2 \text{ W/m}^2$$

$$U_B(\bar{E}_b) = \sqrt{15,5^2 + 0,055^2 + 2^2} = 15,28 \text{ W/m}^2$$

- Net electrical power

According to the technical data:

$$U_B(P_{el}) = 0,01 \cdot 41,25 \times 10^6 = 41,25 \times 10^4 \text{ W}$$

B.2.4.4 Step 3:

Calculation of Type B uncertainty of net plant efficiency.

Using Equation (A.14) and the values calculated previously:

$$U_B(\bar{\eta})^2 = \left[9,862 \times 10^{-5} \cdot 3,142 \right]^2 + \left[10,8 \times 10^{-8} \cdot 5357 \right]^2 + \left[15,22 \times 10^{-5} \cdot 15,2 \right]^2 + \left[3,354 \times 10^{-9} \cdot 412500 \right]^2 = 76,96 \times 10^{-7}$$

$$U_B(\bar{\eta}) \Big|_{68,27\%} = 0,00277$$

The uncertainty found has a confidence level of 68,27 %.

According to Table 3, for a confidence level of 95,45 %, the above value shall be multiplied by 2:

$$U_B(\bar{\eta}) \Big|_{95,45\%} = 0,0055$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62862-1-5:2024

Annex C (informative)

Example of uncertainty of net efficiency calculated following the alternative procedure described in Clause A.6

C.1 General

For this example, the maximum and minimum values in Table C.1 are assumed.

Table C.1 – Test values

	Maximum	Minimum
Net electrical power (MW)	55	0
Available solar radiation power (MW)	280	0
Non-solar power (MW)	72	0

And the following Type B uncertainties are known as percentages:

- Type B uncertainty of the net plant electrical power: 1 %
- Type B uncertainty of the available solar radiation power: 2 %
- Type B uncertainty of the non-solar power: 3,8 %

C.2 Step 1:

Calculation of the sensitivities of net plant efficiency

Following guidelines in A.5.1, first the measured range of the independent parameters are divided into ten equal intervals.

Net electrical potential:

[0 – 5,5], [5,5 – 11], [11 – 16,5], [16,5 – 22], [22 – 27,5], [27,5 – 33], [33 – 38,5], [38,5 – 44], [44 – 49,5], [49,5 – 55]

Available solar radiation power:

[0 – 28], [28 – 56], [56 – 84], [84 – 112], [112 – 140], [140 – 168], [168 – 196], [196 – 224], [224 – 252], [252 – 280]

Non-solar power:

[0 – 7,2], [7,2 – 14,4], [14,4 – 21,6], [21,6 – 28,8], [28,8 – 36], [36 – 43,2], [43,2 – 50,4], [50,4 – 57,6], [57,6 – 64,8], [64,8 – 72]

The data is then processed to find the interval where the statistical mode is, with the following results:

The statistical mode of net electrical power measured during the test is in the 38,5 MW to 44 MW interval.

The statistical mode of available solar radiation power measured during the test is in the 196 MW to 224 MW interval.

The statistical mode of non-solar power measured during the test is in the: 36 MW to 43,4 MW interval.

After this, the mean value of the independent variables is calculated in these intervals:

$$P_{el} = 41,25 \text{ MW} = 41,25 \times 10^6 \text{ W}$$

$$P_{in,solar,avail} = 210 \text{ MW} = 210 \times 10^6 \text{ W}$$

$$P_{ns} = 39,7 \text{ MW} = 39,7 \times 10^6 \text{ W}$$

Sensitivities can now be calculated:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \eta}{\partial P_{el}} &= \frac{1}{P_{in,solar,avail} + P_{ns}} = \frac{1}{210 \times 10^6 + 39,7 \times 10^6} = 40,048054 \times 10^{-10} \\ \frac{\partial \eta}{\partial P_{in,solar,avail}} &= -\frac{P_{el}}{(P_{in,solar,avail} + P_{ns})^2} = -\frac{41,25 \times 10^6}{(210 \times 10^6 + 39,7 \times 10^6)^2} = -6,61586 \times 10^{-10} \\ \frac{\partial \eta}{\partial P_{ns}} &= -\frac{P_{ns}}{(P_{in,solar,avail} + P_{ns})^2} = -\frac{39,7 \times 10^6}{(210 \times 10^6 + 39,7 \times 10^6)^2} = -6,36726 \times 10^{-10} \end{aligned}$$

C.3 Step 2:

Calculate the Type B uncertainties of independent variables.

$$U_B(\overline{P_{el}}) = 41,25 \times 10^6 \cdot 0,01 = 412,5 \times 10^3$$

$$U_B(\overline{P_{in,solar,avail}}) = 210 \times 10^6 \cdot 0,02 = 4,2 \times 10^6$$

$$U_B(\overline{P_{ns}}) = 39,7 \times 10^6 \cdot 0,038 = 1,5086 \times 10^6$$

C.4 Step 3:

Calculate the Type B uncertainty of the net plant efficiency.

Using Equation (A.29) and the values calculated previously:

$$\begin{aligned} U_B(\overline{\eta})^2 &= \left[\frac{\partial \eta}{\partial P_{el}} \cdot U_B(\overline{P_{el}}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \eta}{\partial P_{in,solar,avail}} \cdot U_B(\overline{P_{in,solar,avail}}) \right]^2 + \left[\frac{\partial \eta}{\partial P_{ns}} \cdot U_B(\overline{P_{ns}}) \right]^2 = \\ &= \left[40,048054 \times 10^{-10} \cdot 412,5 \times 10^3 \right]^2 + \left[-6,61586 \times 10^{-10} \cdot 4,2 \times 10^6 \right]^2 + \left[-6,36726 \times 10^{-10} \cdot 1,5086 \times 10^6 \right]^2 = \\ &= 1,14 \times 10^{-5} \end{aligned}$$

$$U_B(\overline{\eta}) \Big|_{68,27\%} = 0,00338$$

The uncertainty found has a confidence level of 68,27 %.

According to Table 3, for a confidence level of 95,45 %, the above value shall be multiplied by 2:

$$U_B(\overline{\eta}) \Big|_{95,45\%} = 0,0068$$

Bibliography

IEC 62862-3-2, *Solar thermal electric plants – Part 3-2: Systems and components – General requirements and test methods for large-size parabolic-trough collectors*

IEC 62862-5-2, *Solar thermal electric plants – Part 5-2: Systems and components – General requirements and test methods for large-size linear Fresnel collectors*

ISO 9060:2018, *Solar energy – Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation*

ISO 9488, *Solar energy – Vocabulary*

ISO 9806, *Solar energy – Solar thermal collectors – Test methods*

IAPWS.IF97, *IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam*

UNE 206010, *Tests for the verification of the performance of solar thermal power plants with parabolic trough collector technology*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62862-1-5:2024

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62862-1-5:2024

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	46
INTRODUCTION.....	48
1 Domaine d'application	50
2 Références normatives	50
3 Termes et définitions	51
4 Symboles	51
5 Référence de performances.....	52
5.1 Exigences	52
5.2 Modèle de simulation	52
6 Lignes directrices générales pour les essais	54
6.1 Généralités	54
6.2 Procédure d'essai	54
6.3 Lignes directrices pour chaque type d'essai	55
6.3.1 Généralités	55
6.3.2 Essais de courte durée	55
6.3.3 Essais de longue durée	56
6.4 Périmètre d'essai	57
7 Instruments et méthodes de mesure	58
7.1 Généralités	58
7.2 Exigences générales.....	58
7.3 Mesurages exigés.....	58
7.3.1 Éclairement direct perpendiculaire du soleil	58
7.3.2 Débit du fluide caloporteur.....	59
7.3.3 Températures	60
7.3.4 Vitesse du vent.....	60
7.3.5 Humidité relative.....	61
7.3.6 Pression atmosphérique	61
7.3.7 Production nette d'électricité de la centrale: électricité livrée au réseau moins électricité reçue du réseau	61
7.3.8 Consommation électrique au niveau du transformateur auxiliaire.....	61
8 Calculs des performances	62
8.1 Énergie de rayonnement solaire disponible	62
8.2 Consommation électrique de la centrale.....	63
8.3 Électricité nette.....	63
8.4 Énergie non solaire	64
8.5 Rendement net de la centrale	64
8.6 Enregistrement et traitement des données	65
8.7 Présentation des résultats.....	65
8.8 Procédure d'essai de réception	66
9 Rapport d'essai de performance	67
9.1 Généralités	67
9.2 Résumé analytique	67
9.3 Introduction.....	68
9.4 Instrumentation	68
9.5 Calculs et résultats	68
9.6 Conclusions	68

