

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Photovoltaic (PV) module safety qualification –
Part 1: Requirements for construction**

**Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules
photovoltaïques (PV) –
Partie 1: Exigences pour la construction**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2023 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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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. 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 22 300 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 19 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. 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 22 300 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 19 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Photovoltaic (PV) module safety qualification –
Part 1: Requirements for construction**

**Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules
photovoltaïques (PV) –
Partie 1: Exigences pour la construction**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.160

ISBN 978-2-8322-7197-1

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms, definitions, symbols and abbreviated terms.....	10
3.1 General terms and definitions	11
3.2 Components	11
3.3 Installation and application.....	12
3.4 Insulation concepts	13
3.5 Ratings	16
3.6 Temperatures	17
3.7 Voltages	17
3.8 Bifacial photovoltaics	18
4 Symbols and abbreviated terms.....	19
5 Classification, applications and intended use.....	19
5.1 General.....	19
5.2 PV modules of Class 0.....	19
5.2.1 General	19
5.2.2 Insulation.....	19
5.2.3 Application.....	19
5.3 PV modules of Class II.....	20
5.3.1 General	20
5.3.2 Insulation.....	20
5.3.3 Application.....	20
5.4 PV modules of Class III.....	20
5.4.1 General	20
5.4.2 Insulation.....	20
5.4.3 Application.....	20
5.5 Rating categories and special applications.....	21
6 Requirements for design and construction	22
6.1 General.....	22
6.2 Marking and documentation	23
6.2.1 General	23
6.2.2 Marking	23
6.2.3 Documentation	27
6.3 Electrical components and insulation	30
6.3.1 General	30
6.3.2 Internal wiring.....	30
6.3.3 External wiring and cables.....	30
6.3.4 Module overcurrent protection rating	30
6.3.5 Connectors	30
6.3.6 Junction boxes	30
6.3.7 Frontsheets and backsheets	31
6.3.8 Insulation barriers.....	31
6.3.9 Electrical connections.....	31
6.3.10 Encapsulants.....	32
6.3.11 Bypass diodes	32

6.4	Mechanical and electromechanical connections	32
6.4.1	General	32
6.4.2	Screw connections.....	33
6.4.3	Rivets	34
6.4.4	Thread-cutting screws	34
6.4.5	Form/press/tight fit	34
6.4.6	Connections by adhesives	34
6.4.7	Other connections	35
6.5	Materials.....	35
6.5.1	General	35
6.5.2	Polymeric materials	35
6.5.3	Metallic materials.....	38
6.5.4	Adhesives.....	38
6.6	Protection against electric shock.....	38
6.6.1	General	38
6.6.2	Protection against accessibility to hazardous live parts.....	39
6.6.3	Insulation coordination.....	40
6.6.4	Distance through functional and relied upon insulation	47
Annex A (normative)	Symbol "Do not disconnect under load"	50
Annex B (normative)	Basis for insulation coordination dimensions	51
B.1	General.....	51
B.2	Influencing factors	51
B.2.1	General	51
B.2.2	Overvoltage category and rated impulse voltage.....	51
B.2.3	Working voltage.....	52
B.2.4	Pollution degree	52
B.2.5	Insulating material – material groups	53
B.3	Clearances	53
B.4	Creepage distances	54
B.4.1	General	54
B.4.2	Enclosed parts.....	54
B.5	Distance through insulation.....	55
B.5.1	Cemented joints.....	55
B.5.2	Insulation in thin layers (DTI).....	55
B.5.3	Distance through functional insulation (DTFI)	56
Annex C (informative)	Specific use cases	57
C.1	Modules	57
C.1.1	General	57
C.1.2	Insulation coordination diagrams	57
C.2	Insulation coordination after mounting of components	64
C.2.1	General	64
C.2.2	Backsheets.....	65
C.2.3	Junction box	66
Bibliography		68
Figure 1 – IEC 60417-5021:2002-10		26
Figure 2 – IEC 60417-5017:2006-08		26
Figure 3 – IEC 60417-5018:2011-07		26

Figure A.1 – Symbol "DO NOT DISCONNECT UNDER LOAD"	50
Figure A.2 – Symbol IEC 60417-6070:2011-06: "Do not disconnect under load"	50
Figure C.1 – General case for clearance, creepage distances and DTI	58
Figure C.2 – Location of highest potential difference within the module	59
Figure C.3 – Examples of spacing requirements between live parts of different potential within a module	60
Figure C.4 – Clearance and creepage distance between internal live parts and outer accessible surfaces	62
Figure C.5 – Effect of frame tape or edge adhesive on clearance and creepage distance	62
Figure C.6 – Distance between internal live parts and outer accessible surfaces with a cemented joint	63
Figure C.7 – Backsheet with aluminium layer	64
Figure C.8 – Spacing requirements between the junction box ribbon and aluminium layer of backsheet	66
Figure C.9 – Considerations for clearances and creepage distances between live parts and outer accessible surfaces after installation and termination of junction box (J-box)	67
Figure C.10 – Possible critical points due to improper installation	67
Table 1 – Classes for protection against electric shock	19
Table 2 – Required type of insulation	40
Table 3 – Minimum clearances (cl), creepage distances (cr) and distances through solid insulation for Class II PV modules	41
Table 4 – Minimum clearances (cl), creepage distances (cr) and distances through solid insulation for Class 0 PV modules	43
Table 5 – Multiplication factors for clearances of equipment rated for operation at altitudes greater than 2 000 m above sea level	47
Table B.1 – Rated impulse voltage	52
Table B.2 – Minimum clearances for an inhomogeneous field	54
Table B.3 – Minimum spacings for thin layers	55
Table C.1 – Distance between parts of different potential within a PV module (values for Class II modules with working voltage of ≤ 35 V)	59
Table C.2 – Spacing between live parts and outer accessible surfaces (values for Class II modules with rated system voltage of 1 500 V)	61

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

PHOTOVOLTAIC (PV) MODULE SAFETY QUALIFICATION –**Part 1: Requirements for construction****FOREWORD**

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

IEC 61730-1 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems. It is an International Standard.

This third edition cancels and replaces the second edition published in 2016. This edition constitutes a technical revision.

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

- a) Revision of Clauses 2 and 3.
- b) Addition of requirements for qualification of specific components according to their standard documents (junction box, connectors, frontsheets/backsheets).
- c) Significant changes to the definition and testing of relied upon insulation materials (RUI). These requirements are described in the pre-qualification document for frontsheets and backsheets (IEC 62788-2-1). This includes:
 - 1) clarifications on the concept and measurement of DTI, and related materials test requirements;

- 2) frontsheet/backsheet weathering requirements.
- d) Removal of all reference to "open rack", with updates according to an intended use for applications according to the application's 98th percentile module operating temperature.
- e) Modules meeting Class 0 for use in restricted access areas are not required to pass the breakage test, (MST 32).
- f) Marking and documentation subclauses have been revised and aligned with the IEC 61215 series.
- g) Electronic copies are now allowed instead of paper copies of required safety documentation.
- h) Requirements for bifacial modules:
 - 1) addition of new term, aBSI;
 - 2) relevant tests have been changed to account for higher current of bifacial modules;
 - 3) for bifacial modules, marking that indicates which side is designed as the front side, or if both are designed for prolonged exposure to direct sunlight ($> 300 \text{ W/m}^2$);
 - 4) relevant parameters for installing bifacial modules clarified;
 - 5) overprotection rating;
 - 6) documentation has been modified.
- i) In 6.2, marking requirements for connectors have been added.
- j) Related to the intended use temperature range:
 - 1) Clause 5 and 6.2 have been modified to include temperature ratings, with $> 70 \text{ °C}$ 98th percentile module operating temperature as the default maximum. Guidance for factors which could impact the module operating temperature for a system design/location are provided, and responsibility for proper installation is placed upon the installer.
 - 2) Changes to insulation coordination sections (6.6, Annex B and Annex C).
 - 3) Subclauses on insulation coordination (6.6.3) and distance through solid insulation (6.6.4) have been updated to clearly state the insulation coordination requirements, and are aligned with Annex B.
 - 4) Annex B has been revised to show the basis for the dimensioning related to insulation coordination and is aligned with 6.6.3 and 6.6.4.
 - 5) Annex C has been created to show specific use cases and describe how changes to materials or use of additional testing can modify the required dimensioning. Diagrams have been updated.
 - 6) A new term, distance through functional insulation (DTFI), has been defined to describe the spacing between fully encapsulated live parts of different potential (the larger of creepage and clearance for the relevant voltage).
 - 7) Testing requirements to verify a clearance value less than the listed value (but not below the creepage distance) are defined.
 - 8) Requirements for junction boxes, cables and connectors, and polymeric frontsheets/backsheets have been removed (these are now covered in their respective standards).
 - 9) In Table 2, functional insulation is required for insulation between live parts of different potential inside a PV module for all module types.
 - 10) In Table 3 and Table 4:
 - i) lines related to pollution degree 3 have been removed, since this is not applicable to module laminates passing the requirements of IEC 61730-2;
 - ii) the minimum values for DTI have been increased to include the minimum 0,030 mm thickness (pinhole considerations);
 - iii) lines related to reinforced insulation have been combined;
 - iv) lines related to basic insulation have been combined, and functional insulation included on those lines;

v) lines for DTFI have been added.

- 11) Insulation coordination requirements for Class III modules have been removed from Table 4, and functional insulation requirements are included in text (no DTI thickness requirement).

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

Draft	Report on voting
82/2140/FDIS	82/2165/RVD

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

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

A list of all parts in the IEC 61730 series, under the general title *Photovoltaic (PV) module safety qualification*, can be found on the IEC website.

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

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

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

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

PHOTOVOLTAIC (PV) MODULE SAFETY QUALIFICATION –

Part 1: Requirements for construction

1 Scope

This part of IEC 61730 specifies and describes the fundamental construction requirements for photovoltaic (PV) modules in order to provide safe electrical and mechanical operation. Specific topics are provided to assess the prevention of electrical shock, fire hazards, and personal injury due to mechanical and environmental stresses. This document pertains to the particular requirements of construction. IEC 61730-2 defines the requirements for testing. Modules with modified construction are qualified as described in IEC TS 62915.

This document lays down requirements for terrestrial PV modules suitable for long-term operation in open-air climates with 98th percentile module operating temperatures of 70 °C or less. Guidelines for modules to be used at higher operating temperatures are described in IEC TS 63126. The useful service life of modules so qualified will depend on their design, their environment, and the conditions under which they are operated. Therefore, test results are not construed as a quantitative prediction of module lifetime.

This document is intended to apply to all terrestrial flat plate module materials, such as crystalline silicon module types as well as thin-film modules.

PV modules covered by this document are limited to a maximum DC system voltage of 1 500 V.

This document defines the basic requirements for various applications of PV modules, but it cannot be considered to encompass all national or regional codes. Specific requirements, e.g. for building, floating, marine and vehicle applications, are not covered.

This document does not address specific requirements for products that combine a PV module with power conversion equipment, monitoring or control electronics, such as integrated inverters, converters or output disabling functions, which are addressed in IEC 62109-3.

While it is possible that parts of this document are applicable to flat plate PV modules with internally generated low-level concentration below three times, it was not written specifically to address these concerns.

This document is designed to coordinate with the test sequences in the IEC 61215 series, so that a single set of samples can be used to perform both the safety and design qualification of a PV module.

Additional construction requirements outlined in relevant ISO standards, or the national or local codes which govern the installation and use of these PV modules in their intended locations, can apply in addition to the requirements contained within this document.

Any change to materials, design, or internal spacing are subject to a re-evaluation of the PV module or its component(s), as applicable, according to the IEC 61730 series and IEC TS 62915.

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 60216-1, *Electrical insulating materials – Thermal endurance properties – Part 1: Ageing procedures and evaluation of test results*

IEC 60216-2, *Electrical insulating materials – Thermal endurance properties – Part 2: Determination of thermal endurance properties of electrical insulating materials – Choice of test criteria*

IEC 60216-5, *Electrical insulating materials – Thermal endurance properties – Part 5: Determination of relative temperature index (RTE) of an insulating material*

IEC 60243-1:2013, *Electric strength of insulating materials – Test methods – Part 1: Tests at power frequencies*

IEC 60243-2:2013, *Electric strength of insulating materials – Test methods – Part 2: Additional requirements for tests using direct voltage*

IEC 60269-6, *Low-voltage fuses – Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems*

IEC 60364-7-712, *Low voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems*

IEC 60417, *Graphical symbols for use on equipment*, available at <https://www.graphical-symbols.info/equipment>

IEC 60529, *Degrees of protection provided by enclosures (IP code)*

IEC 60664-1:2020, *Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 1: Principles, requirements and tests*

IEC 60695-11-10, *Fire hazard testing – Part 11-10: Test flames – 50 W horizontal and vertical flame test methods*

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

IEC 60950-1:2005, *Information technology equipment – Safety – Part 1: General requirements*

IEC 61032:1997, *Protection of persons and equipment by enclosures – Probes for verification*

IEC 61140, *Protection against electric shock – Common aspects for installation and equipment*

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

IEC 61730-2, *Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 2: Requirements for testing*

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

IEC 62548, *Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements*

IEC 62788-1 (all parts), *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules – Part 1: Encapsulants*

IEC 62788-1-2, *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules – Part 1-2: Encapsulants – Measurement of volume resistivity of photovoltaic encapsulants and other polymeric materials*

IEC TS 62788-2, *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules – Part 2: Polymeric materials – Frontsheets and backsheets*

IEC 62788-2-1, *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules – Part 2-1: Polymeric materials – Frontsheets and backsheets – Safety requirements*

IEC 62790:2020, *Junction boxes for photovoltaic modules – Safety requirements and tests*

IEC 62852, *Connectors for DC-application in photovoltaic systems – Safety requirements and tests*

IEC 62930, *Electric cables for photovoltaic systems with a voltage rating of 1,5 kV DC*

IEC TS 63126, *Guidelines for qualifying PV modules, components and materials for operation at high temperatures*

IEC TR 63225, *Incompatibility of connectors for DC-application in photovoltaic systems*

ISO 1456, *Metallic and other inorganic coatings – Electrodeposited coatings of nickel, nickel plus chromium, copper plus nickel and of copper plus nickel plus chromium*

ISO 1461, *Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles – Specifications and test methods*

ISO 2081, *Metallic and other inorganic coatings – Electroplated coatings of zinc with supplementary treatments on iron or steel*

ISO 2093, *Electroplated coatings of tin – Specification and test methods*

ISO 7010, *Graphical symbols – Safety colours and safety signs – Registered safety signs, available at <https://www.iso.org/obp>*

ISO 9224:2012, *Corrosion of metals and alloys – Corrosivity of atmospheres – Guiding values for the corrosivity categories*

EN 50618, *Electric cables for photovoltaic systems*

UL 746B, *Standard for Polymeric Materials – Long Term Property Evaluations*

IEC/IEEE 82079-1, *Preparation of information for use (instructions for use) of products – Part 1: Principles and general requirements*

3 Terms, definitions, symbols and abbreviated terms

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60664-1, IEC TS 60904-1-2, IEC 61140, IEC TS 61836, IEC 61215-1 and the following apply.