9.7	Annexes.....	68
	Annexe A (normative) Calcul de l'incertitude.....	69
A.1	Objet et hypothèses.....	69
A.2	Équations pour le calcul du rendement net de la centrale.....	69
A.3	Considérations relatives au calcul des incertitudes.....	70
A.4	Équations de base pour le calcul des incertitudes.....	71
A.5	Calcul des incertitudes.....	71
A.5.1	Généralités.....	71
A.5.2	Incertaince de type B de l'éclairement direct perpendiculaire du soleil.....	72
A.5.3	Incertaince de type B de la puissance électrique.....	73
A.5.4	Incertaince de type B du débit massique du fluide caloporteur dans le chauffage d'appoint.....	73
A.5.5	Incertaince de type B de la différence d'enthalpie du fluide caloporteur dans le chauffage d'appoint.....	75
A.6	Méthode alternative de calcul de l'incertitude du rendement net de la centrale.....	76
A.7	Calcul de l'incertitude type de type B en présence d'instruments redondants.....	76
A.7.1	Généralités.....	76
A.7.2	Incertaince type de type B des températures mesurées avec deux sondes redondantes.....	76
A.7.3	Incertaince type de type B de l'éclairement direct perpendiculaire du soleil.....	77
	Annexe B (informative) Exemple d'incertitude du rendement net calculée selon la procédure spécifiée à l'Article A.5.....	78
B.1	Généralités.....	78
B.2	Données techniques des instruments et du DAS.....	79
B.2.1	Puissance électrique mesurée.....	79
B.2.2	Température.....	79
B.2.3	Débit.....	79
B.2.4	Éclairement direct perpendiculaire du soleil.....	79
	Annexe C (informative) Exemple d'incertitude du rendement net calculée selon la procédure alternative décrite à l'Article A.6.....	84
C.1	Généralités.....	84
C.2	Étape 1:.....	84
C.3	Étape 2:.....	85
C.4	Étape 3:.....	85
	Bibliographie.....	86
	Figure 1 – Flux énergétiques dans une centrale électrique solaire thermodynamique.....	48
	Figure 2 – Éléments d'entrée et de sortie exigés du modèle de simulation.....	53
	Figure 3 – Périmètre d'essai générique et flux énergétiques.....	57
	Figure 4 – Connexions électriques types dans une centrale électrique.....	62
	Figure 5 – Exemples de critères de réception – Comparaison de la valeur mesurée (M) par rapport à la valeur de référence (RV) avec les bandes d'incertitude.....	67
	Tableau 1 – Symboles et unités.....	51
	Tableau 2 – Exemple de tableau de présentation des principaux résultats des essais.....	66
	Tableau 3 – Niveaux de confiance et facteurs d'élargissement associés (loi normale).....	66
	Tableau B.1 – Valeurs d'essai.....	78
	Tableau C.1 – Valeurs d'essai.....	84

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

CENTRALES ÉLECTRIQUES SOLAIRES THERMODYNAMIQUES –

Partie 1-5: Code d'essai de performance pour centrales électriques solaires thermodynamiques

AVANT-PROPOS

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

L'IEC 62862-1-5 a été établie par le comité d'études 117 de l'IEC: Centrales électriques solaires thermodynamiques. Il s'agit d'une Norme internationale.

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

Projet	Rapport de vote
117/177/CDV	117/191/RVC

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

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

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

Une liste de toutes les parties de la série IEC 62862, publiées sous le titre général *Centrales électriques solaires thermodynamiques*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

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

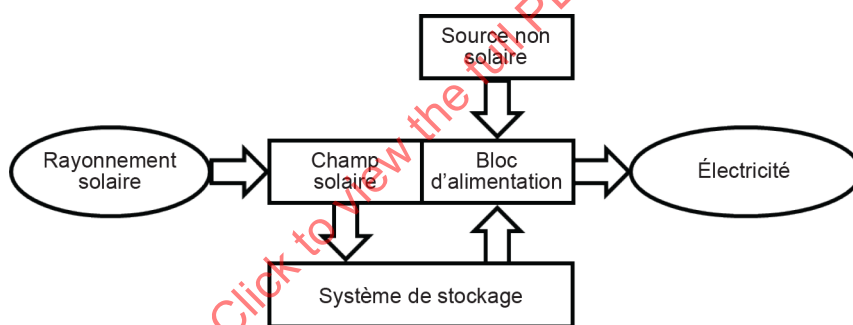
- reconduit,
- supprimé, ou
- révisé.

INTRODUCTION

Les centrales électriques solaires thermodynamiques sont des centrales de production d'électricité qui utilisent le rayonnement solaire pour chauffer un fluide à haute température. Ce fluide transfère généralement sa chaleur à l'eau pour produire de la vapeur surchauffée, qui est détendue dans un générateur à turbine pour transformer l'énergie thermique d'abord en énergie mécanique et enfin en électricité. Ces centrales utilisent des capteurs solaires pour concentrer le rayonnement solaire, et elles sont classées en fonction de la technologie de concentration, y compris, entre autres, le capteur cylindro-parabolique (PTC – *parabolic-trough collector*), la centrale solaire à tour (CRC – *central receiver collector*) également appelée tour solaire et le capteur linéaire à lentille de Fresnel (LFC – *linear Fresnel collector*).

Les centrales électriques solaires thermodynamiques sont constituées d'un champ solaire interconnecté à un bloc d'alimentation, mais elles comprennent parfois également une source d'énergie non solaire et un système de stockage thermique qui permettent la production d'électricité dans des conditions de rayonnement solaire réduit ou nul (voir la Figure 1). Selon la technologie de concentration, le champ solaire peut être constitué d'un ensemble de rangées de capteurs cylindro-paraboliques, de rangées de capteurs linéaires à lentille de Fresnel ou d'un ensemble d'héliostats avec une centrale solaire située dans une tour. Tous ces systèmes suivent le soleil et captent l'énergie qu'il projette sous forme de rayonnement direct.

Il convient que les performances de la centrale soient démontrées ou vérifiées dans le cadre du processus de mise en service et de réception, pour toutes les configurations approuvées par les parties concernées.



IEC

Figure 1 – Flux énergétiques dans une centrale électrique solaire thermodynamique

La complexité et la durée des essais de réception de performance dépendent de l'objectif de ces essais. Il existe plusieurs types différents d'essais.

- Essais courts quasi stationnaires: L'objectif de ces essais est de vérifier les caractéristiques et les fonctionnalités des systèmes de la centrale électrique (champ solaire, système de stockage thermique, bloc d'alimentation et systèmes auxiliaires d'énergie non solaire).
- Essais de courte durée (au moins 24 h): L'objectif de ces essais est de vérifier la performance de la centrale électrique pendant une courte durée (généralement associée aux essais de réception provisoire de la centrale).
- Essais de longue durée (au moins 365 jours): L'objectif de ces essais est de vérifier ou de valider la production et les consommations auxiliaires annuelles de la centrale (électricité et source d'énergie non solaire). (Ces essais sont généralement associés à la réception finale de la centrale).
- Essais de capacité de répartition: L'objectif de ces essais est de vérifier la capacité de la centrale électrique solaire thermodynamique à répondre aux signaux de l'opérateur du réseau, quelles que soient les conditions météorologiques.
- Essais de durabilité et d'intégrité: L'objectif de ces essais est de vérifier l'intégrité et de valider la durabilité de l'équipement.

Le présent document se concentre sur les essais de réception de la centrale électrique complète et définit les procédures de mesure pour les essais de rendement de courte et de longue durées.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62862-1-5:2024

CENTRALES ÉLECTRIQUES SOLAIRES THERMODYNAMIQUES –

Partie 1-5: Code d'essai de performance pour centrales électriques solaires thermodynamiques

1 Domaine d'application

L'objectif du présent document est de fournir des procédures et des lignes directrices pour effectuer des essais de réception des centrales électriques solaires thermodynamiques, de toute technologie de concentration, avec le niveau d'incertitude indiqué dans le Guide ISO/IEC 98-3.

Le présent document établit les mesurages, l'instrumentation et les techniques exigés pour déterminer les paramètres de performance suivants pour une période donnée:

- énergie de rayonnement solaire disponible,
- consommations électriques de la centrale,
- production nette d'électricité,
- énergie non solaire,
- rendement net de la centrale.

D'autres paramètres qui caractérisent les fonctionnalités d'un système de centrale électrique solaire thermodynamique ne sont pas traités dans le présent document, mais font l'objet d'autres normes complémentaires.

Le présent document spécifie les caractéristiques d'un outil de calcul qui sert de référence pour la production d'électricité prévue dans la période d'essai et sous l'éclairement solaire en temps réel, et compte tenu d'autres données météorologiques.

Le présent document s'applique aux centrales électriques solaires thermodynamiques de toute taille qui utilisent toute technologie de concentration, avec lesquelles le soleil est la principale source d'énergie et tous les éléments et systèmes fonctionnent. De telles centrales peuvent éventuellement disposer de sources d'énergie non solaire, telles que le gaz naturel ou d'autres énergies renouvelables, et d'un système de stockage thermique.

Le présent document s'applique aux essais de réception dans de telles centrales, ainsi que dans tout autre scénario dans lequel leurs performances doivent être connues. Les essais de réception permettent de vérifier une mesure de performance contractuelle et d'établir des réclamations en cas de non-exécution de la performance. Dans le présent document, le propriétaire, le constructeur, l'institution financière et toute autre entité qui souhaite connaître ces fonctionnalités sont appelés "parties concernées".

2 Références normatives

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

IEC 60044-7, *Transformateurs de mesure – Partie 7: Transformateurs de tension électroniques*

IEC 60044-8, *Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers* (disponible en anglais seulement)

IEC TS 62862-1-1, *Solar thermal electric plants – Part 1-1: Terminology* (disponible en anglais seulement)

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

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et les définitions de l'IEC TS 62862-1-1 s'appliquent.

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

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

4 Symboles

Les symboles et unités utilisés dans le présent document sont présentés dans le Tableau 1.

Tableau 1 – Symboles et unités

Symbole	Description	Unités
A_{net}	Surface de collecte nette	m ²
C_p	Capacité thermique massique	J/(kg·K)
E_b	Éclairement solaire normal direct énergétique	W/m ²
$E_{\text{el,net}}$	Électricité nette produite et distribuée au réseau	kWh
E_{ns}	Énergie thermique fournie par des combustibles fossiles et/ou d'autres énergies non solaires	kWh
h	Enthalpie spécifique	J/kg
$\dot{m}$	Débit massique	kg/s
N_{col}	Nombre d'éléments simples en fonctionnement dans le champ solaire: capteurs cylindro-paraboliques, capteurs à lentille de Fresnel ou héliostats	-
P	Puissance	kW
p_{atm}	Pression atmosphérique	Pa
RH	Humidité relative	%
t	Temps	h
T	Température	°C
U_B	Incertitude de type B	
v	Vitesse du vent	m/s
$\dot{V}$	Débit volumique	m ³ /s
Symboles grecs		
Δ	Différence ou variation	-
$\eta_{\text{plant,net}}$	Rendement net de la centrale	%
ρ	Masse volumique	kg/m ³

Symbole	Description	Unités
τ	Durée d'essai	s
Indices		
accum	valeur cumulée	
atm	atmosphérique	
aux	côté haute tension du transformateur auxiliaire	
avail	disponible dans la superficie d'entrée du champ solaire de la centrale	
con	consommation	
el	électricité	
gross	aux bornes du générateur	
HTF	fluide caloporteur	
i, j	intervalle de temps, index	
in, out	entrée, sortie	
net	valeur nette	
ns	Non solaire	
plant	lié à la centrale électrique	
solar	rayonnement solaire	
startup	côté haute tension du transformateur de démarrage	
tr	transformateur	
trloss	pertes du transformateur	
util	utile	
0, end	temps initial et final	

5 Référence de performances

5.1 Exigences

Selon le présent document, la vérification des performances d'une centrale électrique solaire thermodynamique exige:

- L'utilisation d'un modèle de simulation de centrale électrique, ci-après "modèle de simulation", pour générer des valeurs de référence à partir des conditions d'entrée et de périmètre d'essai existantes lors de la réalisation d'un essai.
- Une définition de la procédure de vérification, c'est-à-dire la méthode selon laquelle les mesurages doivent être comparés à la référence compte tenu des incertitudes.

Le paragraphe 5.2 définit le modèle de simulation, tandis que la procédure de vérification est définie au 8.8.

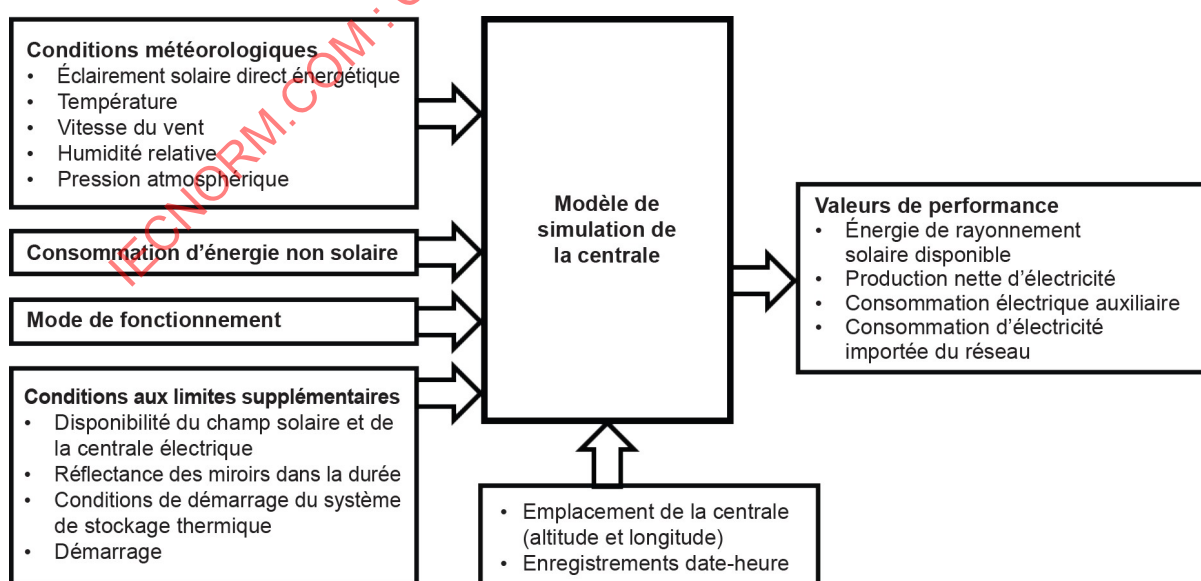
5.2 Modèle de simulation

Le présent document établit que le modèle de simulation de la centrale électrique solaire soumise à l'essai et de ses systèmes constitue un élément essentiel du processus de réception. Le modèle de simulation à utiliser doit faire l'objet d'un accord entre les parties concernées et sa validation doit être documentée. Il est recommandé que le modèle de simulation satisfasse au moins aux exigences énumérées dans le présent Article 5.

En raison de l'importance des phénomènes d'inertie et transitoires lors des essais de performance, le modèle de simulation doit être dynamique, ou au moins prendre en considération les phénomènes d'inertie du champ solaire, pour pouvoir calculer les indicateurs de performance de référence, comme la puissance électrique ou le rendement de la centrale, pour les conditions du périmètre d'essai.

Pour les essais de rendement de courte et de longue durées, le modèle de simulation comprend communément les éléments d'entrée et de sortie suivants (voir la Figure 2):

- **Spécifications d'entrée:**
 - emplacement de la centrale électrique (latitude et longitude géographiques);
 - dates et heures de début et de fin des essais;
 - date et heure, éclairement direct perpendiculaire du soleil et autres conditions météorologiques pendant les essais (température, vitesse du vent, pression atmosphérique, humidité relative et, si le modèle de simulation le nécessite, direction du vent), enregistrés à des intervalles de temps qui ne dépassent pas 10 min et moyennés comme cela est spécifié au 8.6;
 - modes de fonctionnement de la centrale pendant les essais;
 - disponibilité du champ solaire et de la centrale électrique pendant les essais;
 - réflectance des miroirs dans le champ solaire dans la durée;
 - conditions de démarrage du système de stockage thermique;
 - conditions de démarrage de la centrale électrique au début des essais (type de démarrage);
 - consommation d'énergie non solaire pendant les essais.
- **Spécifications de sortie:**
 - énergie de rayonnement solaire disponible;
 - production nette d'électricité (dans les conditions aux limites d'essai);
 - consommation électrique auxiliaire;
 - consommation d'électricité importée du réseau.



IEC

Figure 2 – Éléments d'entrée et de sortie exigés du modèle de simulation

Le modèle de simulation utilisé dans le processus de réception doit être préalablement validé et approuvé par les parties concernées. Il est recommandé que la validation du modèle de simulation comprenne les éléments suivants:

- Vérification que le modèle de simulation reproduit les valeurs de performance nominales dans les conditions de référence (c'est-à-dire les conditions du point de conception).
- Cohérence dans la prédiction des valeurs de performance dans des conditions autres que celles de référence, qui indique que toute variation des paramètres d'entrée signifie la conformité des tendances de sortie avec ces variations.

6 Lignes directrices générales pour les essais

6.1 Généralités

L'Article 6 fournit les instructions générales pour effectuer des essais de performance pour les centrales électriques solaires thermodynamiques, avec les étapes exigées pour les planifier, les préparer et les exécuter.

6.2 Procédure d'essai

La procédure d'essai est un document détaillé du plan d'essai, qui doit être préparé et approuvé au préalable par les parties concernées. Ce document de base doit inclure toutes les informations détaillées pour la préparation et la réalisation d'un essai, ainsi que la méthode de réalisation des calculs et de consignation des résultats.

Il est recommandé que ce document comprenne au moins les éléments suivants:

- 1) Objet de l'essai, avec indication de la durée prévue.
- 2) Caractéristiques à vérifier, ainsi que leurs valeurs garanties et leurs marges d'incertitude, le cas échéant.
- 3) Conditions aux limites d'essai, qui identifient les flux d'entrée et de sortie et les points de mesure.
- 4) Plan d'essai de base.
- 5) Description des activités à effectuer pendant la préparation de l'essai, telles que l'étalonnage et la vérification de l'appareil de mesure, la formation du personnel qui participe à l'essai, l'examen et le nettoyage de l'appareil, et la réalisation d'un essai préliminaire si ce type d'essai a été approuvé. L'instrumentation qui doit être utilisée pendant les essais doit satisfaire aux spécifications définies à l'Article 7. Tous les appareils de mesure, à la fois les instruments permanents et temporaires, nécessaires pour l'essai, doivent être vérifiés, examinés et réglés avant de commencer l'essai.
- 6) Description des activités à effectuer pendant l'essai, telles que la vérification des conditions nécessaires pour démarrer, interrompre, suspendre ou terminer l'essai, les conditions de fonctionnement, les ajustements admis avant et pendant l'essai, et les informations détaillées concernant l'enregistrement des données. Les conditions d'essai ne doivent à aucun moment dépasser les limites maximales des appareils concernés, fixées par leurs fournisseurs, ni celles des procédures normales d'exploitation de la centrale.
- 7) Description des conditions de fonctionnement de la centrale, y compris les appareils principaux et auxiliaires qui affectent les résultats d'essai.
- 8) Procédure de détermination du facteur de propreté du champ solaire.
- 9) Liste des instruments de la centrale et des appareils de mesure, y compris l'étiquette, la description, l'étalonnage, l'emplacement, le nombre, le type, l'incertitude (exactitude) et les principales données techniques.
- 10) Certificats d'étalonnage des instruments énumérés.
- 11) Analyse préalable des incertitudes, qui établit les incertitudes estimées par des procédures non statistiques.