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

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>

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

3.1 General terms and definitions

3.1.1

functional earthing

earthing for purposes other than electrical safety

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-01-13]

3.1.2

internal wiring

wiring and electrical connections that are made within the apparatus by its manufacturer

[SOURCE: IEC 60050-426:2020, 426-11-32]

3.1.3

external wiring

wiring that is not *internal wiring* (3.1.2), including, but not limited to, output cables

3.1.4

laminate

product made by bonding together two or more layers of the same or different materials

Note 1 to entry: It includes all components prior to attaching the junction box, frame or rail, and nameplate.

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-15-52, modified – Note 1 to entry has been added]

3.1.5

manufacturer

legal entity that manufactures a product, or that has a product designed or manufactured, and that markets the product under its name or trademark

3.1.6

module quality test

MQT

PV module quality test in accordance with IEC 61215-2

3.1.7

module safety test

MST

PV module safety test in accordance with IEC 61730-2

3.2 Components

3.2.1

backsheet

outer layer or combination of outer layers of the PV module, located as substrate on the back of the PV module and providing protection of the inner components of the PV module from external stresses and weather elements, as well as providing electrical insulation

3.2.2

connector

component which terminates conductors for the purpose of providing connection to and disconnection from a suitable mating component

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-06-01]

3.2.3

encapsulant

<general> material used between the substrate and superstrate to provide environmental protection for photovoltaic cells in a photovoltaic module

[SOURCE: IEC TS 61836:2016, 3.1.30, modified – Domain has been added.]

3.2.4

enclosure

part of an assembly providing a specified degree of protection of equipment against external influences and a specified degree of protection against approach to or contact with live parts

[SOURCE: IEC 60050-441:1984, 441-13-01, modified – In the definition, the words "and against contact with moving parts" have been deleted.]

3.2.5

frontsheet

outer layer or combination of outer layers of the PV module, located as superstrate on the front of the PV module and providing protection of the inner components of the PV module from external stresses and weather elements, as well as providing electrical insulation

3.2.6

insulation barrier

raised or recessed configuration of an insulator to increase creepage distance between conducting surfaces

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-22-15]

3.2.7

junction box

closed or protected enclosure in which circuits are electrically connected

[SOURCE: IEC TS 61836:2016, 3.2.16]

3.2.8

potting

sealing of components and associated conductors with a compound to exclude contaminants

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-24-20]

3.2.9

terminal

conductive part of a device, electric circuit or electric network, provided for connecting that device, electric circuit or electric network to one or more external conductors

Note 1 to entry: Can contain one or several contacts and the term therefore includes sockets, connectors, etc.

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-12-12, modified – The original Note 1 to entry has been replaced.]

3.3 Installation and application

3.3.1

building attached PV

BAPV

system in which the PV modules are mounted on a building envelope and do not fulfil the criteria for *building integrated PV* (3.3.2)

3.3.2

building integrated PV BIPV

system in which the PV modules form a building component providing additional functions as defined in 5.5 b)

3.3.3

installation

<fixed wiring> permanent wiring system such as a raceway or conduit that prevents or reduces wire and cable movement

3.3.4

installation

<non-fixed wiring> unconstrained wiring system that consists of cables or wires able to move freely

3.3.5

non-restricted access area

area to which all persons including those who are not skilled, trained or instructed in electrical safety have general access

EXAMPLE Any PV installations which are not protected against public access by any means.

Note 1 to entry: A building's roof is considered non-restricted access area, unless explicitly marked as restricted area.

3.3.6

restricted access area

area accessible only to electrically skilled persons and electrically instructed persons with the proper authorization

EXAMPLE Utility-scale PV installations which are protected against public access by fences, location, etc., and where only persons skilled, trained or instructed in electrical safety have access.

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-04-04, modified – The example has been added.]

3.4 Insulation concepts

3.4.1

accessible part

part which can be touched by means of the standard test finger

Note 1 to entry: The standard test finger is as in Figure 2, test probe B of IEC 61032:1997.

[SOURCE: IEC 60050-442:1998, 442-01-15, modified – Note 1 to entry has been added.]

3.4.2

live part

conductive part intended to be energized under normal operating conditions

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-02-19, modified – The second part of the definition has been deleted because not applicable to DC.]

3.4.3

insulation system

insulating material, or an assembly of insulation materials, to be considered in relation with associated conducting parts, as applied to a particular type or size or part of electrical equipment

[SOURCE: IEC 60050-411:2007, 411-39-25]

3.4.4

electric insulation

insulation

<electricity> part of an electrotechnical product which separates conducting parts at different electric potentials during operation or insulates such parts from the surroundings

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-11-07, modified – The admitted term has been added as synonym and the domain has been specified.]

3.4.5

basic insulation

insulation that provides basic protection against electric shock

Note 1 to entry: This concept does not apply to insulation used exclusively for functional purposes.

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-06-06, modified – In the definition, "against electric shock" has been added.]

3.4.6

double insulation

insulation comprising both *basic insulation* (3.4.5) and *supplementary insulation* (3.4.9)

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-06-08]

3.4.7

functional insulation

insulation between conductive parts, necessary for the proper functioning of the equipment

Note 1 to entry: Functional insulation by definition does not protect against electric shock. It can, however, reduce the likelihood of ignition and fire.

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-02-41, modified – Note 1 to entry has been added.]

3.4.8

reinforced insulation

insulation of hazardous-live parts (3.4.2) that provides a degree of protection against electric shock equivalent to *double insulation* (3.4.6)

Note 1 to entry: Reinforced insulation may comprise several layers which cannot be tested singly as basic insulation or supplementary insulation.

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-06-09, modified – In the definition, "hazardous-live parts" has been added.]

3.4.9

supplementary insulation

independent insulation applied in addition to *basic insulation* (3.4.5), that provides fault protection

EXAMPLE It can be used in order to reduce the risk of electric shock in the event of a failure of the basic insulation.

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-06-07, modified – The example has been added.]

3.4.10

solid insulation

solid insulating material, or a combination of solid insulating materials, placed between two conductive parts or between a conductive part and a body part

Note 1 to entry: It includes both thin films and cemented joints, with related but different testing and dimensioning requirements.

[SOURCE: IEC 60050-903:2015, 903-04-14, modified – The example has been deleted and Note 1 to entry has been added.]

3.4.11

cemented joint

joint comprised of two insulating materials where the interface has been demonstrated to be cemented, and thus considered as *solid insulation* (3.4.10) with no interface for creepage

3.4.12

relied upon insulation

RUI

solid insulation (3.4.10) system providing protection against electric shock in the final application, with material's requirements for thickness, thermal endurance and resistance against environmental stress factors

Note 1 to entry: Thin films used as polymeric backsheet or frontsheet can consist of RUI plus additional layers that have other functions, e.g. they protect the polymeric materials from UV radiation.

3.4.13

breakdown voltage

V_{B-DC}

DC voltage at which electric breakdown occurs under prescribed test conditions, or in use

Note 1 to entry: Breakdown voltage testing in context of PV modules and components materials applies direct current (DC).

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-11-34, modified – The symbol and Note 1 to entry have been added.]

3.4.14

material group

category of insulation materials according to IEC 60664-1

3.4.15

comparative tracking index

CTI

numerical index value related to the maximum voltage that a material can withstand without formation of a permanent and electrically conductive carbon (tracking) path and without occurrence of a persistent flame, when evaluated under specified test conditions defined in IEC 60112

Note 1 to entry: The mentioned maximum test voltage is not in conjunction with any system or operational voltage, but it is used for evaluation of material groups.

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-11-59, modified – The definition has been rephrased by also clarifying that CTI is an index value to evaluate material groups according to IEC 60112. Note 1 to entry has also been added.]

3.4.16

clearance

cl

shortest distance in air, between two conductive parts or between a conductive part and an accessible surface

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-27-76, modified – The definition has been extended by "or between a conductive part and an accessible surface".]

3.4.17

creepage distance

cr

shortest distance along the surface of a solid insulating material between two conductive parts or between conductive *live parts* (3.4.2) and *accessible parts* (3.4.1)

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-21-23, modified – The abbreviation has been added. In the definition, a second pair of parts has been added.]

3.4.18

distance through insulation

DTI

thickness of relied upon insulation (RUI) in a PV module, with the minimum allowable value defined by the maximum working voltage

3.4.19

distance through solid insulation

shortest distance through solid insulation between two conductive parts

[SOURCE: IEC 60050-426:2020, 426-04-14]

3.4.20

distance through functional insulation

shortest distance through material not qualified as relied upon insulation between two conductive parts

3.5 Ratings

3.5.1

rated value

value of a quantity used for specification purposes, established for a specified set of operating conditions of a component, device, equipment, or system

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-08]

3.5.2

rating

set of rated values and operating conditions

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-11]

3.5.3

rated current of overcurrent protection device

current rating of fuse or circuit breaker according to IEC 60269-6

3.5.4

pollution degree

numeric classification characteristic of the expected pollution of the micro-environment

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-21-07, modified – In the definition, "numeral characterizing" has been changed to "numeric classification characteristic of".]

3.5.5

maximum rated altitude

maximum altitude at which the module is rated to be deployed at the rated system voltage in the nameplate

Note 1 to entry: This implies the module has either been designed with larger clearance distances (Table 5) or tested for the applicable higher impulse voltage rating at a given fixed clearance spacing to qualify for that altitude.

3.5.6

maximum rated operating temperature

$[T_{98}]_{\max}$

maximum 98th percentile module operating temperature at which the module is rated to be deployed at the rated temperature on the nameplate

3.6 Temperatures

3.6.1

environmental temperature

air temperature defined in degrees Celsius and measured and documented by meteorological services for the installation's geographic location

3.6.2

temperature index

TI

numerical value of the Celsius temperature expressed in degrees Celsius characterizing the thermal capability of an insulating material or an insulation system

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-12-11, modified – Notes have been removed.]

3.6.3

relative temperature index

RTI

temperature index of an insulating material or system obtained from the time which corresponds to the known temperature index of a reference material or system when both are subjected to the same ageing and diagnostic procedures in a comparative test

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-12-12]

3.6.4

relative thermal endurance index

RTE

numerical value of the Celsius temperature expressed in degrees Celsius at which the estimated time to endpoint of an insulating material is the same as the estimated time to endpoint of a control material at a temperature equal to its assessed thermal endurance

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-12-14, modified – Notes have been removed.]

3.6.5

98th percentile module operating temperature

temperature at which a module is operating below more than 98 % of the time when deployed in a PV system

Note 1 to entry: The 98th percentile module operating temperature is calculated by ranking measured or calculated module temperature data taken at hourly (or more frequent) time intervals for a typical calendar year.

Note 2 to entry: For a standard year, the 98th percentile module operating temperature is met or exceeded for 175,2 h.

3.7 Voltages

3.7.1

rated system voltage

$[V_{\text{sys}}]_{\max}$

maximum voltage between any *live part* (3.4.2) and *accessible part* (3.4.1) or earth against which the *electric insulation* (3.4.4) of the PV module is designed to stand under operating conditions as specified by the manufacturer

3.7.2

working voltage

highest RMS value of the DC voltage across any particular insulation which can occur when the equipment is operated at rated voltage

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-21-19, modified – The definition has been limited to DC and "supplied" has been replaced by "operated".]

3.8 Bifacial photovoltaics

3.8.1

bifacial PV module

module that can generate electric power by converting UV-VIS-IR radiation received on both front and rear sides by means of the photovoltaic effect

3.8.2

bifaciality coefficient

ratio between the main characteristics of the rear side and the front side of a bifacial PV device

Note 1 to entry: Usually bifacial coefficients are referred to Standard Test Conditions (STC).

Note 2 to entry: Three types of coefficient are defined in IEC TS 60904-1-2. They are:

- bifaciality coefficient for short-circuit current, $\phi_{I_{sc}}$;
- bifaciality coefficient for open-circuit voltage, $\phi_{V_{oc}}$;
- bifaciality coefficient for maximum power point, $\phi_{P_{max}}$.

3.8.3

bifacial nameplate irradiance

BNPI

irradiance at which currents are measured on bifacial modules, corresponding to 1 000 W/m² on the module front and 135 W/m² on the module rear, applied by any method allowed in IEC TS 60904-1-2

3.8.4

bifacial stress irradiance

BSI

higher irradiance at which currents for stress are measured on bifacial modules, corresponding to 1 000 W/m² on the module front and 300 W/m² on the module rear, applied by any method allowed in IEC TS 60904-1-2

3.8.5

applied bifacial stress irradiance

aBSI

irradiance corresponding to the combination of 1 000 W/m² on the front side of the module with the value that is greater of 300 W/m² or the manufacturer's claimed irradiance value for the rear side of the module

4 Symbols and abbreviated terms

$I_{SC-BNPI}$	short-circuit current for bifacial PV modules at BNPI
I_{SC-BSI}	short-circuit current for bifacial PV modules at BSI
I_{mp-BSI}	current at maximum power point of bifacial PV modules exposed to BSI
$I_{SC-aBSI}$	short-circuit current for bifacial PV modules under aBSI conditions of irradiance
$I_{mp-aBSI}$	current at maximum power point of bifacial PV modules exposed to aBSI conditions of irradiance

5 Classification, applications and intended use

5.1 General

Protection against electric shock will be achieved by combinations of constructional measures used to build the module together with how the module is installed.

The degree of protection that the PV modules achieve shall be classified according to the descriptions provided in Table 1, based on requirements in IEC 61140. Each PV module shall be classified for protection against electric shock by attributing to it the same class to which it complies according to IEC 61140. The use of the protections in the different classes for the PV modules is described in 5.2 to 5.4. PV modules complying with Class I of IEC 61140 are not covered in this document.

EXAMPLE A PV module that satisfies the requirements for protection against electric shock as identified by Class II of IEC 61140 is classified as a Class II PV module.

In relation to this, the PV modules shall be marked in accordance with 6.2.2.

Table 1 – Classes for protection against electric shock

Class (as defined in IEC 61140)	Application in this document
0	Application in restricted access area
II	Application in non-restricted access area
III	Basic protection by limitation of voltage (ELV)

5.2 PV modules of Class 0

5.2.1 General

Class 0 PV modules have individual and/or system level electrical outputs at hazardous levels of voltage, current and power.

5.2.2 Insulation

These PV modules are provided with basic insulation only as provision for basic protection and with no provisions for fault protection. All conductive components that are not separated from hazardous live parts by at least basic insulation shall be treated as if they are hazardous live parts.