- 12) Méthodologie pour déterminer les variables météorologiques, telles que le rayonnement normal direct, la vitesse du vent, la pression atmosphérique, la température ambiante et l'humidité relative.
- 13) Méthodes d'échantillonnage pour le fluide caloporteur, le support de stockage ou les sources d'énergie non solaire, le cas échéant. Indication de la préparation, de la fréquence d'échantillonnage, des paramètres à déterminer et des méthodes d'analyse.
- 14) Identification du laboratoire d'analyse du fluide caloporteur et du support de stockage ou de la source d'énergie non solaire, le cas échéant.
- 15) Tableaux de propriétés thermophysiques du fluide caloporteur, du support de stockage ou de la source d'énergie non solaire, le cas échéant.
- 16) Format d'enregistrement et de communication des données et des résultats.
- 17) Procédures de moyennage et de validation des données pour les mesurages redondants.
- 18) Critères de vérification et de rejet des données. Procédure de résolution des défaillances du système d'acquisition de données (DAS – *data acquisition system*) qui génèrent des lacunes dans les enregistrements, avec des critères pour compléter ou supprimer ces périodes.
- 19) Procédure de distribution des données. Les données mesurées doivent être stockées dans des fichiers de données électroniques qui doivent être mis à la disposition des parties concernées. Les valeurs traitées et les calculs dérivés de ces données doivent être présentés dans des fichiers différents des fichiers d'origine. Les rapports finaux sur les résultats doivent inclure les fichiers de données d'origine.
- 20) Référence spécifique et description du modèle de simulation utilisé pour obtenir les critères de réception. Cette procédure doit inclure des limites d'écart acceptables entre les valeurs mesurées et calculées à l'aide du modèle de simulation, compte tenu des incertitudes.
- 21) Procédure de détermination de l'effet de la dégradation des composants de la centrale, le cas échéant.
- 22) Procédure de vérification des performances de la centrale.

Si les parties concernées le jugent opportun, l'un des éléments ci-dessus peut être exclu.

6.3 Lignes directrices pour chaque type d'essai

6.3.1 Généralités

Des lignes directrices pour deux types d'essais de performances sont spécifiées dans le cadre du domaine d'application du présent document: il s'agit d'essais de courte durée (au moins 24 h) et d'essais de longue durée (au moins 365 jours). La durée spécifique, approuvée par les parties, doit être indiquée dans la procédure d'essai.

Pour les essais de courte durée, il est recommandé de maintenir le stockage thermique inactif. Toutefois, dans les cas où l'utilisation du système de stockage thermique, le cas échéant, est nécessaire, une procédure doit être envisagée pour vérifier la charge/décharge complète du système pendant la période d'essai; par exemple, enregistrement des températures et des niveaux initiaux et finaux.

Pour les essais de longue durée, l'influence sur le rendement calculé de la différence entre les conditions initiales et finales de stockage thermique est négligeable.

6.3.2 Essais de courte durée

Les essais de courte durée ont pour objet de vérifier les performances de la centrale pendant au moins 24 h. Les paramètres de fonctionnement exigés pour la réception de la centrale électrique solaire thermodynamique complète lors de ces essais sont l'énergie de rayonnement solaire disponible, la production nette d'électricité, la consommation d'électricité, la consommation d'énergie non solaire et le rendement net.

Il est recommandé de réaliser un essai préalable de courte durée, par exemple pendant quelques heures avant de commencer l'essai de courte durée, afin de vérifier que la centrale remplit les conditions pour démarrer l'essai et que l'appareil de mesure et le DAS fonctionnent correctement. L'essai préalable permet également d'analyser si des ajustements du système sont nécessaires avant de commencer l'essai de réception de performance de la centrale. Les spécifications relatives à l'essai préalable doivent être stipulées dans la procédure d'essai.

Les essais de courte durée doivent durer au moins 24 h pour permettre l'évaluation de la centrale, compte tenu de tous les sous-systèmes et modes de fonctionnement dans lesquels les performances de la centrale doivent être vérifiées. Si la centrale électrique solaire thermodynamique comporte un système de stockage thermique, la durée de l'essai de vérification du rendement global de la centrale doit être suffisamment longue pour inclure le processus complet de charge/décharge du début à la fin de l'essai.

Pour les essais de performance de courte durée, les parties concernées doivent convenir des conditions dans lesquelles les essais doivent être réalisés et les définir dans la procédure d'essai. Il est proposé de répéter l'essai au moins trois fois pour réduire les incertitudes.

Tous les instruments utilisés doivent être vérifiés avant l'essai. Après l'essai, il convient de soumettre à une contre-vérification les instruments présumés présenter des anomalies. Le résultat de ces vérifications doit être consigné dans un rapport qui comprend également les certificats d'étalonnage. Ces rapports doivent être distribués aux parties.

Il est recommandé d'homogénéiser la température du fluide caloporteur dans la centrale électrique solaire thermodynamique avant de commencer l'essai.

Les essais de courte durée doivent être réalisés par temps clair et avec un éclairage direct perpendiculaire du soleil maximal de 700 W/m^2 ou plus pendant au moins 4 h. L'expression "temps clair" désigne une journée au cours de laquelle les éventuels transitoires de rayonnement solaire ne dépassent pas 5 % des heures d'ensoleillement. Un transitoire de rayonnement solaire signifie un intervalle de temps qui ne dépasse pas 30 min, au cours duquel le rayonnement solaire est considérablement réduit en raison des nuages, avec enregistrement d'un indice de clarté inférieur à 0,5 pour la période à l'étude. L'indice de clarté est défini comme le quotient de l'éclairement horizontal global et du produit de l'éclairement solaire extraterrestre énergétique par le cosinus de la distance zénithale du soleil (conformément à l'ISO 9488). Dans les cas pour lesquels les conditions météorologiques sur le site rendent très difficile l'obtention de ces conditions, les parties concernées peuvent convenir d'autres critères qui doivent être définis dans la procédure d'essai.

Il est recommandé d'effectuer l'essai lorsqu'il n'est pas nécessaire d'utiliser des systèmes antigel pour le fluide caloporteur ou le fluide de stockage.

Les éléments d'entrée et de sortie exigés du modèle de simulation sont définis au 5.2.

6.3.3 Essais de longue durée

Les essais de longue durée (au moins 365 jours) évaluent les performances de la centrale en fonctionnement normal soumis à des conditions techniques, météorologiques et d'approvisionnement en électricité variables selon les saisons. Un essai de longue durée donne une image fidèle des performances réelles de la centrale. Bien que la durée habituelle de cet essai soit d'une année complète, la procédure d'essai doit spécifier s'il est continu ou s'il peut être temporairement suspendu. Les conditions de fonctionnement anormales ou les activités de maintenance inhabituelles doivent être identifiées, évaluées et documentées.

Les paramètres de fonctionnement exigés pour la réception ou la vérification des performances de la centrale électrique solaire thermodynamique lors de ces essais sont l'énergie de rayonnement solaire disponible, la production nette d'électricité, la consommation d'électricité, la consommation d'énergie non solaire et le rendement net.

Tous les instruments utilisés doivent être vérifiés avant de commencer l'essai et régulièrement pendant l'essai, en particulier ceux dont un comportement anormal est présumé. Le résultat de ces vérifications doit être consigné dans un rapport qui comprend également les certificats d'étalonnage. Ces rapports doivent être distribués aux parties.

Le système de stockage thermique doit être considéré comme un sous-système intermédiaire de transfert de chaleur, et il n'est donc pas nécessaire de mesurer des variables spécifiques de ce sous-système lors des essais.

Les éléments d'entrée et de sortie exigés du modèle de simulation sont définis au 5.2.

6.4 Périmètre d'essai

Le périmètre d'essai est défini comme les limites qui entourent la centrale électrique solaire au niveau desquelles les flux énergétiques d'entrée et de sortie doivent être mesurés pour calculer les performances de la centrale. Il n'est pas nécessaire de déterminer les flux énergétiques à l'intérieur du périmètre sauf s'ils permettent de vérifier les conditions de fonctionnement ou d'évaluer les performances du sous-système.

Le périmètre d'essai est spécifique à chaque centrale et doit être défini dans la procédure d'essai. La Figure 3 représente un schéma générique du périmètre d'essai pour une centrale électrique solaire thermodynamique, avec un combustible fossile comme source d'énergie non solaire et un système de stockage thermique. L'Article 7 fournit des informations plus détaillées sur les mesurages à effectuer et sur la méthode à utiliser.