5.2.3 Application

Class 0 PV modules are intended for use in restricted access areas that are protected from public access by fences or other measures of the location that prevent general access. Such PV modules are only to be accessed by persons knowledgeable of the inherent hazards associated with their use and failure modes.

5.3 PV modules of Class II

5.3.1 General

Class II PV modules have individual and/or system level electrical outputs at hazardous levels of voltage, current and power.

5.3.2 Insulation

These PV modules are provided with:

- basic insulation as basic protection, and
- supplementary insulation as precaution for fault protection,

or

- double insulation as basic and supplementary insulation, or reinforced insulation.

Accessible conductive parts and accessible surfaces of insulation material shall be:

- separated from hazardous live parts by double or reinforced insulation,

or

- designed with constructional measures which provide comparable protection.

All conductive parts which are separated from hazardous live parts only by basic insulation or by constructional design means which provide comparable protection shall be separated from accessible surfaces by supplementary insulation. All conductive parts which are not separated from hazardous live parts at least by basic insulation shall be considered as hazardous live parts.

5.3.3 Application

These PV modules are intended for installations where non-restricted access to the PV module and contact to insulated live parts can occur.

5.4 PV modules of Class III

5.4.1 General

Class III PV modules shall not have electrical ratings larger than:

- 240 W for the maximum power point,
- 35 V DC for the open-circuit voltage, and
- 8 A for the short-circuit current,

when tested under STC. The three maximum rating conditions shall apply concurrently.

5.4.2 Insulation

Class III PV modules have inherently limited capability of electrical output. Therefore, their use, misuse and failure are unlikely to result in a risk of electric shock or fire. Based upon these electrical output limitations, no requirements for construction or insulation are given beyond functional insulation.

5.4.3 Application

These PV modules are intended for installations where non-restricted access to the PV module and contact to uninsulated live parts can occur, e.g. in consumer electronics. Class III PV modules shall not be combined in series strings operating at more than 35 V in V_{OC} and shall

not have a system voltage rating above 35 V. These PV modules are not intended for use in parallel with other PV modules or energy sources unless their combination provides protection from reverse current and from overvoltage protection.

5.5 Rating categories and special applications

PV modules can be installed in many different applications and system configurations.

Modules are intended for use in the temperature range from a lower environmental temperature of $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ to the upper-limit set by a 98th percentile module operating temperature of $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, unless tested according to IEC TS 63126.

Modules qualified for a 98th percentile module operating temperature equal to or less than $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ will allow for use in PV arrays designed with unrestricted airflow to the back of the module anywhere in the world. Systems designed with restricted airflow in very hot locations may result in a 98th percentile module operating temperature greater than $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, and require modules tested to higher temperature conditions as provided in IEC TS 63126.

System design and installation factors which can affect the module operating temperature include (but are not limited to): site specific environmental conditions (irradiance, temperature, wind speed), and mounting distance, array size, array spacing, anti-nesting features which could reduce airflow. Installers must consider these factors in design of systems. Refer to IEC TS 63126 for more information.

NOTE 1 Specific geographic restrictions can apply; maps in IEC TS 63126 provide examples.

NOTE 2 An IEC document describing a method for calculating the 98th percentile module operating temperature for different mounting and geographical combinations is in progress.

For special applications, such as the examples listed below, additional requirements can apply:

- Building attached PV (BAPV).
- Building integrated PV (BIPV, see IEC 63092-1).

The building's functions in the context of BIPV are one or more of the following:

- mechanical rigidity and structural integrity;
- primary weather impact protection: rain, snow, wind, hail;
- energy economy, such as shading, daylighting, thermal insulation;
- fire protection;
- noise protection.

Thus, the BIPV module is a prerequisite for the integrity of the building's functionality. If the integrated PV module is dismounted (in the case of structurally bonded modules, dismounting includes the adjacent building component), the PV module would have to be replaced by an appropriate building component.

Inherent electro-technical properties of PV such as antenna function, power generation and electromagnetic shielding, etc. alone do not qualify PV modules as building integrated.

- Applications in areas where snow and/or wind load are expected to exceed loads as tested in IEC 61730-2.

NOTE 3 For nonuniform snow loads, see IEC 62938.

- Areas with high salt exposure (IEC 61701).
- Agricultural application (e.g. IEC 62716).
- Application in explosive atmospheres (IEC 60079).
- For concentration levels above 3X, see IEC 62688.
- Module-applied electronics (see IEC 62109-3).

NOTE 4 Guidance for PV modules used in floating solar and vehicle applications is under development.

6 Requirements for design and construction

6.1 General

This document is suitable for modules operating at a 98th percentile module operating temperature of 70 °C or less. Applications in hot climates using mounting methods that restrict airflow could lead to a 98th percentile operating temperature in excess of 70 °C. Guidance for extended testing for these applications is provided in IEC TS 63126.

Where applicable, materials and components shall comply with the safety requirements specified in the relevant IEC standards. However, compliance with the IEC standard relevant for the material and/or component does not necessarily ensure compliance with the requirements of this document.

All PV modules shall be suitable for operation in unprotected outdoor locations, i.e. exposed to direct and indirect (albedo) solar radiation and up to 100 % relative humidity as well as to rain. PV modules shall be designed to withstand the electrical, mechanical, thermal and environmental (temperature, mechanical load, humidity, UV/weather, pollution, etc.) stresses occurring in their intended use. They shall not present any danger to the user or to the environment. Compliance is verified by evaluation of materials, components, and PV module construction as well as by tests specified in IEC 61730-2.

A PV module can either be completely assembled when shipped from the factory or be provided in subassemblies. The provided subassemblies of the product shall not involve any action that is likely to affect compliance with the requirements of the IEC 61730 series.

Incorporation of a PV module into the final assembly shall not require any alteration of the PV module from its originally evaluated form.

All methods of PV module mounting and wiring that are specified in the installation instructions shall be evaluated for compliance with the IEC 61730 series. This includes, but is not limited to, wiring methods, physical connection and/or attachment between PV modules and support structures as well as combinations of wiring connections and mounting system where the wiring is integral to the frame. Compliance with the IEC 61730 series assesses the impact of the mounting and wiring methods on the safety of the PV modules but does not assess the safety or suitability of the mounting or wiring methods for their intended use. These methods can also be subject to additional requirements or to local code requirements.

The module is considered to be in compliance with this document only when the module is mounted and wired according to one of the methods specified by the mounting instructions.

IEC 60364-7-712 and IEC 62548 provide guidance for interconnection between PV modules and systems.

The construction of a PV module shall be such that equipotential bonding continuity, if applicable, is not interrupted by installation.

Any adjustable or movable structural part shall be provided with a locking device to reduce the likelihood of unintentional movement, if any such movement could result in a risk of fire, electric shock, or mechanical hazards.

NOTE Physical properties or constructions that provide an interference or form fit to prevent unintended movement or rotation of the component comply with this requirement.

PV modules shall not have accessible burrs, sharp edges or sharp points that can cause injury. Edges and points shall comply with the sharp edge test (MST 06) of IEC 61730-2.

The parts of a PV module shall be prevented from loosening or turning if such loosening or turning can result in a risk of fire, electric shock or mechanical hazard. Compliance for components is verified by specific tests described in the relevant International Standards or by the screw connection test (MST 33) of IEC 61730-2.

All electrical data to be reported in the marking or in the documentation accompanying a PV module shall be given for standard test conditions (1 000 W/m², 25 °C, spectral irradiance equal to AM1.5 according to IEC TS 61836). For bifacial PV modules, all electrical data shall be shown as relative to STC, BNPI and aBSI on the front side of the module, plus bifaciality coefficients at STC according to IEC TS 60904-1-2 and IEC 61215-1. Markings can also be subject to additional local code requirements.

6.2 Marking and documentation

6.2.1 General

Instructions related to safety shall be given in an official language of the country where the equipment is to be installed.

6.2.2 Marking

6.2.2.1 General

Each PV module's nameplate shall include the following clear and indelible markings together with their values, where applicable:

- a) name, registered trade name, or registered trademark of manufacturer;
- b) type or model number designation;
- c) serial number;
- d) date and place of manufacture; alternatively, serial number assuring traceability of date and place of manufacture;
- e) "maximum system voltage" or " V_{sys} ";
- f) class of protection against electrical shock, in accordance with Clause 5 of this document;
- g) "voltage at open-circuit" or " V_{OC} " including manufacturing tolerances. For bifacial modules, open-circuit voltage at two irradiance levels as defined in IEC 61215-1;
- h) "current at short-circuit" or " I_{SC} " including manufacturing tolerances. For bifacial modules, short-circuit current at STC, BNPI and aBSI;
- i) "PV module maximum power" or " P_{max} " including manufacturing tolerances as defined in IEC 61215-1. For bifacial modules, P_{max} at two irradiance levels as defined in IEC 61215-1;
- j) for bifacial modules, a clear indication which side is designed as the front side, or if both are designed for prolonged exposure to direct sunlight (> 300 W/m²).
- k) for flexible modules, the minimum radius of curvature;
- l) positive ("+" or downward) and negative ("–" or upward) design load ratings in pascal (Pa) excluding the test load safety factor, as verified in the static mechanical load test (MST 34). Additional markings for mechanical load ratings as required in the IEC 61215 series, as applicable.

NOTE MST 34 is equivalent to MQT 16 in IEC 61215-2, and the design load is equal to the test load divided by the safety factor γ_m .

Examples for a single upward and downward load rating:

- "Min. Design Load ± 1600 Pa", or
- "Min. Design Load -1600 Pa, $+3600$ Pa"

Examples for design loads dependent upon specific mounting configurations:

- "Min. Design Load ± 1600 Pa; see manual for instructions"
- "Min. Design Load ± 800 Pa to ± 1600 Pa; see manual for instructions"

m) maximum overcurrent protection rating;

n) a module temperature rating of 70 °C, (or if tested to IEC TS 63126 Level 1 or Level 2, 80 °C or 90 °C);

EXAMPLE Module $[T_{98}]_{\max}$ 80 °C

o) connector manufacturer and model used; refer to manual for designated mating connectors;

p) a link (website or QR code) to required documentation if a paper copy of the documentation required in 6.2.3 is not included with the module, included after either the statement "Safety information" or the symbol ISO 7010-M002:2011-05, Refer to instruction manual/booklet:



EXAMPLE 1 Monofacial module

Module Manufacturer A, Model A				
Serial number				
		STC		
V_{OC}	[V] ±3 %	49,42		
I_{SC}	[A] ±3 %	13,63		
P_{max}	[W] −0 %, +3 %	525		
V_{sys}	[V]	1 500		
Min. Design Load [Pa]		±1 600		
Module $[T_{98}]_{max}$ [°C]*		70		
Maximum series fuse [A]		25		
Connector, see manual for designated connectors		Connector Manufacturer A Type A		
STC: 1 000 W/m ² , AM1.5, Cell 25°C				

EXAMPLE 2 Bifacial module with $\leq 300 \text{ W/m}^2$ bifaciality (BSI) or with $> 300 \text{ W/m}^2$ bifaciality (aBSI)

Module Manufacturer B, Model B			
Serial number			
	STC	BNPI	BSI ^b
I_{SC} [A]	13,63 ±3 %	14,85 ±3 %	17,32 ±3 %
V_{OC} [V]	49,42 ±3 %	49,8 ±3 %	
P_{max} [W]	525 -0 %, +3 %	600 -0 %, +3 %	
V_{sys} [V]	1 500		
Min. Design Load [Pa]	±1 600		
Module $[T_{98}]_{max}$ [°C]	70		
Maximum series fuse [A]	30		
Bifaciality coefficient ^a	$\phi_{V_{OC}} = 0,99$ $\phi_{I_{SC}} = 0,7$ $\phi_{P_{max}} = 0,7$		
Connector, see manual for designated connectors	Connector Manufacturer B Type B		
STC: 1 000 W/m ² , AM1.5, Cell 25 °C, BNPI: front 1 000 W/m ² , rear 135 W/m ² BSI: front 1 000 W/m ² , rear 300 W/m ² ^a Only required for IEC 61215 series. ^b Depending on bifaciality, BSI (≤ 300 W/m ²) or aBSI (> 300 W/m ²) is required.			

International symbols shall be used, where applicable.

Compliance of the nameplate is to be verified according to the visual inspection (MST 01) and the durability of markings (MST 05) of IEC 61730-2.

PV connectors or wiring shall be marked in accordance with IEC 62852 with a symbol "Do not disconnect under load", as shown in Annex A of this document. The symbol and/or the warning notice shall be imprinted or labelled close to the connector. PV connectors shall be clearly marked indicating the terminal polarity.

For Class II and Class 0 PV modules, the symbol  (IEC 60417-6042:2010-11: Caution, risk of electric shock) shall be applied near the PV module's means of electrical connection.

PV modules shall be marked to indicate the classes of protection against electric shock for which they are suitable, as follows:

PV module classification (in relation to Clause 5)	Marking	Symbol
Class II	Marking according to IEC 60417-5172:2003-02: Class II equipment	
Class 0	No marking	No symbol
Class III	Marking according to IEC 60417-51802003-02: Class III equipment	

PV modules provided with a functional earth terminal shall be provided with a symbol according to Figure 3.

PV modules provided with terminals for field wiring that are rated only for use with copper wire shall be marked, at or adjacent to the terminals, with the statement "Use copper wire only", "Cu only", or the equivalent.

PV modules provided with terminals for field wiring that is rated only for use with a different specific wiring material shall be marked with a similar statement referring to the rated material.

PV modules provided with terminals for field wiring that is rated for use with all types of wiring material do not need to be marked.

6.2.2.2 Symbols

6.2.2.2.1 Equipotential bonding

A wiring terminal or bonding location of a PV module intended to accommodate a field installed bonding conductor for equipotential bonding shall be identified with the appropriate symbol IEC 60417-5021:2002-10 shown in Figure 2. Alternatively, the symbol IEC 60417-5017:2006-08 shown in Figure 1 may be used. No other terminal or location shall be identified in this manner.

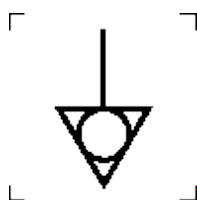


Figure 1 – IEC 60417-5017:2006-08

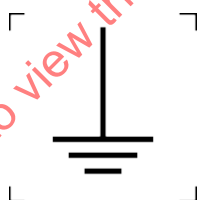


Figure 2 – IEC 60417-5021:2002-10

6.2.2.2.2 Functional earthing

A wiring terminal or bonding location of a PV module intended to accommodate a field installed functional earthing conductor shall be identified with the appropriate symbol (IEC 60417-5018:2011-07) shown in Figure 3.