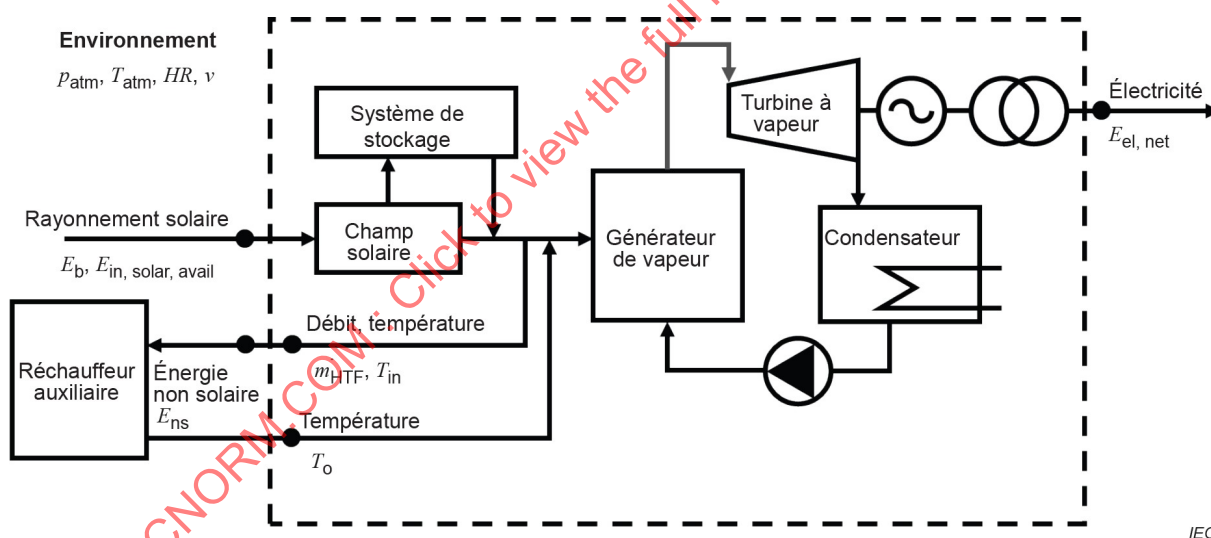


Figure 3 – Périmètre d'essai générique et flux énergétiques

L'énergie reçue par les centrales électriques solaires thermodynamiques provient principalement du soleil (source d'énergie primaire), mais aussi de combustibles fossiles ou d'autres énergies renouvelables (énergie non solaire). La production nette d'électricité est la variable de production de la centrale. Les systèmes de stockage thermique se situent à l'intérieur du périmètre d'essai, et ne sont donc pas considérés comme des sources d'énergie d'entrée/sortie. La vérification de l'efficacité du champ solaire et les caractéristiques du système de stockage thermique ne relèvent pas du domaine d'application du présent document.

7 Instruments et méthodes de mesure

7.1 Généralités

L'Article 7 décrit les instruments et les procédures d'essai nécessaires pour obtenir le niveau d'exactitude exigé pour l'évaluation des performances de la centrale électrique solaire, y compris les types de mesurages à réaliser, la méthode à utiliser et la spécification des instruments.

7.2 Exigences générales

La centrale doit comporter un système automatique d'acquisition de données (DAS) pour enregistrer et stocker les mesurages simultanés.

Des instruments de traitement, des instruments portables et des capteurs alternatifs peuvent être utilisés dans l'essai, s'ils sont conformes aux spécifications approuvées par les parties.

Tous les instruments utilisés dans l'essai doivent avoir un certificat d'étalonnage de moins d'un an au début dudit essai. Lors des essais de longue durée, les instruments doivent être vérifiés régulièrement, avec réétalonnage des instruments dont le dysfonctionnement est présumé.

La contribution des incertitudes des instruments individuels à l'incertitude du résultat est calculée selon l'Annexe A.

Lorsque plusieurs capteurs sont utilisés pour mesurer ou moyenner une seule amplitude, tous doivent satisfaire aux exigences. La moyenne doit être définie dans la procédure d'essai et l'incertitude calculée selon l'Annexe A.

7.3 Mesurages exigés

7.3.1 Éclairement direct perpendiculaire du soleil

Le symbole utilisé est E_b en unités de W/m^2 .

Parmi les différents appareils existants pour mesurer l'éclairement direct perpendiculaire du soleil, il est recommandé d'utiliser les pyréliomètres en raison de leur exactitude et de leur fiabilité. L'étendue de mesure type des pyréliomètres est comprise entre $0 W/m^2$ et $1\,500 W/m^2$ avec une exactitude de $\pm 1\%$, avec une incertitude maximale de type B de l'ordre de $\pm 20 W/m^2$.

Les pyréliomètres doivent satisfaire aux spécifications suivantes:

- angle de vision du pyréliomètre: 6° au maximum;
- transducteur thermoélectrique;
- le spectre de mesure du transducteur doit inclure l'étendue comprise entre 280 nm et 4 000 nm.

Toute erreur associée au système de suivi ne doit pas être supérieure à $\pm 0,5^\circ$. Il est recommandé d'utiliser un capteur suiveur solaire relié au système de suivi. L'utilisation de pyréliomètres de classe A est recommandée comme cela est spécifié dans l'ISO 9060:2018, Tableau 2.

Pour obtenir une valeur représentative de l'éclairement direct perpendiculaire du soleil moyen, le nombre minimal de pyréliomètres, répartis sur le champ solaire, doit être de 3 tous les $2 km^2$ de surface.

Les pyréliomètres doivent être installés loin des sources de fumée ou de vapeur (tour de refroidissement, chauffage d'appoint, etc.) pour éviter toute influence indésirable sur les mesurages.

Lors des essais, les capteurs doivent être nettoyés quotidiennement et leur bon pointage vérifié. Le nettoyage des capteurs et les contrôles de pointage ne doivent pas affecter le mesurage du rayonnement pendant plus de 1 min. Sinon, les essais doivent être réalisés en l'absence de rayonnement solaire direct ou après avoir remplacé le capteur concerné.

Dans tous les cas, les capteurs doivent être nettoyés et le pointage vérifié chaque fois qu'une différence, entre les mesurages cumulés quotidiens des capteurs existants dans des conditions de ciel clair, dépasse 3 %. Si la différence persiste après le nettoyage et la vérification, les instruments concernés doivent être réétalonnés ou remplacés. Les valeurs anormales doivent être refusées.

L'expression suivante est une vérification que chaque paire de pyréliomètres doit respecter avant l'essai pour éviter les incohérences.

$$|Z_{ij}| = \frac{\bar{E}_{bi} - \bar{E}_{bj}}{\sqrt{[U_B(E_{bi})]^2 + [U_B(E_{bj})]^2}} < 2$$

$\bar{E}_{bi}$ et $\bar{E}_{bj}$ sont les valeurs fournies par une paire de pyréliomètres, et $U_B(E_{bi})$ et $U_B(E_{bj})$ sont leurs incertitudes élargies de type B. Cette vérification des pyréliomètres doit être réalisée par temps clair avec une très faible atténuation atmosphérique (c'est-à-dire une plage de visibilité de 20 km ou plus) pour assurer que les écarts éventuels ne sont pas dus à une répartition inégale des aérosols sur le site du champ solaire sur lequel sont installés les pyréliomètres.

Si les différents pyréliomètres utilisés sont du même modèle, sont tous installés de la même façon, et ont été étalonnés avec le même élément de référence, l'incertitude de type B du mesurage final (identifiée comme la moyenne arithmétique des données fournies par tous les pyréliomètres) peut par hypothèse être considérée comme identique à celle identifiée pour un seul pyréliomètre.

7.3.2 Débit du fluide caloporteur

Le symbole utilisé est $\dot{m}_{HTF}$ en unités de kg/s.

Le débit du fluide caloporteur à travers le chauffage d'appoint est mesuré pour calculer la consommation d'énergie non solaire. Le débit peut être mesuré à l'aide de différents types d'appareils: débitmètres à pression différentielle, à vortex, à ultrasons, à turbine ou à effet Coriolis. Les parties concernées doivent s'accorder sur le type de débitmètre à installer, à condition que l'incertitude de type B soit inférieure à 1,5 % pour la plage de fonctionnement en température.

Bien que le débitmètre puisse être installé à l'entrée ou à la sortie du chauffage d'appoint, l'installation du côté froid est préférable en raison de considérations d'étalonnage. Une attention particulière doit être portée au respect des longueurs rectilignes amont et aval exigées.

Dans le cas d'un débitmètre volumétrique, le débit massique est calculé au moyen de la masse volumique spécifiée dans les tableaux de propriétés en fonction de la température. Ainsi, le débitmètre doit fonctionner avec une sonde de température installée le plus près possible. L'incertitude de type B associée au calcul de la masse volumique doit être prise en compte comme cela est décrit à l'Annexe A.

7.3.3 Températures

Le symbole utilisé est T en unités de °C.

Les températures d'entrée et de sortie du chauffage d'appoint sont mesurées pour déterminer la consommation d'énergie non solaire. Des sondes de température PT-100 de classe A, DIN 1/3 (ou d'un niveau supérieur) avec connexion à quatre fils doivent être utilisées. Chaque température doit être mesurée avec deux sondes distantes de 1 m au maximum. Les sondes doivent être placées dans des puits thermométriques dont le diamètre de pénétration dans la conduite est compris entre 0.25 et 0.5, avec un bon contact thermique entre la sonde et la paroi interne du puits thermométrique.

L'absence d'incohérences entre deux instruments redondants doit être vérifiée avant l'essai avec l'expression suivante:

$$|Z| = \frac{\bar{T}_1 - \bar{T}_2}{\sqrt{[U_B(T_1)]^2 + [U_B(T_2)]^2}} < 2$$

$\bar{T}_1$ et $\bar{T}_2$ sont les valeurs des instruments redondants. $U_B(T_1)$ et $U_B(T_2)$ sont leurs incertitudes types de type B.

La température ambiante doit être mesurée dans un emplacement représentatif de l'ensemble de la centrale. La sonde doit être protégée contre les sources de chaleur à proximité et le rayonnement solaire direct. Un soin particulier doit être pris pour éviter les courants d'air chaud provoqués par les émissions de gaz ou de vapeur qui proviennent des équipements à proximité.