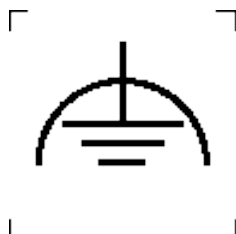


Figure 3 – IEC 60417-5018:2011-07

6.2.3 Documentation

6.2.3.1 General

Documentation describing the methods of their electrical and mechanical installation as well as their electrical, thermal, and mechanical ratings shall be made available. The documentation shall state the class of protection against electric shock under which the module was qualified and classified, and any specific limitations required for that class.

The documentation shall assure that installers and operators receive appropriate and sufficient instructions for safe installation, use and maintenance of the PV modules that it accompanies.

The documentation shall be supplied in at least one of the official languages of the country where the PV modules will be installed. International symbols shall be used where applicable.

Assembly instructions shall be provided with a product shipped in subassemblies, and shall be detailed and adequate to the degree required to facilitate complete and safe assembly of the product.

Documentation may be provided in paper form in each shipping unit or as an electronic link. The web address shall be marked on the device or provided in an information sheet enclosed with each shipping unit. The web address may be in the form of a Uniform Resource Locator (URL – http://www.____.com/____/), or a Quick Response Code (QRcode). The web address link shall take the user to an internet page containing the required information or a direct link to the required information. The file shall be in a file format that is commonly used and shall be downloadable.

The needs for maintaining and supporting information during the life cycle of the supported product shall be taken into account when planning the preparation of information for use as in IEC/IEEE 82079-1.

The following information shall be included in the documentation:

- all information as required by 6.2.2.1 with exception of c) and d);
- recommended maximum series/parallel module configurations;
- temperature coefficient for open-circuit voltage;
- temperature coefficient for maximum power;
- temperature coefficient for short-circuit current;

6.2.3.2 Suitable environmental and mounting conditions

The documentation shall state the environmental and mounting conditions for which the module has been qualified, which by default always include:

- the maximum rated altitude the PV module is designed for; de-ratings may be applied;
- a statement indicating the negative (upward) and positive (downward) design load ratings for each mechanical means for securing the module as evaluated during the static mechanical load test according to MST 34. At the discretion of the manufacturer, the test load and/or the safety factor γ_m may also be noted;
- for bifacial modules, designation of which side(s) of the module have been tested for front side exposures. Unless tested as a front side, the back side is restricted for use with indirect or limited direct sunlight (less than 300 W/m²). If both sides of a module are intended for use with prolonged exposure to direct sunlight (> 300 W/m²), each side shall meet requirements for front side.

- a temperature range from a lower limit of environmental temperature of $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ to the upper limit set by a 98th percentile module operating temperature of $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, ($80\text{ }^{\circ}\text{C}$ or $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ if tested to Level 1 or Level 2 conditions as described in IEC TS 63126);
- guidance on geographic areas, mounting conditions and system design and installation factors where the anticipated 98th percentile module operating temperature will be greater than $70\text{ }^{\circ}\text{C}$; (or $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ or $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ if tested to Level 1 or Level 2 conditions).

EXAMPLE:

- Modules can be installed anywhere in the world if mounted with unrestricted airflow.
- It is possible that modules installed with restricted airflow are not allowed for use in some hot locations, depending on system design parameters. Installers should assess if the system design at a specific geographic location will result in a 98th percentile module operating temperature greater than $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($80\text{ }^{\circ}\text{C}$ or $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ if tested to Level 1 or Level 2 conditions), and must consider these factors in design of systems (refer to IEC TS 63126 for more information):
 - site specific environmental conditions: irradiance, temperature, wind speed;
 - system design: mounting distance, array size, array spacing, and anti-nesting features which could reduce airflow.

NOTE 1 Specific geographic restrictions can apply; maps in IEC TS 63126 provide examples.

NOTE 2 An IEC document describing a method for estimating the 98th percentile module operating temperature for different mounting and geographical combinations is in progress.

- To facilitate proper system sizing in normal operation, the manufacturer shall describe factors that can increase voltage or current beyond the STC values given in the documentation. In relation to this, the following or equivalent statements shall be included:

"A photovoltaic module is likely to experience conditions that produce higher current and/or voltage than reported at standard test conditions. Factors to consider include module temperature and front side irradiance (and, for bifacial modules, ground or roof albedo, row spacing, and installation height). Accordingly, the values of V_{OC} and I_{SC} (or for bifacial modules, $I_{SC-aBSI}$) marked on this PV module should be multiplied by a factor of 1,25 when determining voltage and current ratings for components connected to the PV output."

"The safety factor of 1,25 given for the minimum voltage rating of the components in the example statement above may be modified during the design of a system according to the minimum temperature of the location of the installation and the temperature coefficient for V_{OC} . The safety factor of 1,25 given for conductor current ratings values for I_{SC} (or for bifacial modules, $I_{SC-aBSI}$) may be adjusted based on the maximum values of irradiance incident on the front side of the module (and the rear side for bifacial modules). To this purpose, a full simulation for the specific location and module orientation (and for bifacial modules, ground albedo, row spacing and installation height) is required. Further guidance for the choice of a safety factor other than 1,25 is given in IEC 62548."

The documentation shall state that artificially concentrated sunlight producing a PV module's current above the value reported on the nameplate shall not be directed onto the front side or the back side of the PV module.

Additionally, the documentation should report if the PV modules were evaluated according to the following standards, including which specific testing sequences were used.

- IEC 61701, *Photovoltaic (PV) modules – Salt mist corrosion testing*
Include which test method used (based on corrosivity classification).
- IEC 62716, *Photovoltaic (PV) modules – Ammonia corrosion testing*
Include test sequence 1 or 2 (crystalline Si or thin-film).
- IEC 62109-3, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 3: particular requirements for electronic devices in combination with photovoltaic elements*
 - Include MIE Type A or B (depending on whether electronics can be tested separately from the module).

- IEC TS 63126, *Guidelines for qualifying PV modules, components and materials for operation at high temperatures*

Include temperature Level 1 or 2 (based on selection of testing for combinations of deployment location and mounting configuration).

6.2.3.3 Mounting

Documentation shall include adequate information and instructions for each mounting method as listed in the manufacturer's mounting instructions, additionally:

- a statement indicating the minimum mechanical means for securing the PV module (as evaluated during the mechanical load test (MST 34) of IEC 61730-2) and the conformity to the mechanical load requirements of the series IEC 61215, as applicable;
- limitations to the mounting situation (e.g. slope, orientation, mounting means, cooling, specific spacing and any other condition that can influence the safety of the PV module installation);

NOTE The minimum spacing will depend on the 98th percentile module operating temperature for a specific location.

- if adhesives are used for mounting (i.e. for flexible modules), the type of adhesive and the allowable substrates;
- if adhesives are specified for use in the field to provide mechanical securement to specific roof coverings or mounting systems (such as flexible modules adhered to a roof membrane or modules adhered to metal rails), the manufacturer and unique part number of the adhesive, as well as the required surface preparation, adhesive application process, and curing conditions.

6.2.3.4 Connectors/wiring

Documentation shall include a detailed description of the following information related to the connectors and wiring method:

- the minimum cable diameters, rated voltage, current and temperature rating of cables for PV modules intended for field wiring and that cables used need to comply with IEC 62930, type 131 or type 133; or EN 50618;
- any limitations on wiring methods and wire management that apply to the junction box for the PV module;
- a statement that wiring to interconnect modules shall be rated for the application. It is important that the user is aware of national installation codes;
- type of terminals for field wiring;
- specific model/types together with the manufacturer name/brand of the PV connector(s) to which the PV module connectors can be mated;

NOTE 1 Connector mismatch issues are described in IEC TR 63225.

NOTE 2 Statement of the connector model/type only (such as "MC4 compatible") does not comply with this requirement.

- the bonding method(s) to be used (if applicable). Either they have to be all provided or specified hardware shall be identified in the documentation;
- the type and ratings of bypass diode to be used (if applicable).

6.2.3.5 Fire ratings

The documentation shall include either a statement indicating the fire rating(s) and the applied standard or a statement that resistance to external fire sources was not evaluated, as well as the limitations to the achieved rating (e.g. installation slope, substructure or other applicable installation information).

The documentation for roof mounting shall include details of the specific parameter(s) when the fire rating is dependent on a specific mounting structure, specific spacing, or specific means of attachment to the roof or structure.

6.3 Electrical components and insulation

6.3.1 General

PV modules can consist of the following electrical components and insulation:

- the internal wiring, e.g. solar cell and cell interconnects (see 6.3.2);
- external wiring and output cables (see 6.3.3);
- connectors (see 6.3.5);
- junction boxes for PV modules (see 6.3.6);
- frontsheet and backsheet (see 6.3.7);
- insulation barriers (see 6.3.8);
- electrical connections (see 6.3.9);
- encapsulant (see 6.3.10);
- bypass diodes (see 6.3.11).

6.3.2 Internal wiring

Internal wiring shall have sufficient current carrying capacity for the relevant application. Depending on the pollution degree at the place where the internal wiring is located, precautions against corrosion shall be taken wherever applicable. Examples for protection against corrosion are given in 6.5.3.1. In case that insulation for the internal wiring is necessary, it shall fulfil the relevant requirements for the relevant application according to 6.5.2.2.

Compliance is checked by inspection (MST 01) and by reverse current overload test (MST 26).

6.3.3 External wiring and cables

External wires and cables shall fulfil the requirements of IEC 62930 and shall be type 131 or type 133. Cables according to EN 50618 are allowed as alternative to IEC 62930 type 131.

6.3.4 Module overcurrent protection rating

Guidance to determine overcurrent protection rating is provided by IEC 60269-6 as verified by MST 26 of IEC 61730-2. Nominal fuse ratings (I_n) are typically equal to or larger than 1,4 times I_{SC} . For bifacial PV modules, the rating shall be evaluated for $I_{SC-aBSI}$.

6.3.5 Connectors

External DC connectors shall fulfil the requirements of IEC 62852, and additional requirements in 6.5.2.2. Connectors shall be marked in accordance with 6.2.2.

6.3.6 Junction boxes

Junction boxes for PV modules shall fulfil the requirements of IEC 62790 and additional requirements in 6.5.2.2.3.

Module level testing after installation and termination of the ribbons is required to validate adhesion/connection of the junction box to the module and minimum clearance and creepage distances.

6.3.7 Frontsheets and backsheets

Polymeric frontsheets and backsheets shall fulfil the requirements of IEC 62788-2-1. Each shall be designated as a frontsheet or backsheet based on the testing requirements. Backsheets are restricted for use with indirect or limited direct sunlight equal to or lower than 300 W/m².

Materials intended for use with prolonged exposure to direct sunlight greater than 300 W/m² shall meet the requirements for frontsheets in IEC 62788-2-1.

Backsheets are qualified to IEC 62788-2-1 according to the UV cut-off of the combination encapsulant and glass used in testing. This cut-off shall be the same or lower than for the combination of the encapsulant and glass used in the module design.

The DTI requirements listed in Table 3 and Table 4 may be fulfilled by single or multiple layers of RUI as described in IEC 62788-2-1.

Adhesion of the frontsheet and backsheet, e.g. to the encapsulant or to the glass, shall be appropriate. Compliance is checked at the module level by passing the IEC 61730-2 test sequences.

6.3.8 Insulation barriers

An insulation barrier shall withstand all relevant mechanical, electrical, thermal, and environmental stresses. In general, a polymeric insulation barrier shall meet the relevant requirements of 6.5.2. It shall be held in place and shall not be adversely affected to the extent that its required electrical and mechanical properties fall below the minimum acceptable values for the application. The removal of the insulation barrier shall only be possible by using a tool. Compliance is checked by passing the IEC 61730-2 test sequence.

6.3.9 Electrical connections

6.3.9.1 General

Electrical connections shall be so designed that contact pressure is not transmitted through insulating material other than ceramic, pure mica, or other material with suitable characteristics, unless there is sufficient resiliency in the metallic parts to compensate for any shrinkage or yielding of the insulating material.

Prevention shall be taken that connections do not become loose, e.g. by using a washer.

Compliance is checked by IEC 61730-2 visual inspection (MST 01), continuity test of equipotential bonding (MST 13) and screw connection test (MST 33), where applicable.

The end of a stranded conductor shall not be consolidated by soft soldering in those places where the conductor is subject to contact pressure, unless the method of clamping is designed in such a way to reduce the likelihood of a bad contact or if the soldered portion is maintained outside the contact area of the connection.

Precautions shall be taken that under operation clamping units or other terminations are not subjected to thermal and mechanical stress that might impair electrical conductivity.

6.3.9.2 Terminals for external cables and PV connector ribbons

Terminals for electrical connections shall be suitable for the type and range of conductor cross-sectional areas according to specification of the manufacturer. They shall meet the requirements of IEC 62790 and additional RTE, RTI, and TI requirements of 6.5.2.2.3.

Insulated terminals shall be designed in such a way to prevent any possible displacement that could result in a reduction of clearances and creepage distances.

6.3.9.3 Splices and connections inside a PV module

Splices and connections inside a PV module other than those for terminals of external cables and PV connector ribbons shall be mechanically secured and shall provide electrical continuity. Electrical connections shall be soldered, welded, conductively adhered, crimped, or otherwise securely connected. A soldered or conductively adhered joint shall be additionally mechanically secured.

Encapsulation is considered as a means of mechanical securement for soldered and conductively adhered electrical connections in a PV module.

6.3.10 Encapsulants

Encapsulants are considered as a part of the laminate. They provide protection against ingress of dust and moisture and compliance with the requirements of IEC 61730-2 shall demonstrate this for pollution degree 2.

Relevant properties and test methods for encapsulants at component level are described in IEC 62788-1 (all parts). They are not required to be tested separately, but shall be evaluated in relation to the application.

Encapsulants in general are considered as functional insulation, and shall have adequate insulation properties to maintain spacings. The technical properties of the encapsulant shall be suitable for the intended application. In particular:

- the rated range of operating temperature shall include the temperature range of the intended application;
- the insulation resistance and the dielectric strength shall be suitable for the intended application.

Compliance is checked by passing the IEC 61730-2 test sequence.

As part of the insulation coordination, some minimum dimensions may be recategorized if the encapsulant has demonstrated properties:

- an assigned material group as determined by the CTI rating according to IEC 60112 (6.6.3.3);
- a flammability rating of at least HB according to IEC 60695-11-10 (6.6.4.4).

6.3.11 Bypass diodes

Bypass diodes shall be rated to withstand the current and voltage for their intended use. Compliance is checked by bypass diode thermal test (MST 25), hot-spot endurance test (MST 22), bypass diode functionality test (MST 07) and visual inspection (MST 01).

6.4 Mechanical and electromechanical connections

6.4.1 General

This subclause 6.4 defines the minimum requirements for mechanical connections providing the mechanical stability of the PV modules (e.g. with a frame) as well as for those connections providing both mechanical and electrical functions (e.g. via equipotential bonding).

Typically found in a PV module are the following mechanical connections:

- connections within a frame;

- PV module mounting interfaces such as frame or backrail to glass, or backsheet via adhesive (silicone, rubber, etc.);
- frame to clamp of a mounting system;
- means for equipotential bonding;
- means for the attachment of junction box to the PV modules (e.g. silicone, tape, etc.); and
- mechanical connections within the laminate.

Mechanical connections shall be able to durably withstand the thermal, mechanical, and environmental stresses occurring in the final application without decreasing the integrity of the connection below safe levels.

Compliance is checked by inspection (MST 01) and during the mechanical load test (MST 34), module breakage test (MST 32), materials creep test (MST 37) and, if applicable, continuity of equipotential bonding test (MST 13). Modules of Class 0 (i.e. for use in restricted access areas) are not required to pass the module breakage test (MST 32).

Individual material requirements are given in 6.5. Parts intended to be removed shall only be detachable with the aid of tools. Lids that are attached without screws shall have one or several detectable features, e.g. recesses, which enable tools to be deployed in order to remove them without damaging the lid or the feature(s). If the lid is removed correctly, the tool shall not come into contact with the live parts.

For mechanical connections, friction between surfaces on its own, such as simple spring pressure, is not acceptable as the sole means to prevent the turning or the loosening of a part.

Physical properties or constructions that provide an interference or a form fit to prevent any unintended movement or any rotation of the component comply with this requirement.

6.4.2 Screw connections

If the failure of a screw and/or of a mechanical connection can cause the PV module to become unsafe, such screws and mechanical connections shall withstand the mechanical stresses occurring in normal use. Screws shall not be made of a material that is soft or liable to creep.

EXAMPLE 1 Zinc and some grades of aluminium are soft materials.

Screws operated for maintenance purposes shall not be made of insulating material if their replacement by a metal screw could impair supplementary or reinforced insulation.

Screws used to provide mechanical stability and continuity for equipotential bonding, e.g. fixing screws in frames and other components, shall comply with the requirement in the first paragraph of 6.4.2. At least one screw per electrical mechanical connection shall ensure the electrical connection between the metallic components.

Compliance is checked by inspection (MST 01) and by test for general screw connection (MST 33a).

Screws used for mechanical and electrical connections with a nominal diameter of less than 3 mm shall screw into metal.

For screws used for mechanical and electrical connections, two full threads shall engage into the metal.

Screwed and other fixed connections between different parts of the PV module shall be made in such a way that they do not come loose through torsion, bending stresses, vibration, etc., as it could occur in normal use.

EXAMPLE 2 Soldering, welding, lock nuts and setscrews are means for preventing the loosening of connections.

Compliance is checked by inspection (MST 01) and by test for locking screws (MST 33b).

6.4.3 Rivets

Rivets that have the double function of being concurrently electrical and mechanical connections shall be locked against loosening. A noncircular shank or an appropriate notch can be sufficient and therefore they may be used.

6.4.4 Thread-cutting screws

Thread-cutting screws and self-tapping screws shall not be used for the interconnection of current-carrying parts if they are made of metal that is either soft or liable to creep, such as zinc or aluminium.

Thread-forming screws (sheet metal screws) shall not be used for the connection of current-carrying parts, unless they clamp these parts directly in contact with each other and are provided with suitable locking means.

Thread-cutting (self-tapping) screws shall not be used for the connection of current-carrying parts, unless they generate a full form standard machine screw thread. However, screws of the latter type shall not be used if they are likely to be operated by the user or by the installer.

Thread-cutting and thread-forming screws, used to provide continuity for equipotential bonding, shall be such that it is not necessary to disturb the connection in normal use.

For equipotential bonding, one screw is permitted if two full threads engage the metal.

6.4.5 Form/press/tight fit

Form/press/tight fits of metallic components not separately equipotentially bonded shall be electrically connected.

EXAMPLE Corner joints in metallic frames are typical connections that are not separately equipotentially bonded.

Compliance is checked by inspection (MST 01), module breakage test (MST 32), static mechanical load test (MST 34) and test of continuity of equipotential bonding (MST 13) carried out before and after the MST 32 and MST 34 tests.

6.4.6 Connections by adhesives

Typical connections by adhesives that are made during the module production and are subject of 6.4.6 are used for:

- mounting of junction box;
- mounting of backrails or frames;
- fixing of backsheet and/or frontsheet to edge seals;
- fixing of backsheet and/or frontsheet to the encapsulant;
- fixing of the module to a substrate relied upon for mounting;
- etc.

For flexible modules, the modules shall be mounted in accordance with the manufacturer's documentation with prescribed substrate and adhesive/mounting means during testing. If the manufacturer's specified application allows mounting in a rigid or flexible mounting condition, testing shall be done on the worst case condition. The specific substrate(s) that was (were) adhered to the module in the tests shall be noted in the documentation.

Compliance is checked by tests of IEC 61730-2:2023, Figure 1.

Adhesion of a polymer relied upon for insulation to another insulating layer shall be appropriate for the application.

If the connection by adhesive is to be considered as cemented joint, the requirements according to 6.6.4.3 shall be applied.

6.4.7 Other connections

Other connections such as, for example, welded or soldered, shall be investigated by visual inspection (MST 01).

Other connections that are relied upon for equipotential bonding shall be checked with test of continuity of equipotential bonding (MST 13).

Materials and processes for creating the connections shall be appropriate for the intended use.

NOTE Further guidance on checking soldered connections can be found in IEC 61191-1.

6.5 Materials

6.5.1 General

This subclause 6.5 defines requirements for materials used in a PV module. General compliance is checked with tests in accordance with IEC 61730-2.

The choice of materials is not limited to the materials listed in this subclause 6.5. Non-conductive materials like glass or ceramic materials can also be used as insulating materials. For dimensioning purposes, any non-conductive material may be considered as an insulator whereas compliance to requirements of 6.6 shall be followed.

6.5.2 Polymeric materials

6.5.2.1 General

Polymeric materials shall be able to durably and safely withstand the electrical, mechanical, thermal, environmental and corrosive stresses occurring in the application, and shall be resistant to electrical and mechanical property degradation.

Subclauses 6.5.2.2 to 6.5.2.4 describe general requirements and test methods. For several components, methods for meeting these requirements are given in individual International Standards. For PV modules to qualify to this document, those components shall be evaluated by the methods and meet the requirements described in the applicable documents on the component level, namely:

- IEC 62788-2-1 for frontsheets and backsheets;
- IEC 62790 for junction-boxes for PV modules;
- IEC 62852 for connectors for DC-application in PV systems;
- IEC 62930 (or EN 50618 for type 131) for electric cables for PV systems.

6.5.2.2 Polymeric materials used as electrical insulation

6.5.2.2.1 General

Polymeric materials can serve multiple insulation functions, e.g. as insulation to external parts and insulation between:

- internal live parts and accessible conductive parts;

- live parts and accessible surfaces;
- internal live parts at different potential.

An insulation material that serves more than one function shall comply with all applicable requirements. In case of multiple similar requirements, the most stringent requirement applies.

A material which serves as functional insulation shall be appropriate according to 6.6.4.4. A material relied upon for insulation in thin layers shall be appropriate for the application according to 6.6.4.2. Each insulation material shall be evaluated in the thinnest significant thickness used for the specific application.

Insulation shall not be impaired by short-term or long-term thermal stresses that can occur in manufacturing processes, transportation, and during normal operation, by electrical stress and weathering to an extent that it does not comply with the requirements in this document.

6.5.2.2.2 Endurance to electrical stress

Materials used as electrical insulation shall withstand electrical stresses which occur in the application.

Materials relied upon for insulation (RUI) shall have sufficient breakdown strength and shall comply with 6.6.4.2.

The test method for frontsheets and backsheets is described in IEC TS 62788-2. For other polymeric insulating materials not listed in 6.5.2, refer to IEC 60243-1 and IEC 60243-2.

A polymeric material which is part of a potential tracking path shall be resistant to surface tracking, in coordination with the design dimensions in 6.6.3.

- If pollution degree 1 is demonstrated, the micro-environment is such that material groups are not relevant.
- For higher pollution degrees, minimum creepage distances are determined based on the material groups based on a CTI rating according to IEC 60112. For polymeric insulating materials without a CTI rating, 150 % of the material group III creepage distance is applied. For frontsheets or backsheets, the lamination protrusion test of IEC 62788-2-1 is used to establish the layers for which a material group (or lack of) is used to establish the minimum creepage in 6.6.3.3.

Additionally, the following PV module tests in IEC 61730-2 apply:

- insulation test (MST 16) before and after preconditioning;
- wet leakage current test (MST 17);
- impulse voltage test (MST 14).

6.5.2.2.3 Endurance to thermal stress – RTE (RTI) or TI (mechanical/electrical)

Materials used as RUI shall have a minimum RTE, RTI or TI in accordance with IEC 60216-5 or IEC 60216-1 of at least 90 °C. To ensure that the electrical and mechanical properties are provided through the expected lifetime, the TI and RTE (RTI) values shall be evaluated as mechanical and electrical properties according to IEC 60216-2.

Relevant RTI values evaluated in accordance with UL 746B are allowed as an alternative to RTE.

6.5.2.2.4 Endurance to environmental stress

Polymeric materials shall be durable to environmental stresses occurring in the application.

Accelerated ageing is used to verify the ability of the material to withstand simulated environmental stresses, including heat, moisture, and UV radiation. The material's endurance shall be checked by compliance with IEC 61730-2 at module level. Components shall comply with the requirements in the individual applicable International Standards.

Ageing tests are typically combined with visual inspection as well as with material tests before and after exposure to specific stress factors, in order to assess changes of mechanical and electrical material characteristics giving rise to safety hazards.

6.5.2.3 Flammability

PV modules can be exposed to external fire conditions during their lifetime. Therefore, they shall be tested for their fire resistance against exposure to a fire source originating from outside the PV module. Such a source can include the building on which the PV modules are installed or into which they are integrated; the fire source can also originate from an adjacent building. Fire-resistance requirements for a PV module intended for building applications are defined in local or national building codes.

BAPV and BIPV are subject to specific fire-related safety requirements originating from national building codes. Fundamental requirements for fire safety are not yet internationally harmonized. It is therefore not possible to define general requirements on this topic in this document.

EXAMPLE BIPV and BAPV can serve as roof covering materials, elements for building integration or that are mounted on buildings.

External polymeric parts of the PV module whose deterioration could impair the safety shall comply with all the following additional requirements:

- minimum flammability class: V-1 according to IEC 60695-11-10, for all external polymeric parts with the exception of insulation in thin layers (those are covered only by MST 24);
- ignitability test (MST 24) in the final application (either at level of laminate or PV module);
- polymeric parts which are not components of the laminate whose deterioration could impair the safety of the PV module are evaluated with the module level ignitability test MST 24.

NOTE Such parts can also be subject to additional local code requirements.

For polymeric materials between two parts of different potential, internal spacings may be recategorized as described in 6.6.4.4 if either the encapsulant(s) have a minimum of HB in the flammability test according to IEC 60695-11-10, or a method to verify spacings is established in the production process.

6.5.2.4 Rigid polymeric materials used for mechanical functions

Rigid polymeric materials used for mechanical functions (e.g. polymeric frame, integrated brackets, back rail) shall pass tests as described below.

- 1) Mechanical strength at lower temperatures, IEC 62790:2020, 5.3.8 followed by MST 01 (visual inspection) of IEC 61730-2.
- 2) Weather resistance test, IEC 62790:2020, 5.3.11 followed by MST 01 (visual inspection) of IEC 61730-2.
- 3) Flammability class, IEC 60695-11-10 (minimum V-1).
- 4) Ball pressure test, IEC 60695-10-2 (90 °C, < 2 mm diameter).
- 5) RTI/RTE/TI (≥ 90 °C), IEC 60216-5 (mechanical parts only), IEC 60216-6 (mechanical parts only), UL 746B (mechanical only with impact).

6.5.3 Metallic materials

6.5.3.1 General

Metallic components in PV modules shall be designed to withstand a minimum corrosion atmospheric category level C2 as specified in Table B.1 in ISO 9224:2012, Annex B. Higher levels (C3 or C4) of protection against corrosion can be necessary depending on the location where the PV modules are installed.

In accordance with IEC 60950-1, metallic parts designed for applications in climates with wet or humid conditions shall not be in contact with other metallic parts if their electrochemical potentials differ more than 600 mV. Electrochemical potential differences larger than this limit are allowed only if the contact points between the different metallic materials are designed to remain dry. The material combinations listed in Table J.1 of IEC 60950-1:2005 serve as guideline to determine generic electrochemical potentials between two materials. Electrochemical potentials have to be considered for each specific materials pair.

Iron or mild steel as a part of the product shall be plated, painted, or enamelled for protection against corrosion. The minimum corrosion protection shall be at least equivalent to that ensured by a zinc coating of 0,015 mm thickness. Simple sheared or cut edges and punched holes as features in protected metallic parts are not required to be additionally protected, provided that a possible corrosion of these features does not impair the mechanical bonding, mounting or structural performance of the PV module.

Compliance is checked by inspection (MST 01).

6.5.3.2 Current-carrying parts

Under normal operation, current-carrying parts shall have a sufficient mechanical strength and electrical conductivity. If environmental conditions can cause corrosion, current-carrying materials (metal, polymeric based, etc.) shall be protected against corrosion, e.g. by coating.

In case of current-carrying parts consisting of metal coated for protection against corrosion, the coating shall be capable of preventing corrosion according to either one of ISO 1456, ISO 1461, ISO 2081, or ISO 2093. If the current-carrying parts can be stressed by abrasion, coated metallic parts are not allowed.

Other materials shall be protected accordingly.

6.5.4 Adhesives

Adhesives shall be appropriate for the application. Compliance is checked by relevant tests of IEC 61730-2, including lap shear strength test (MST 36), peel test (MST 35), robustness of terminations test (MST 42), mechanical load test (MST 34), and visual inspection (MST 01), accessibility test (MST 11), wet leakage current test (MST 17) pre- and post-test sequences, where applicable.

If an adhesive is relied upon for insulation (RUI) it shall additionally meet the requirements of 6.5.2.2.3

6.6 Protection against electric shock

6.6.1 General

PV modules shall be provided with adequate protection against contact with hazardous live parts and shall pose no risk of electric shock.

6.6.2 Protection against accessibility to hazardous live parts

6.6.2.1 General

PV modules shall be constructed to provide adequate protection against accessibility to hazardous live parts ($> 35 \text{ V DC}$).

For Class 0 PV modules, accessible parts shall be separated from hazardous live parts by at least basic insulation.

Class II PV modules shall be so constructed and enclosed that only parts separated from hazardous live parts by double or reinforced insulation are accessible.