La température ambiante peut être mesurée à l'aide de plusieurs instruments distribués par la centrale. Dans ce cas, la valeur représentative doit être la moyenne arithmétique et l'incertitude de type B doit être calculée comme cela est indiqué à l'Annexe A. L'incertitude type de type B associée aux données enregistrées par le système d'acquisition de données ne doit pas être supérieure à $\pm 0,12$ °C pour la température ambiante.

Pour les câbles de connexion longs, il convient d'utiliser un protocole de conversion analogique-numérique pour transmettre les mesurages de température entre la sonde et le DAS.

Les propriétés des fluides en fonction de la température, telles que la masse volumique (ρ), la capacité thermique massique (C_p), ou l'enthalpie (h), doivent être calculées à l'aide des meilleures données thermodynamiques disponibles: données génériques du fabricant ou données de laboratoire qui proviennent d'échantillons sur site. Dans ce dernier cas, les parties doivent convenir du laboratoire choisi. Les propriétés eau-vapeur doivent être calculées à l'aide de tableaux reconnus au niveau international tels que IAPWS.IF97¹.

7.3.4 Vitesse du vent

Le symbole utilisé est v en unités de m/s.

La vitesse du vent doit être mesurée, car elle affecte les pertes thermiques et les facteurs d'interception. La vitesse du vent est mesurée avec des anémomètres situés au-dessus de la hauteur maximale des capteurs et à au moins 10 m au-dessus du sol, en évitant les perturbations provoquées par les éléments adjacents. Ces capteurs doivent avoir une exactitude inférieure ou égale à $\pm 0,5$ m/s. Lorsqu'il y a plusieurs anémomètres, la mesure la plus élevée enregistrée doit être considérée comme valide.

¹ IAPWS.IF97 est un exemple de produit approprié disponible gratuitement. Cette information est donnée à l'intention des utilisateurs du présent document et ne signifie nullement que l'IEC approuve ou recommande l'emploi exclusif du produit ainsi désigné.

Pour chaque anémomètre, la moyenne doit être calculée à l'aide d'enregistrements de 1 s pendant une période d'enregistrement qui ne dépasse pas 10 min.

7.3.5 Humidité relative

Le symbole utilisé est HR en unités de %.

Le rendement des centrales électriques équipées de tours de refroidissement est affecté par l'humidité relative.

L'humidité relative, lorsqu'elle n'est pas fournie directement par l'instrument, peut être calculée à partir des mesurages des températures humide et sèche. L'instrument doit être situé suffisamment près de la sonde de température ambiante pour pouvoir déterminer la teneur en humidité, si nécessaire. L'exactitude de mesure type de cet appareil est de ± 3 %.

7.3.6 Pression atmosphérique

Le symbole utilisé est p_{atm} en unités de Pa.

La pression atmosphérique influence principalement les performances des ventilateurs dans les tours de refroidissement et les condenseurs à air. Le mesurage de la pression atmosphérique est réalisé à l'aide de transmetteurs de pression absolue. L'exactitude minimale qui peut être exigée est de ± 400 Pa. Ces appareils doivent être installés à l'extérieur dans une zone stable à l'abri du vent ou d'autres perturbations. Étant donné que la pression atmosphérique est généralement uniforme, un seul mesurage au niveau du sol à l'intérieur du site suffit.

7.3.7 Production nette d'électricité de la centrale: électricité livrée au réseau moins électricité reçue du réseau

Le symbole utilisé est $E_{\text{el,net}}$ en unités de kWh.

Les deux variables sont généralement mesurées aux bornes haute tension du transformateur principal de la centrale (point 1 sur la Figure 4) avec un compteur électrique bidirectionnel. L'étendue de mesure de l'électricité entrante doit couvrir les faibles valeurs des charges auxiliaires lorsque la centrale démarre ou ne fonctionne pas.

Certaines centrales peuvent avoir un transformateur de démarrage connecté directement au réseau auquel l'électricité reçue aux bornes haute tension du transformateur doit également être mesurée (point 3 de la Figure 4).

Cette variable doit être mesurée par un compteur électrique avec une exactitude de relevé type de $\pm 0,2$ %, $\pm 0,2$ % pour les transformateurs de tension et $\pm 0,2$ % pour les transformateurs de courant, conformément à l'IEC 60044-7 et à l'IEC 60044-8.

7.3.8 Consommation électrique au niveau du transformateur auxiliaire

Cette variable doit être mesurée aux bornes haute tension du transformateur auxiliaire (point 2 de la Figure 4). La consommation est enregistrée par le compteur électrique unidirectionnel en tant que puissance entrante.

Cette variable doit être mesurée par un compteur électrique avec une exactitude de relevé inférieure ou égale à $\pm 0,2$ %, $\pm 0,2$ % pour les transformateurs de tension et $\pm 0,2$ % pour les transformateurs de courant, conformément à l'IEC 60044-7 et à l'IEC 60044-8.

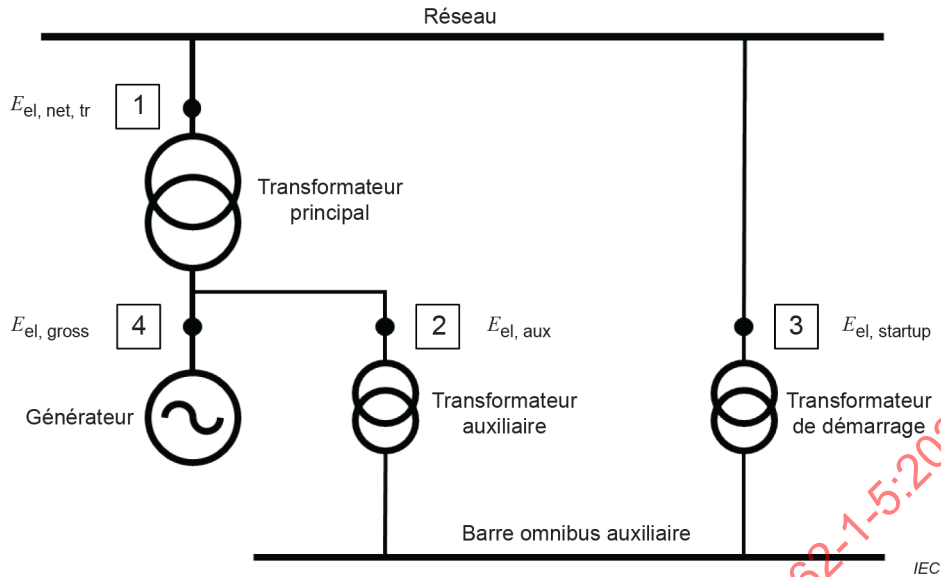


Figure 4 – Connexions électriques types dans une centrale électrique

8 Calculs des performances

8.1 Énergie de rayonnement solaire disponible

L'énergie de rayonnement solaire disponible dans la centrale pendant l'essai $E_{in,solar,avail}$ est calculée sur la base de l'éclairement direct perpendiculaire du soleil par l'équation suivante:

$$E_{in,solar,avail} = N_{col} \cdot A_{net} \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (E_{bi} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta t_i) \quad (1)$$

où

N_{col} est le nombre d'éléments simples en fonctionnement: capteurs cylindro-paraboliques, réflecteurs de Fresnel ou héliostats:

A_{net} est la surface de collecte nette d'un capteur cylindro-parabolique, d'un réflecteur de Fresnel ou d'un héliostat dans une centrale à tour, en m²:

E_{bi} est l'éclairement direct perpendiculaire du soleil moyen pendant l'intervalle de temps Δt_i en W/m²:

Δt_i est chaque intervalle de temps dans lequel l'essai a été divisé, en heures. Les intervalles Δt_i doivent correspondre aux intervalles enregistrés des mesures d'essai.

$E_{in,solar,avail}$ est exprimé en unités d'énergie, en kWh.

Pour les essais de longue durée, N_{col} doit être spécifiée dans la procédure d'essai et doit être considérée comme une constante aux fins de calcul des performances. Pour les essais de courte durée, seuls les éléments opérationnels dans chaque intervalle de temps Δt_i doivent être pris en considération.

Il convient de noter que $E_{in,solar,avail}$ n'inclut pas le cosinus de l'angle d'incidence du rayonnement solaire direct sur les capteurs. Le modèle de simulation utilisé pour calculer les indicateurs de performance de référence doit inclure le calcul du cosinus de l'angle d'incidence à partir des données d'entrée indiquées au 5.2: coordonnées géographiques, date et heure.

8.2 Consommation électrique de la centrale

La consommation électrique de la centrale, $E_{el,con}$, également appelée autoconsommation ou électricité auxiliaire, en kWh, peut être obtenue selon différentes méthodes, en fonction des instruments étalonnés installés pour l'essai:

- Première méthode: utilisation des mesurages de l'énergie électrique nette et brute, et des mesurages de l'énergie du transformateur de démarrage (points 1, 3 et 4 de la Figure 4)

$$E_{el,con} = E_{el,gross} - E_{el,net,tr} + E_{el,startup} \quad (2)$$

$E_{el,net,tr}$ au niveau du transformateur principal doit être positive pour l'énergie fournie et négative pour l'énergie reçue.