In Class III PV modules live parts are not considered as hazardous, so a separation from accessible parts is not needed. To ensure sufficient functionality and protection against hazardous lighting arc, live parts of different polarity shall be separated by at least functional insulation.

Compliance is checked by visual inspection (MST 01) and by accessibility test (MST 11).

Polymeric materials used for realizing protection against accessibility of hazardous live parts by means of enclosure, insulation barrier or RUI shall comply with the requirements of 6.5.2.

6.6.2.2 Protection by means of enclosures and insulation barriers

Enclosures or insulation barriers shall be so designed that, after mounting, the live parts are not accessible. This requirement shall be fulfilled even if there is any deformation of the housing and/or cover as a result of mechanical and thermal stress, which can occur during normal use. Furthermore, the degree of protection of the housing shall not be impaired by this possible deformation.

Parts of enclosures and insulation barriers that provide protection in accordance with these requirements shall not be removable without the use of a tool. Lids attached without screws shall have one or several detectable features, e.g. recesses, which enable tools to be deployed in order to remove them. If the lid is removed correctly, the tool shall not come into contact with the live parts.

An insulation barrier shall be held in place and shall not be adversely affected by influences expected during normal operation to the extent that its necessary electrical and mechanical properties fall below the minimum acceptable values for the application.

Parts shall be prevented from loosening or turning, if such loosening or turning can result in a risk of fire, electric shock, or personal injury.

6.6.2.3 Protection by means of insulation of live parts

An insulation material providing the sole insulation between a live part and an accessible metallic part, or between uninsulated live parts not at the same potential, shall be of adequate thickness and of a material appropriate for the application.

Any conductive part, which is not separated by at least basic insulation from parts that can operate at a potential above 35 V DC , is considered to be a live part. A metallic accessible part is considered to be conductive if its surface is bare or is covered by an insulating layer that does not comply with the requirements of basic insulation.

An overview of the required insulation is given in Table 2, based on IEC 61140.

Table 2 – Required type of insulation

Protection class (from IEC 61140)	Protection required against direct contact	Insulation between live parts and accessible metal parts	Insulation between live parts and accessible surfaces	Insulation between live parts of different potential inside a PV module
Class 0	Yes	B	B	F
Class II	Yes	R	R	F
Class III	No	F	F	F
F: functional insulation. B: basic insulation. R: reinforced insulation or double insulation.				

The insulation type designation can impose coordinated material and spacing requirements, as described in 6.6.3.

Neighbouring solar cells connected in series have no special insulation requirements if the maximum power dissipation between two neighbouring cells is less than 15 W (based on solar cell rating).

NOTE For a typical c-Si cell with an open-circuit voltage of ~0,7 V and short-circuit current ~9,0 A, the above criterion is met (6,3 W).

6.6.3 Insulation coordination

6.6.3.1 General

For purposes of insulation coordination, spacing of live parts and materials selection are interrelated and shall be considered in coordination with each other.

IEC 60664-1 is the reference document for evaluating the minimum required values and for measuring existing clearances and creepage distances and provides the general requirements of insulation coordination used in this document. Further requirements and an explanation of how the requirements in this document were derived are provided in Annex B.

The requirements for clearance and creepage distances are given in the top portions of Table 3 for Class II modules, and Table 4 for Class 0 modules.

For Class III modules (system voltage ≤ 35 V), insulation coordination requires at least functional insulation between live parts of different potential within the PV module, with the values for creepage distance and clearance from Table 4. DTI is not required.

Further details are provided in the following clauses on influencing factors such as pollution degree, material group, creepage distance, and clearance. Examples of specific use cases are given in Annex C.

The requirements listed here for clearances and creepage distances do not apply to the inherent dimensions within specified components.

Independent from the inherent dimensions within the module and specified components, the requirements for insulation coordination shall also be fulfilled after mounting and termination of the components. So, it shall be verified that after the junction box is mounted the ribbons are routed such that the distances between the ribbons and the outer accessible surface meet the minimum spacing requirements. In the case of a backsheet containing an aluminium layer, clearance and creepage distance between the backsheet and the ribbons shall be met (see Figure C.8).

Table 3 – Minimum clearances (cl), creepage distances (cr) and distances through solid insulation for Class II PV modules

Voltages ^{b, c}		≤ 35 V DC ^e			100 V DC			150 V DC			300 V DC			600 V DC			1 000 V DC			1 500 V DC					
Pollution degree		cl	cr		cl	cr		cl	cr		cl	cr		cl	cr		cl	cr		cl	cr				
		Material groups																							
		I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III			
Clearances ^{a, b} and creepage ^g distances (mm)																									
1) Double/Reinforced Insulation ^f	1		0,4		1,5	0,5		3,0	0,6		1,4		3,4		14,0	6,4		10,4							
	2	0,5	1,2	1,7		2,4	1,4		2,0	2,8	1,6	2,2	3,1	3,0		4,2	6,0	8,0	6,1	8,6	12,0	10,0	14,2	20,0	19,4
2) Basic/Functional Insulation:	1	0,1	0,2		0,5	0,3		1,5	0,3		0,7		1,7		8,0	3,2		5,2							
	2	0,2	0,6	1,0		1,2	0,7		1,0	1,4	0,8	1,1	1,6	3,0		1,5	2,1	3,0	5,5	3,0	4,3	6,0	5,0	7,1	10,0
Distances through materials (mm), according to voltages																									
3) DTFI – Functional Insulation: distance between live parts of different potential (one encapsulant, see Figure C.3)																									
a) no additional test	0,2	0,5		1,5		3,0		5,5		8,0		11,0													
		0,3		0,3		0,7		1,7		3,2		5,2													
4) Thin films (DTI)		0,03	0,03		0,03		0,03		0,06		0,15		0,3												
5) Cemented joints		0,2	0,3		0,5		1,0		1,5		2,0		3,5												

- a If a measured clearance between internal live parts and outer accessible surfaces is less than the minimum value (but greater than or equal to the creepage distance), the insulation test and impulse voltage test of IEC 61730-2 MST 57 shall verify that the distance is adequate
- b The relevant voltage which is applicable is the system voltage, except for line 2). For voltages at intermediate values, interpolation may be used.
- c For line 2) this is intended for the case with two different encapsulants. The working voltage between parts of different potential at STC is relevant; for bifacial modules, use aBSI.
- d If a measured clearance between live parts of different potential is less than the minimum value (but greater than or equal to the creepage distance), the insulation test of MST 57 shall verify that the distance is adequate and fire hazard shall be mitigated.
- e For designs where the working voltage is below 20 V, values directly from IEC 60664-1 may be applied.
- f For line 1) in the case where double insulation comes from multiple portions of tracking paths (different material groups or pollution degrees), the spacing for each tracking path shall fulfil the requirements of basic insulation according to line 1) of Table 4.
- g If a material group has not been defined, the minimum creepage value is 150 % of the value for material group III (pollution degree 2 only).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61730-1:2023

Table 4 – Minimum clearances (cl), creepage distances (cr) and distances through solid insulation for Class 0 PV modules

Voltages ^b :		≤ 35 V DC ^e		100 V DC		150 V DC		300 V DC		600 V DC		1 000 V DC		1 500 V DC														
Pollution degree		cl	cr	cl	cr	cl	cr	cl	cr	cl	cr	cl	cr	cl	cr													
		I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III												
		Clearances ^{a,b} and creepage ^c distances (mm)																										
1) Basic Insulation: Distance between internal live parts and outer accessible surfaces ^a	1	0,1	0,2	0,3		0,3		0,7		1,7		3,2		5,2														
	2	0,2	0,6	1,0	1,2	0,5	0,7	1,0	1,4	1,5	0,8	1,1	1,6	3,0	1,5	2,1	3,0	5,5	3,0	4,3	6,0	8,0	5,0	7,1	10,0	11,0	7,5	10,4
OR																												
2) Distance between live parts of different potential inside a PV module ^{c,d}	1	0,1	0,2	0,3		0,3		0,7		1,7		3,2		5,2														
	2	0,2	0,6	1,0	1,2	0,5	0,7	1,0	1,4	1,5	0,8	1,1	1,6	3,0	1,5	2,1	3,0	5,5	3,0	4,3	6,0	8,0	5,0	7,1	10,0	11,0	7,5	10,4
Distances through materials (mm), according to voltages																												
3) DTFI – Functional Insulation: distance between live parts of different potential (one encapsulant, see Figure C.3)																												
a) No additional test	0,2		0,5	1,5	3,0	5,5	8,0	11,0																				
b) With additional tests (6.6.4.4)	0,2		0,3	0,3	0,7	1,7	3,2	5,2																				
4) Thin films (DTI)	not applicable		0,03	0,03	0,03	0,06	0,15	0,3																				
5) Cemented joints	not applicable		0,2	0,25	0,5	0,7	1,0	1,7	3,2	5,2	8,0	11,0																

- a If a measured clearance between internal live parts and outer accessible surfaces is less than the minimum value (but greater than or equal to the creepage distance), the insulation test and impulse voltage test of IEC 61730-2 MST 57 shall verify that the distance is adequate.
- b The relevant voltage which is applicable is the system voltage, except for line 2). For voltages at intermediate values, interpolation may be used.
- c For line 2) the working voltage between parts of different potential at STC is relevant; for bifacial modules, use aBSI.
- d If a measured clearance between live parts of different potential is less than the minimum value (but greater than or equal to the creepage distance), the insulation test of MST 57 shall verify that the distance is adequate and fire hazard shall be mitigated.
- e For designs where the working voltage is below 20 V, values directly from IEC 60664-1 may be applied.
- g If a material group has not been assigned, the minimum creepage value is 150 % of the value for material group III (pollution degree 2 only).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61730-1:2023

6.6.3.2 Influencing factors

6.6.3.2.1 Pollution degree

In general, according to IEC 60664-1, the macro environment for a PV module as a whole is considered to be pollution degree 3, and with the minimum protection against ingress of water and dust equivalent to IP55 as defined by IEC 60529, the micro-environment for evaluation of the minimum creepage distances and clearances within a PV module may be considered as pollution degree 2. Compliance to the minimum requirements of IEC 61730-2 is sufficient to demonstrate this.

No ingress of dust and/or moisture during the manufacturing processes shall impair the insulation properties. Conditions for pollution degree 1 may be applied if additional requirements are met according to IEC 61730-2, test sequence B.1. Additionally, precautions shall be taken to prevent occurrence of voids within the encapsulant which might reduce the insulation properties.

With regard to defining requirements for cr and cl in Table 3 and Table 4,

- conditions for pollution degree 2 apply if the minimum requirements of IEC 61730-2 are met;
- conditions for pollution degree 1 may be applied if additional requirements are met according to IEC 61730-2, test sequence B.1.

Inside the enclosure (behind the gasket, where IP55 is provided) of an approved junction box pollution degree 2 applies. In case potting material is used to reduce the pollution degree to pollution degree 1, the requirements of IEC 61730-2 shall be fulfilled.

6.6.3.2.2 Material group

Polymeric insulating materials that can be part of a tracking path may be categorized into a material group using IEC 60112 for evaluation of the minimum creepage distances. In this document, material groups IIIa and IIIb are combined into one material group III.

The requirements for creepage distances do not apply to interfaces demonstrated to be cemented joints as in 6.6.4.3.

6.6.3.3 Creepage distance

Minimum values for creepage distance are provided in Table 3 and Table 4 for applicable voltages, material groups, and pollution degrees.

The values for pollution degree 2 shall be applied. If the additional requirements from IEC 61730-2, test sequence B.1 are met, then the requirements for pollution degree 1 can be used.

For a tracking path between two materials belonging to different material groups, or if the material groups differ among the various parts involved in the creepage distance measurement, the higher material group shall be considered to establish minimum creepage distances. The lamination protrusion test in IEC 62788-2-1 may be used to determine which materials are evaluated. For pollution degree 1, a material group designation is not required.

The relevant voltage for distances between internal live parts and outer accessible surfaces will be the system voltage (line 1 of Table 3 and Table 4). For distances between live parts at different potential inside a PV module (line 2 of Table 3 and Table 4), the working open-circuit voltage (V_{OC}) at STC is relevant. The voltage difference will depend on the location within the cell string, and the voltage from the worst case within the PV module is selected.

For the purpose of determining a clearance or a creepage distance from conductive parts to accessible parts, the accessible surface of an insulating enclosure shall be considered as if it were conductive, i.e. as if it were covered by a metal foil wherever it can be accessed by the standard test finger according to Figure 2, test probe B of IEC 61032:1997. These distances shall be adequately dimensioned in relation to the relevant system voltage.

Compliance is checked by test MST 57 of IEC 61730-2.

For junction boxes, the following is applicable after installation and termination of the ribbons.

- Minimum creepage distance requirements between live parts of different potential inside the junction box shall be verified to be dimensioned according to Table 3 and Table 4 related to the relevant working voltage considering pollution degree 2, or pollution degree 1 if so verified by testing in IEC 61730-2.

Examples are given in Figure C.9 and Figure C.10.

6.6.3.4 Clearance

Clearance values shall be met for air gaps between conductive parts. Additionally, clearance values shall be considered for interfaces which could potentially separate during the service life and provide an air gap, and shall be applied unless the requirements for a cemented joint are met (6.6.4.3).

A clearance value lower than the listed required value in Table 3 or Table 4 may be accepted if the module passes the impulse voltage test followed by the insulation test. The clearance value cannot be reduced below the associated creepage distance.

This is not applicable for the attached components which have to comply with their relevant standards.

The clearance values in Table 3 and Table 4 are appropriate for PV modules to be used at altitudes up to and including 2 000 m above sea level. If PV modules and all the equipment are rated to operate at an altitude higher than 2 000 m above sea level, clearances between live parts of different potential inside the module and between live parts and outer accessible parts when air separates the parts (such as connectors and junction boxes without potting) shall be multiplied by the applicable factor as listed in Table 5.

Compliance is checked by test MST 57 of IEC 61730-2.

For junction boxes the following is applicable after installation and termination of the ribbons.

- Minimum clearance distance requirements between live parts of different potential inside the junction box shall be verified to be dimensioned according to Table 3 and Table 4 related to the relevant working voltage.

Examples for specific use are given in Figure C.9 and Figure C.10.

Table 5 – Multiplication factors for clearances of equipment rated for operation at altitudes greater than 2 000 m above sea level

Rated operating altitude (m)	Multiplication factor
Up to 2 000	1,00
2 001 to 3 000	1,14
3 001 to 4 000	1,29
4 001 to 5 000	1,48
5 001 to 6 000	1,70
6 001 to 7 000	1,95

Illustrative examples are provided in Annex B.

6.6.4 Distance through functional and relied upon insulation

6.6.4.1 General

The properties of materials used for electrical insulation are defined in 6.5.2.2. This includes materials relied upon for insulation in thin layers (6.6.4.2) and cemented joints. The latter are combinations of RUI layers where the interface has been demonstrated to be cemented (6.6.4.3).

Functional insulation, e.g. an encapsulant, is considered for use between two conductive parts. Requirements for materials used as functional insulation are described in 6.6.4.4.

6.6.4.2 Thin layers – relied upon insulation

For insulation made of glass or other ceramic materials, no additional requirements apply.

Design requirements for frontsheets and backsheets are defined in IEC 62788-2-1.

For other materials which are used as relied upon insulation, the thickness shall be verified by insulation thickness test (MST 04) in the final application. To ensure that the protection against electric shock is still provided in case of cutting stress, the insulation test (MST 16) shall be performed after cut susceptibility test (MST 12).

Components used to provide insulation in thin layers shall meet the following requirements.

Only materials which have been defined as relied upon insulation (RUI) shall contribute to the thickness and dielectric strength requirements for the component; these requirements can be fulfilled with single layer, or a combination of multiple layers as described in IEC 62788-2-1.

The thickness requirement (DTI) of row 4) of Table 3 and Table 4 shall be fulfilled (see Annex C for examples).

The RUI layers contributing to the DTI shall fulfil the following requirements at every location, as applicable to each of the listed cases.

a) For a component with a single-layer construction:

- RTE, RTI, or TI shall comply with 6.5.2.2.3.
- Dielectric strength as defined in Table 2:
Class II (reinforced insulation): 2 000 V + 4 times the system voltage;
Class 0 (functional or basic insulation): 1 000 V + 2 times the system voltage.

- The minimum thickness shall comply with thin-layers requirements in Table 3 or Table 4, as applicable.

b) For a component consisting of multiple layers:

Each layer providing RUI shall meet the following requirements:

- RTI, RTE or TI shall comply with 6.5.2.2.3, and
- one layer shall meet the dielectric strength requirements for reinforced insulation, or
- at least two layers shall each meet the dielectric strength requirements for basic insulation ($1\,000\text{ V} + 2$ times the system voltage).

The full multilayer construction shall meet the following requirements:

- The DTI value is the sum of the individual thicknesses of all materials that are designated as RUI and shall be in compliance with values according to line 4) "DTI" of Table 3 and Table 4. The thickness of any layer which does not meet the RTI/RTE/TI is excluded from the DTI value.
- The dielectric strength of the construction shall be adjusted by taking the percentage of the measured value equal to the percentage of thickness of RUI layers making up the full thickness of the component; this adjusted value shall have appropriate dielectric strength according to Table 2:

Class II (reinforced insulation): $2\,000\text{ V} + 4$ times the system voltage;

Class 0 or III (functional or basic insulation): $1\,000\text{ V} + 2$ times the system voltage.

6.6.4.3 Cemented joints

A cemented joint is comprised of two materials durably adhered to each other, whose adherence is demonstrated by the requirements below. Row 5) "cemented joints" of Table 3 or Table 4 applies (see Annex B for examples).

The layers can be glass or polymeric films. Polymeric materials for cemented insulation parts shall be demonstrated to be relied upon insulation and shall comply with 6.5.2.

For a cemented joint between two rigid parts other than used for junction boxes, the following are requirements shall be fulfilled:

- Visual inspection (applicable parts of MST 01) to verify that there are neither cracks nor voids in the insulating compounds; if present, such cracks or voids, either by themselves or in combination, would reduce the creepage distances through the cemented joint below the required values.
- Insulation test (MST 16) by applying a 1,35 times higher test voltage.
- Wet leakage current test (MST 17) by applying a 1,35 times higher test voltage.
- The electrically insulating adhesive/sealant, if applicable, shall have a volume resistivity greater than $50 \times 10^6\ \Omega\text{ cm}$ (dry) and greater than $10 \times 10^6\ \Omega\text{ cm}$ (wet), with volume resistivity as measured according to IEC 62788-1-2, method A.
- Lap shear test (MST 36) (does not apply to junction boxes).
- For a joint between a rigid part and a flexible part or between two flexible films, the tests shall follow the same list, with exception that the Peel test (MST 35) shall replace the Lap shear test (MST 36).

For a cemented joint between two parts (rigid to rigid or rigid to flexible) used for junction boxes, the following requirements shall be fulfilled:

- Distances through cemented joints at adhesive area of junction box, IEC 61730-2 (MST 57).

6.6.4.4 Distance through functional insulation

Functional insulation, e.g. an encapsulant, may be used between two conductive parts if there is no possibility for tracking (creepage). Properties are established by the basic testing in IEC 61730-2. The minimum distance is listed in Table 3 and Table 4 row 3 for distance through functional insulation, DTFI. This does not apply when two different encapsulants are used (see Figure C.3).

Without further testing, values from line 3) a) of Table 3 and Table 4 apply.

The values in line 3) b) shall be used if the following requirements are met:

The module passes the MST 57 insulation test, and either:

- the encapsulant meets flammability requirements, minimum HB according to IEC 60695-11-10,

or

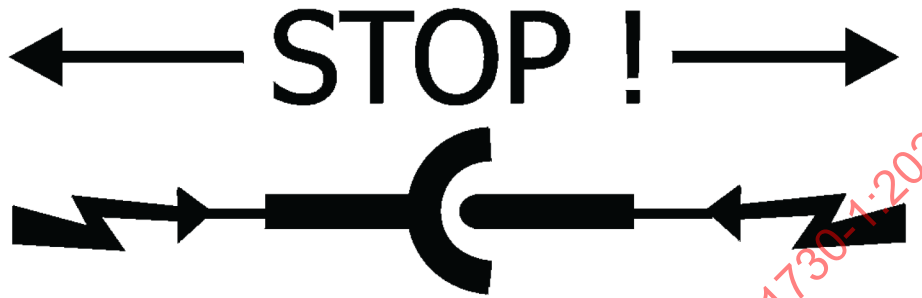
- a method to verify spacings is included in the production process.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61730-1:2023

Annex A
(normative)

Symbol "Do not disconnect under load"

The symbols in Figure A.1 and Figure A.2 may be used to show that a PV connector shall not be disconnected under load.



IEC

Figure A.1 – Symbol "DO NOT DISCONNECT UNDER LOAD"

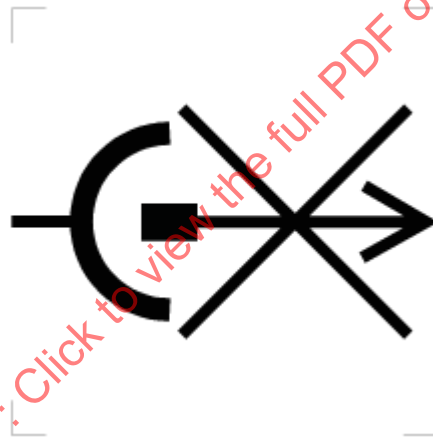


Figure A.2 – Symbol IEC 60417-6070:2011-06: "Do not disconnect under load"

Annex B (normative)

Basis for insulation coordination dimensions

B.1 General

The insulation requirements for PV modules are based on the requirements of the horizontal standards in the IEC 60664 series. These documents specify requirements for clearances, creepage distances and solid insulation for equipment based upon their performance criteria.

Since the relationship between the systems described in the IEC 60664 series and PV systems is very complex, this Annex B provides the background for how the requirements set forth in 6.6.3 and 6.6.4 were derived. Creepage distances and clearances are based on IEC 60664-1:2020. Values for thin layers (DTI) are extracted from IEC 60664-3:2016, Table 1.

Values for the distances through cemented joints are extracted from IEC 61558-1.

B.2 Influencing factors

B.2.1 General

The following factors are considered for the coordination of insulation:

- voltages which can occur in the system (overvoltages);
- voltages generated by devices in the system (system voltage);
- system or working voltages;
- protection for individuals and objects (classes according to IEC 61140);
- environmental conditions (pollution degree); and
- insulation properties (material groups).

B.2.2 Overvoltage category and rated impulse voltage

The overvoltage category is a value which defines a condition concerning the transient overvoltage. Overvoltage category III is applicable for PV modules. This category was used to establish the rated impulse voltage. Values are derived from IEC 60664-1:2020, Table F.1 for overvoltage category III.

In the IEC 61730 series, the rated impulse voltage is used to establish the impulse voltage test level in IEC 61730-2 (MST 14), and the required clearances in IEC 61730-1.

The rated impulse voltage depends on the overvoltage category and the voltage which is applicable for the relevant clearance. The derived values of rated impulse voltages for overvoltage category III, for basic and for reinforced insulation, are shown in Table B.1.

Table 3 and Table 4 of this document consider the rated voltage values of Table B.1 but have been calculated at the relevant voltages.

Table B.1 – Rated impulse voltage

Rated voltage V DC	Rated impulse voltage, U_{ratedIV} kV (1,2/50 μ s)	
	Basic insulation	Reinforced insulation
50	0,8	1,5
100	1,5	2,5
150	2,5	4,0
300	4,0	6,0
600	6,0	8,0
1 000 ^a	8,0	12,0
1 250 ^a	8,0	12,0
1 500	10,0	16,0

NOTE Values are derived from IEC 60664-1:2020, Table F.1 for overvoltage category III.

^a Values for rated voltage of 1 250 V are the same as for 1 000 V.

B.2.3 Working voltage

The relevant voltage will be the system voltage for distances between internal live parts and outer accessible surfaces (line 1 of Table 3 and Table 4). For distances between live parts at different potential inside a PV module (lines 2 and 3 of Table 3 and Table 4), the working open-circuit voltage (V_{OC}) at STC is relevant. The voltage difference will depend on the location within the string, and the worst case within the PV module is selected. Earth faults are not considered as part of the working voltage evaluation.

B.2.4 Pollution degree

Taken from IEC 60664-1:2020, subclause pollution.

The micro-environment determines the effect of pollution on the insulation.

For the purpose of evaluating creepage distances and clearances in PV modules, three degrees of pollution in the micro-environment are considered:

- Pollution degree 1
No pollution or only dry, non-conductive pollution occurs. The pollution has no influence.
- Pollution degree 2
Only non-conductive pollution occurs except that occasionally a temporary conductivity caused by condensation is to be expected.
- Pollution degree 3
Conductive pollution occurs or dry non-conductive pollution occurs, which becomes conductive due to condensation which is to be expected.

The macro-environment shall be taken into account when considering the micro-environment. In general, according to IEC 60664-1, the macro-environment for an entire PV module is considered to be pollution degree 3. The relevant micro-environment can be reduced with appropriate testing.

For distances between internal live parts and outer accessible surfaces, and between live parts of different potential inside a PV module, conditions for pollution degree 2 apply if the basic requirements of IEC 61730-2 are met, as those requirements are sufficient to demonstrate a minimum protection against water and dust of IP55 according to IEC 60529.

If a module passes the tests according to the requirements of IEC 61730-2, test sequence B.1, then pollution degree 1 applies, with the applicable minimum spacing between conductive parts in the interior of the module.

This is not applicable for the attached components which have to comply with their relevant standards

B.2.5 Insulating material – material groups

The test for comparative tracking index (CTI) in accordance with IEC 60112 is designed to compare the performance of various insulating materials under test conditions. It gives a qualitative comparison of the tendency of different insulating materials to form tracks. The values specified are reference values and based on the test voltage of IEC 60112. The test voltage does not relate to any voltage (system voltage, working voltage, etc.) of a PV module or system, but is based on reference materials and the test voltage of IEC 60112.

IEC 60664-1 (and this document) categorizes insulating materials into four groups corresponding to their comparative tracking index (CTI), when tested in accordance with IEC 60112:

Material group I	$CTI \geq 600$
Material group II	$400 \leq CTI < 600$
Material group IIIa	$175 \leq CTI < 400$
Material group IIIb	$100 \leq CTI < 175$

In this document, material groups IIIa and IIIb are combined into one material group III.

B.3 Clearances

The requirements for evaluation of the minimum clearances are based on the general requirements of IEC 60664-1.

The clearance values in Table 3 and Table 4, columns "cl", are based on values in Table B.2,

taken from IEC 60664-1:2020, under the required conditions (pollution degree 1 and 2, and the minimum value from the homogenous field from IEC 60664-1), with consideration of the voltages of Table B.1. Values for reinforced insulation in Table 3 are derived as described in IEC 60664-1:2020.

A clearance value lower than the listed required value in Table 3 or Table 4 may be accepted if the module passes the impulse voltage test followed by the insulation test in MST 57. The clearance value cannot be reduced below the associated creepage distance.

NOTE This concept is reflected in the values for distance through functional insulation (DTFI, B.5.3).

While clearance is defined as the "shortest distance in air between two conductive parts", clearance values shall also be considered if the material and/or interface between the conductive parts has not been demonstrated to be relied upon insulation. For these cases, the clearance value shall be reflected in the design, using the values from Table 3 and Table 4 as a minimum distance, unless additional testing is performed. Altitude corrections are not required where the clearance between conductive parts is through a material other than air.

Table B.2 – Minimum clearances for an inhomogeneous field

Values for the rated impulse voltage, $U_{ratedIV}$ kV (1,2/50 μ s)	Minimum clearances for an inhomogeneous field (mm)		
	Pollution degree		
	1	2	3
0,8	0,1	0,2	0,8
1,5	0,5	0,5	0,8
2,5	1,5	1,5	1,5
4,0	3,0	3,0	3,0
6,0	5,5	5,5	5,5
8,0	8,0	8,0	8,0
12,0	14,0	14,0	14,0
16,0 ^a	19,4	19,4	19,4

^a Values for 16,0 were determined by interpolation.

B.4 Creepage distances

B.4.1 General

The requirements for evaluation of the minimum creepage distances are based on the general requirements of IEC 60664-1. The creepage distances shown in Table 3 and Table 4 have been extracted from IEC 60664-1:2020, Table F.5, for insulation intended to be under voltage stress during a long period of time.

B.4.2 Enclosed parts

"Enclosed parts" in conjunction with this standard can be:

- current carrying parts covered by encapsulation; and
- current carrying parts in junction boxes, covered by potting.

Compliance with relevant requirements according to IEC 61730-2 shall show that parts are enclosed or encapsulated to provide protection against ingress of dust and moisture. It is mandatory that during the manufacturing processes no ingress of dust and/or moisture can impair the insulation properties. Additionally, precautions shall be taken to ensure that voids in the encapsulation or potting will not occur, as these can reduce the insulation properties below the stated requirements.

The creepage distances have to be measured along the surfaces, considering the material groups for the enclosure material and for the encapsulation/potting material. If the material groups differ, the creepage distance shall comply with the requirements for the material with the lowest CTI value (higher material group designation). If compliance has been demonstrated by testing in accordance to IEC 61730-2, sequence B.1, the minimum required creepage distances may be the reduced values as stated for pollution degree 1.