- Seconde méthode: utilisation des mesurages du transformateur auxiliaire et du transformateur de démarrage (points 2 et 3 de la Figure 4) et calcul des pertes du transformateur principal $E_{el,trloss}$.

$$E_{el,con} = E_{el,aux} - E_{el,trloss} + E_{el,startup} \quad (3)$$

Les pertes du transformateur principal $E_{el,trloss}$ doivent être calculées selon la spécification technique du transformateur. Ce calcul peut exiger des mesurages d'intensité, de tension et de facteur de puissance du générateur.

8.3 Électricité nette

L'électricité nette produite par la centrale électrique solaire thermodynamique, $E_{el,net}$, en kWh, est l'électricité active fournie au réseau moins l'électricité en provenance du réseau pendant l'essai.

$$E_{el,net} = E_{el,net,tr} - E_{el,startup} \quad (4)$$

$E_{el,net,tr}$ au niveau du transformateur principal doit être positive pour l'énergie fournie et négative pour l'énergie reçue. $E_{el,startup}$ doit être positive pour l'électricité entrante.

Les valeurs cumulées sont couramment mesurées à l'aide de compteurs électriques, auquel cas l'électricité nette totale est obtenue à partir des valeurs lues au début et à la fin de l'essai:

$$\begin{aligned} E_{el,net,tr,delivered} &= E_{el,net,tr,delivered,accum}(t = t_{end}) - E_{el,net,tr,delivered,accum}(t = t_0) \\ E_{el,net,tr,received} &= E_{el,net,tr,received,accum}(t = t_{end}) - E_{el,net,tr,received,accum}(t = t_0) \\ E_{el,net,tr} &= E_{el,net,tr,delivered} - E_{el,net,tr,received} \\ E_{el,startup} &= E_{el,startup,accum}(t = t_{end}) - E_{el,startup,accum}(t = t_0) \end{aligned} \quad (5)$$

où

t_{end}, t_0 représentent la durée finale et initiale de l'essai.

L'indice "accum" fait référence au relevé de compteur électrique.

8.4 Énergie non solaire

L'énergie non solaire est l'énergie thermique fournie à la centrale solaire par des combustibles fossiles ou des énergies renouvelables autres que le solaire. Elle est exprimée en unités d'énergie, en kWh.

La centrale électrique solaire thermodynamique peut comporter un chauffage d'appoint aux fins suivantes:

- éviter le refroidissement du fluide caloporteur lorsque le champ solaire ne fonctionne pas;
- protéger le système de stockage contre la solidification;
- préchauffer le circuit du fluide caloporteur lors du démarrage;
- faciliter la gestion de la centrale;
- rendre le fonctionnement de la centrale plus flexible dans certains modes de fonctionnement.

L'énergie non solaire, E_{ns} , est calculée à partir des températures du fluide caloporteur mesurées à l'entrée et à la sortie du chauffage d'appoint, et de son débit massique:

$$E_{ns} = \sum_{i=1}^{i=n} \left\{ \dot{m}_{HTF,ns,in,i} \cdot \left[h_{HTF}(T_{HTF,ns,in,i}) - h_{HTF}(T_{HTF,ns,out,i}) \right] \cdot \Delta t_i \right\} \quad (6)$$

où

$\dot{m}_{HTF,ns,in,i}$ est le débit massique du fluide caloporteur à l'entrée du chauffage d'appoint, en kg/s;

$h_{HTF}(T_{HTF,ns,in,i})$ et $h_{HTF}(T_{HTF,ns,out,i})$ sont les enthalpies massiques du fluide caloporteur à l'entrée et à la sortie du chauffage d'appoint respectivement, en kJ/kg.

Le débit massique peut être mesuré directement avec des débitmètres massiques, ou il peut être calculé à partir du débit volumétrique et de la masse volumique, par exemple:

$$\dot{m}_{HTF,ns,in,i} = \dot{V}_{HTF,ns,in,i} \cdot \rho_{HTF}(T_{HTF,ns,in,i}) \quad (7)$$

où

$\dot{V}_{HTF,ns,in,i}$ est le débit volumétrique à l'entrée du chauffage d'appoint, en m³/s;

$\rho_{HTF}(T_{HTF,ns,in,i})$ est la masse volumique du fluide à l'entrée du chauffage d'appoint, en kg/m³.

Le calcul de l'énergie non solaire à partir des variables mesurées dans le fluide caloporteur qui circule dans le chauffage d'appoint, assure la généralité de la procédure d'essai décrite dans le cas présent, et facilite son application à différents types de centrales électriques solaires thermodynamiques dans lesquelles l'énergie non solaire provient de différentes sources d'énergie.

8.5 Rendement net de la centrale

Les essais de performance de la centrale doivent être effectués dans des conditions normales de fonctionnement. L'électricité doit être produite de la manière habituelle au moyen des sources d'énergie disponibles (énergie solaire et non solaire) et du système de stockage. Voir l'Article 6 pour des recommandations relatives aux essais de courte et de longue durées.

Le rendement net de la centrale, $\eta_{\text{plant,net}}$, est calculé comme le quotient de la production nette d'électricité de la centrale (voir 8.3) et la somme du rayonnement solaire disponible (voir 8.1) et de l'énergie non solaire fournie (voir 8.4).

$$\eta_{\text{plant,net}} = \frac{E_{\text{el,net}}}{E_{\text{in,solar,avail}} + E_{\text{ns}}} \quad (8)$$

8.6 Enregistrement et traitement des données

L'enregistrement des données doit être réalisé de préférence avec des systèmes automatiques d'acquisition de données (DAS). L'intervalle de relevé du DAS ne doit pas dépasser 20 s. L'intervalle d'enregistrement du DAS ne doit pas dépasser 5 min pour les essais de courte durée et 10 min pour les essais de longue durée. Les valeurs enregistrées doivent représenter la moyenne des valeurs lues pendant l'intervalle.

L'heure du DAS doit être synchronisée avec l'horloge du système de contrôle de la centrale. L'heure UTC est préférable pour communiquer avec des sources de données externes.

Il est recommandé d'effectuer des relevés manuels sur les écrans locaux des instruments utilisés dans l'essai afin de détecter rapidement les défaillances de communication avec le DAS. Il convient d'effectuer ces relevés de contrôle manuel au début, à la fin, et toutes les 4 h dans les essais de courte durée. Un relevé manuel quotidien est suffisant dans les essais de longue durée. La procédure d'essai de performance doit inclure les lignes directrices pour résoudre le manque de données dû à des défaillances de communication: critères de détection des défaillances de communication, d'annulation ou de suspension de l'essai, de remplacement ou de suppression des données et des relevés manuels jusqu'à ce que la défaillance soit résolue. En règle générale, les critères de défaillances de communication doivent correspondre à tout écart entre les relevés manuels et le DAS supérieur à 1 %.

Les fichiers de données d'origine générés par le DAS doivent être dupliqués et sécurisés. Après cette opération, le traitement ultérieur pour les calculs et les rapports doit utiliser une copie de ces fichiers.

8.7 Présentation des résultats

Les résultats d'essai consignés, qu'ils soient mesurés ou calculés, doivent inclure leurs valeurs ainsi que leurs incertitudes.

Il est proposé de présenter les principaux résultats des essais comme cela est indiqué dans le Tableau 2:

Tableau 2 – Exemple de tableau de présentation des principaux résultats des essais

Paramètres de performance					
Élément	Symbole	Unité	Valeur	Incertitude	Niveau de confiance
Énergie de rayonnement solaire disponible	$E_{in,solar,av}$	kWh			
Production nette d'électricité	$E_{el,net}$	kWh			
Énergie non solaire	E_{ns}	kWh			
Rendement net de la centrale	$\eta_{plant,net}$	%			
Consommation électrique de la centrale	$E_{el,con}$	kWh			

8.8 Procédure d'essai de réception

L'objectif principal d'un essai de réception est de vérifier si les performances mesurées de la centrale sont égales ou supérieures aux performances garanties, également appelées performances de référence. Les critères de réception fondés sur la comparaison des deux valeurs doivent inclure les bandes d'incertitude.

La procédure d'essai doit définir les concepts d'incertitude d'essai, d'incertitude de référence et d'incertitude élargie, ainsi que leur méthode de calcul. L'Annexe A comprend les lignes directrices pour calculer l'incertitude d'essai et l'Annexe B comprend un exemple pratique.

Dans la mesure où les performances de référence sont obtenues avec un modèle de simulation, l'incertitude de référence peut également être obtenue à l'aide dudit modèle. Les parties doivent convenir de la méthode utilisée pour obtenir cette incertitude.

L'incertitude élargie est définie comme l'incertitude type, u , multipliée par le facteur d'élargissement, CF , $U = u \cdot CF$. Le Guide ISO/IEC 98-3 contient les lignes directrices pour obtenir le facteur d'élargissement en fonction du niveau de confiance souhaité. Le Tableau 3 contient les valeurs pour une loi normale.

Tableau 3 – Niveaux de confiance et facteurs d'élargissement associés (loi normale)

Niveau de confiance (%)	Facteur d'élargissement (CF)
68,27	1
90	1,645
95	1,960
95,45	2
99	2,576
99,73	3

Par accord préalable entre les parties, la procédure d'essai doit préciser les critères de réception. Un exemple de deux cas possibles est donné ci-dessous.

Cas a): toute la bande d'incertitude de la valeur mesurée (M) est supérieure à la bande d'incertitude de la valeur de référence (RV – *reference value*) (Figure 5 a)):

$$(M - CF_M \cdot u_M) > (RV + CF_{RV} \cdot u_{RV})$$

Cas b): la bande d'incertitude de la valeur mesurée (M) se situe dans la bande d'incertitude de la valeur de référence (RV) (Figure 5 b)):

$$(M + CF_M \cdot u_M) > (RV - CF_{RV} \cdot u_{RV})$$

où:

CF est le facteur d'élargissement,

M est la valeur mesurée,

RV est la valeur de référence,

u est l'incertitude type.

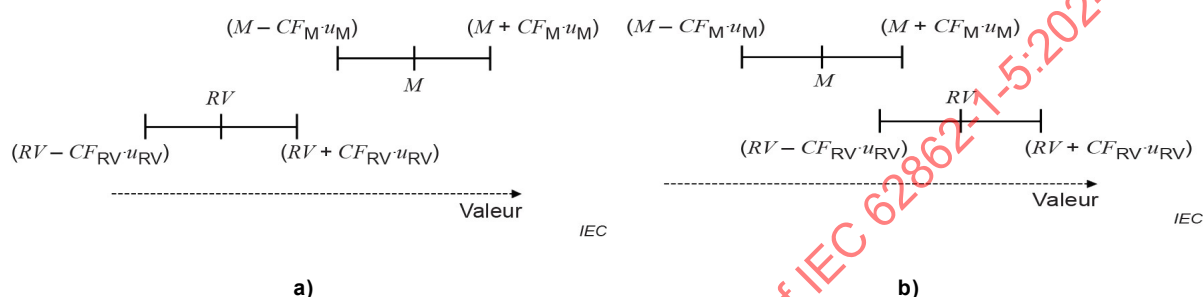


Figure 5 – Exemples de critères de réception – Comparaison de la valeur mesurée (M) par rapport à la valeur de référence (RV) avec les bandes d'incertitude

9 Rapport d'essai de performance

9.1 Généralités

Un rapport qui contient les résultats des essais, les données mesurées et d'autres informations pertinentes doit être rédigé et mis à la disposition des parties. Le rapport doit inclure au moins les sections suivantes:

- résumé analytique
- introduction
- instrumentation
- calculs et résultats
- conclusions
- annexes

Le contenu de chaque section est décrit du 9.2 au 9.7.

9.2 Résumé analytique

Le résumé analytique doit être succinct et contenir les informations de base suivantes:

- type de centrale électrique solaire thermodynamique et informations générales à son sujet;
- dates et heures d'essai;
- synthèse des résultats d'essai, y compris l'incertitude et le niveau de confiance;
- procédure de vérification des performances et ses résultats;
- tout accord important entre les parties concernées conclu après la signature de la procédure d'essai.

9.3 Introduction

Les points à inclure dans cette section sont les suivants:

- objet, domaine d'application et méthodes d'essai;
- informations générales de la centrale solaire;
- schéma du périmètre d'essai;
- liste des représentants des parties concernées et leur fonction dans l'essai;
- référence de la procédure d'essai (révision et date);
- tous les accords entre les parties concernées conclus après la signature de la procédure d'essai.

9.4 Instrumentation

Cette section doit inclure les informations suivantes:

- liste des instruments utilisés pour l'essai, y compris le type, la description et le numéro de série;
- schéma d'instrumentation;
- procédure d'acquisition de données;
- liste des certificats d'étalonnage.

9.5 Calculs et résultats

Cette section doit inclure les informations détaillées suivantes:

- méthodologie de calcul;
- tableau des valeurs utilisées pour calculer les résultats;
- calcul détaillé des paramètres de fonctionnement;
- calcul détaillé des propriétés du fluide caloporteur, du fluide de stockage et de la source d'énergie non solaire, le cas échéant;
- calcul des incertitudes.

9.6 Conclusions

Cette section n'est incluse que s'il existe une raison pour une explication plus approfondie des résultats des essais que celle indiquée dans le résumé analytique.

9.7 Annexes

Le rapport doit inclure les annexes suivantes:

- copie des fiches techniques d'origine et/ou des impressions du DAS, ou des fichiers intégrés;
- copie des registres de l'exploitant et des commentaires des parties;
- rapports de laboratoire sur les propriétés des fluides caloporteurs et les propriétés des sources d'énergie non solaire, le cas échéant;
- certificats d'étalonnage des instruments.

Annexe A (normative)

Calcul de l'incertitude

A.1 Objet et hypothèses

L'Annexe A décrit les critères et les procédures de calcul de l'incertitude du rendement net de la centrale obtenu à partir des essais de performance des centrales électriques solaires thermodynamiques. L'Annexe A suit les lignes directrices du Guide ISO/IEC 98-3.

Par hypothèse, les variables impliquées dans les mesurages ne sont pas corrélées.

Tous les instruments utilisés pour calculer le rendement dans les essais de performance doivent être conformes à l'Article 7 du présent document.

A.2 Équations pour le calcul du rendement net de la centrale

Comme cela est mentionné au 8.5, le rendement net de la centrale est calculé comme suit

$$\eta_{\text{plant,net}} = \frac{E_{\text{el,net}}}{E_{\text{in,solar,avail}} + E_{\text{ns}}} \quad (\text{A.1})$$

L'électricité nette produite par la centrale électrique solaire thermodynamique, $E_{\text{el,net}}$, en kWh, est l'électricité active fournie au réseau moins l'électricité en provenance dudit réseau pendant l'essai, comme cela est décrit au 8.3.

L'énergie de rayonnement solaire disponible dans la centrale pendant l'essai, $E_{\text{in,solar,avail}}$, est calculée comme cela est décrit au 8.1:

$$E_{\text{in,solar,avail}} = N_{\text{col}} \cdot A_{\text{net}} \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (E_{\text{bi}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta t_i) \quad (\text{A.2})$$

Énergie non solaire, E_{ns} est calculée comme cela est présenté au 8.4:

$$E_{\text{ns}} = \sum_{i=1}^{i=n} \left\{ \dot{m}_{\text{HTF,ns,in},i} \cdot \left[h_{\text{HTF}}(T_{\text{HTF,ns,in},i}) - h_{\text{HTF}}(T_{\text{HTF,ns,out},i}) \right] \cdot \Delta t_i \right\} \quad (\text{A.3})$$

où

$$\dot{m}_{\text{HTF,ns,in},i} = \dot{V}_{\text{HTF,ns,in},i} \cdot \rho_{\text{HTF}}(T_{\text{HTF,ns,in},i})$$

Pour simplifier la notation, les égalités suivantes sont adoptées sur la base de ce point:

- $h_{\text{HTF}}(T_{\text{HTF,ns,in},i}) - h_{\text{HTF}}(T_{\text{HTF,ns,out},i}) = \Delta h_i$
- $\rho_{\text{HTF}}(T_{\text{HTF,ns,in},i}) = \rho_i$

- $T_{\text{HTF,ns,in},i} = T_{\text{in},i}$
- $T_{\text{HTF,ns,out},i} = T_{\text{out},i}$

L'augmentation de l'enthalpie spécifique du fluide caloporteur est calculée à partir de:

$$\Delta h_i = \int_{T_{\text{in}}}^{T_{\text{out}}} C_p \cdot dT \quad (\text{A.4})$$

La chaleur massique est généralement exprimée par une équation polynomiale en fonction de la température:

$$C_p(T) = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 + \dots + a_n \cdot T^n \quad (\text{A.5})$$

L'augmentation de l'enthalpie est la suivante:

$$\Delta h_i = a_0 \cdot (T_{\text{out},i} - T_{\text{in},i}) + \frac{a_1}{2} \cdot (T_{\text{out},i}^2 - T_{\text{in},i}^2) + \frac{a_2}{3} \cdot (T_{\text{out},i}^3 - T_{\text{in},i}^3) + \dots + \frac{a_n}{n+1} \cdot (T_{\text{out},i}^{n+1} - T_{\text{in},i}^{n+1}) \quad (\text{A.6})$$

Parfois, les polynômes simples ne conviennent pas pour représenter la capacité thermique. Dans ce cas, l'équation issue de (A.4) doit être utilisée. Pour des raisons de clarté et de simplicité, les explications suivantes considèrent par hypothèse des polynômes du second degré pour la capacité thermique et la masse volumique du fluide, ce qui est plutôt habituel pour les huiles thermiques et les sels fondus.

$$C_p(T) = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 \quad (\text{A.7})$$

$$\Delta h_i = a_0 \cdot (T_{\text{out},i} - T_{\text{in},i}) + \frac{a_1}{2} \cdot (T_{\text{out},i}^2 - T_{\text{in},i}^2) + \frac{a_2}{3} \cdot (T_{\text{out},i}^3 - T_{\text{in},i}^3) \quad (\text{A.8})$$

A.3 Considérations relatives au calcul des incertitudes

Au cours des essais, qu'ils soient longs ou courts, les variables concernées sont comprises entre zéro, la nuit ou les périodes nuageuses, et leurs valeurs assignées. Il est donc raisonnable de ne considérer que les incertitudes de type B liées aux instruments et appareils de mesure, en évitant d'utiliser les incertitudes de type A.

Au lieu d'appliquer des incertitudes individuelles pour chaque intervalle de temps Δt_i , la procédure incluse dans l'Annexe A élimine l'intervalle de temps, par application des incertitudes au terme générique des sommations, c'est-à-dire en appliquant l'incertitude à la puissance au lieu de l'énergie. De plus, tous les paramètres sont considérés comme des variables non corrélées.

Il est important de noter que les incertitudes spécifiées dans l'Annexe A sont des incertitudes types. Pour les contributions exprimées avec des valeurs limites dans le format $\pm U$, la valeur