Typically, encapsulation or potting material has only the function to ensure protection against ingress of dust and moisture. It is not considered as part of the relied upon insulation, but in any case, the material shall have adequate insulation properties such that it does not reduce the minimum distances between live parts of different polarity or between live parts and accessible parts.

Externally accessible material shall have adequate properties for resistance against ignition in case of fire according to MST 24.

Requirements for reduction of pollution degree by use of coating or potting inside a junction box are given in Annex B of IEC 62790:2020.

B.5 Distance through insulation

B.5.1 Cemented joints

Two separate materials that have been cemented together, e.g. with an insulating adhesive material, can be considered as a solid insulating material if the adhesive is rated for adhesion to the specific material type, rated for temperature of use, and rated for weathering exposure including water and UV depending on the exposure in the end application.

The adhesive material, if applicable, has to be applied between the parts such that no voids can reduce the insulation distances below the minimum required values. All requirements of subclause 6.6.4.3 have to be fulfilled. In that case neither creepage distances nor clearance have to be measured, but distance through cemented joint is applicable.

As IEC 60664 does not contain references to cemented joints, the values for distances through cemented joints in line 5 of Table 3 and Table 4 have been taken from IEC 61558-1:2017, Table 13.

An example of a specific use case involving a cemented joint is given in Annex C.

B.5.2 Insulation in thin layers (DTI)

Type 2 protection described in IEC 60664-3 is considered to be similar to solid insulation described in IEC 60664-1. The requirements for solid insulation specified in IEC 60664-1 are applicable and the spacings shall be not less than those specified in IEC 60664-3:2020 Table 1. These values apply to basic insulation, supplementary insulation, and reinforced insulation. Relevant values from IEC 60664-3:2020, Table 1 are listed in Table B.3.

Due to concerns with pinholes in thin films as described in IEC 61558-1, the minimum DTI for single layer films is 0,03 mm.

Table B.3 – Minimum spacings for thin layers

Maximum voltage kV	Minimum spacings mm
$\geq 0,4$ and $< 0,5$	0,04
$\geq 0,5$ and $< 0,6$	0,06
$\geq 0,6$ and $< 0,8$	0,1
$\geq 0,8$ and $< 1,0$	0,15
$\geq 1,0$ and $< 1,2$	0,2
$\geq 1,2$ and $\leq 1,5$	0,3

The minimum thickness values are not based on a simple analysis of dielectric strength or endurance to long-term voltage stress, but incorporate variability of the properties of different materials, and concern for long-term reliability. From IEC 60664-1, the following are some points to be considered.

The high electric strength of a material is seldom made use of in practice. In insulation systems, gaps may occur between electrodes and insulation and between different layers of insulation. A number of detrimental influences accumulate over the service life of solid insulation. These follow complex patterns and result in ageing. Therefore, electrical and other stresses (e.g. thermal, environmental) are superimposed and contribute to ageing. There is a general relationship between the thickness of solid insulation and the aforesaid failure mechanisms. By a reduction of the thickness of solid insulation, the field strength is increased and leads to a higher risk of failure. Due to the individual electrical characteristics of the materials, it is not possible to calculate the required thickness of solid insulation.

The concept of insulation coordination may be realized by an appropriate insulation material. The insulation behaviour of the solid insulation is directly affected by its intrinsic material characteristics. Electrical, mechanical, and other stresses which might affect the insulation behaviour over the lifetime of the product shall be considered.

Many stresses can damage insulation and their consequences need to be considered by technical committees.

IEC technical committee 82 determined that while a partial discharge test is offered in IEC 60664-1:2020 for determining stability to voltage stress for AC systems, this test was not an effective measure for a DC system, and was removed as a criterion for relied upon insulation. As this provided a de facto thickness requirement, consideration has subsequently been given to the different stresses, both individually and in sequence, which need to be considered to evaluate long-term durability of insulation.

In the case of PV module laminates, polymeric materials used for relied upon insulation are most commonly put into practical usage as frontsheets and backsheets. These are frequently multilayer materials, including some materials which are RUI, and some which are not, with layers performing different functions. In a typical use case, the outermost layer may offer UV protection to inner layers, including adhesives to hold the layers together, and the core electrical insulation material; both of these could be subject to UV degradation if the outer protective layer is lost by delamination or erosion, both of which have been observed in application. The degradation profiles depend both on the individual materials, and the combination of these individual materials, and brings a great deal of complexity.

As a practical solution to this complex problem, reliability of the materials is verified by a combination of the thickness requirements of Table B.3 with the set of environmental tests in IEC 62788-2-1.

B.5.3 Distance through functional insulation (DTFI)

DTFI refers to the spacing through a non-RUI solid material between two conductive parts within a module. In previous editions of IEC 61730-1, the spacing requirement was determined by the clearance distance. As clearance is defined in 3.4.16 as the "shortest distance in air, between two conductive parts or between a conductive part and an accessible surface", yet no air is apparent, this was a source of confusion which has been addressed in this third edition.

If the material between the conductive parts has not been demonstrated to be relied upon insulation, e.g. an encapsulant, the material cannot be expected to be present for the lifetime of the application, and clearance values shall be considered. Both, the creepage distance and clearance value shall be reflected in the design. The distance for functional insulation (DTFI) in Table 3 and Table 4 is based on the larger of the relevant creepage and clearance values for pollution degree 1.

This situation presents a potential fire hazard if the necessary spacing is not maintained. If mitigation strategies are used, the thickness can be reclassified if additional testing is performed as described in 6.6.4.4.

Annex C (informative)

Specific use cases

C.1 Modules

C.1.1 General

A typical module design will have numerous dimensions which need to be verified with the dimensions described in Table 3 and Table 4. The following categories are included, corresponding to lines 1 to 5 in those tables:

a) Distance between internal live parts and outer accessible surfaces (line 1)

Examples include:

- along the edge of the module laminate, and
- through the front or back surface of a module laminate. The relevant voltage level will be the system voltage.

b) Distance between live parts of different potential inside a PV module (line 2) and distance through functional insulation (DTFI) (line 3)

Examples include:

- between cells within a string,
- between cells and nearby busbar, and
- between two parallel strings within a module. The relevant voltage will depend on position of the current carrying parts inside the cells string and on the cells string length; the worst-case voltage is the open-circuit voltage at STC of the PV module. The spacing can be reduced from the default value with additional testing.

When two layers of the same encapsulant are used to create a fully encapsulated part, DTFI (line 3) applies. If two different types of encapsulant are used, then distance between live parts of different potential (line 2) applies. Examples are provided for both, and also compare the spacing with and without additional testing.

c) Thin films (DTI) (line 4)

DTI is the minimum thickness of RUI layer(s) between a live part and an outer surface. Typical examples include polymeric frontsheets and backsheets, defined by the system voltage. Examples are provided for a multilayer backsheet with a conformable inner layer, and backsheets with an aluminium layer.

d) Cemented joints (line 5)

This applies when both sides of the "joint" are documented as RUI, and additional testing as described in 6.6.4.3 has been performed. An example with a cemented joint incorporating glass and an edge seal is provided, in comparison to a non-cemented joint between glass and edge seal.

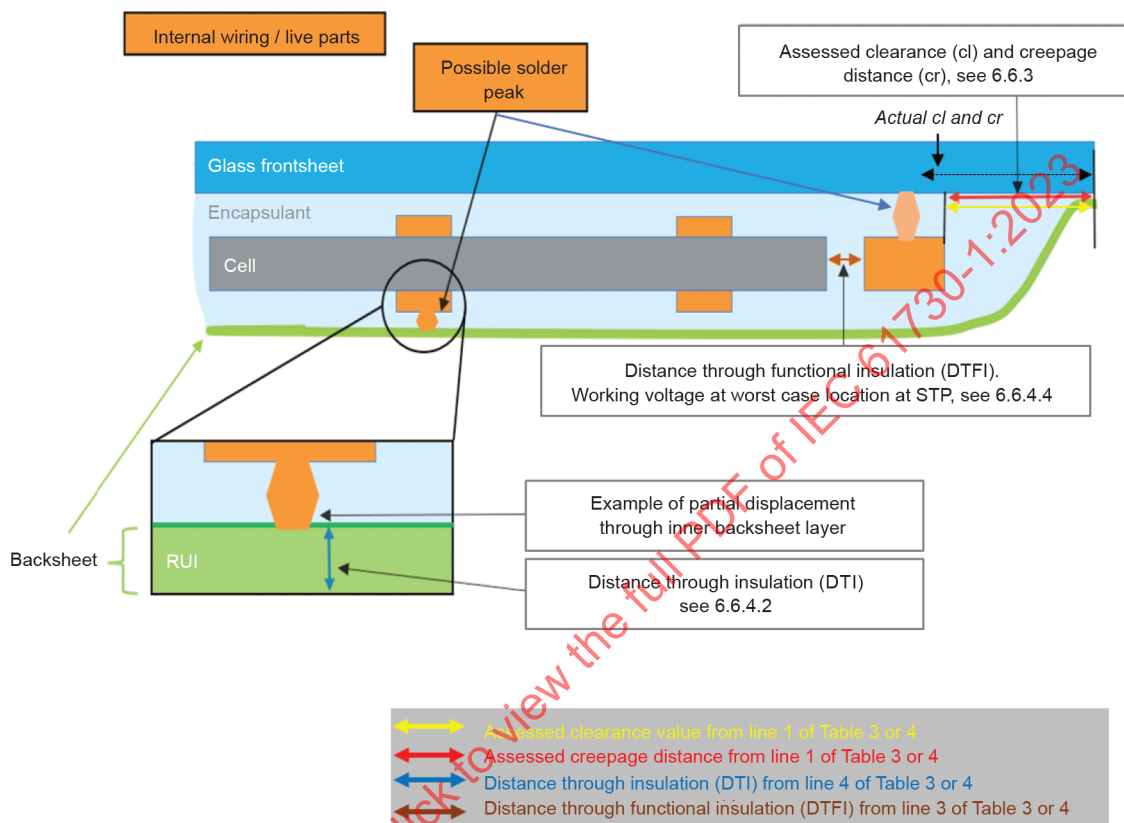
C.1.2 Insulation coordination diagrams

C.1.2.1 General case

Figure C.1 shows the following concepts:

- DTI of a polymeric backsheet with a deformable layer, with partial displacement by a solder peak. Only the material(s) that are not displaced and are documented to be RUI materials may contribute to the designated thickness (details in IEC 62788-2-1).

- Distance between internal live parts and outer accessible surfaces: Clearance and creepage distance from a potential solder peak to the accessible edge of the module. Note the distinction between the "actual" and "assessed" values. The assessed value is taken from the worst-case location, closest to the edge.
- DTFI between parts of different potential with a module. The relevant voltage is taken between two adjacent but unconnected cells at the location of the highest potential difference, at open-circuit voltage at STC.



IEC

Figure C.1 – General case for clearance, creepage distances and DTI

C.1.2.2 Distance between live parts of different potential inside a PV module

The working voltage is relevant, taken between two adjacent but not directly connected cells at the location of the highest potential difference, at open-circuit voltage at STC. Typically, this would be referenced to two non-attached neighbouring cells at the edge of a module (i.e. two ends of a substring), as in Figure C.2.

NOTE Neighbouring solar cells connected in series have no special insulation requirements if the maximum power dissipation between two neighbouring cells is less than 15 W (based on solar cell rating).

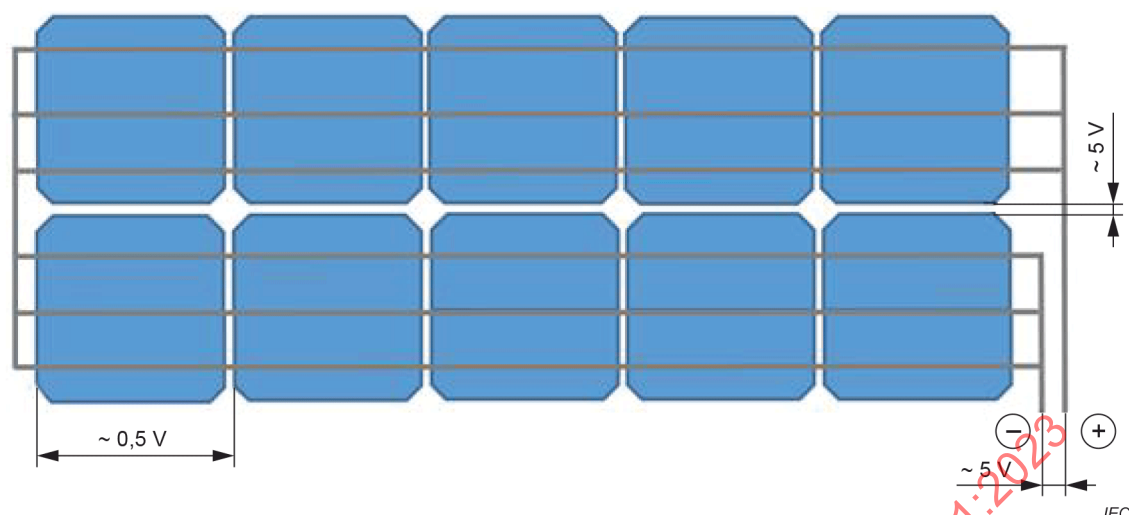


Figure C.2 – Location of highest potential difference within the module

If the maximum power dissipation between two neighbouring cells is greater than 15 W, examples are provided for designs which use two different encapsulants, and for the same encapsulant in both layers. This situation will typically use the values for a working voltage of ≤ 35 V. Values extracted from Table 3 and Table 4 are shown in Table C.1. Illustrative diagrams are shown in Figure C.3.

**Table C.1 – Distance between parts of different potential within a PV module
(values for Class II modules with working voltage of ≤ 35 V)**

	Pollution degree	cl (mm)	cr (mm)			
			material group			
			I	II	III	Not designated
2) Distance between live parts of different potential inside a PV module (Basic/Functional Insulation)	1	0,1	0,2			
	2	0,2	0,6	1,0	1,2	1,8
3) Distance through functional insulation (DTFI)						
a) no additional test	Not applicable	0,2				
b) verified by additional tests						
Values are taken from Table 3 and Table 4.						

In the case of a single encapsulant, DTFI applies. For a working voltage of ≤ 35 V, the minimum DTFI spacing is 0,2 mm (from line 3a). In this case, the spacing cannot be further reduced.

In the case of two different encapsulants, cl and cr requirements apply. If the encapsulants are assigned different material groups, the higher number applies.

For a working voltage of ≤ 35 V, with a pollution degree 2 designation, if the material group is not designated, the minimum clearance and creepage distance values from line 2 are 0,2 mm and 1,8 mm. Minimum spacing is 1,8 mm, based on the larger value.

The minimum creepage value can be reduced by either or both of the following.

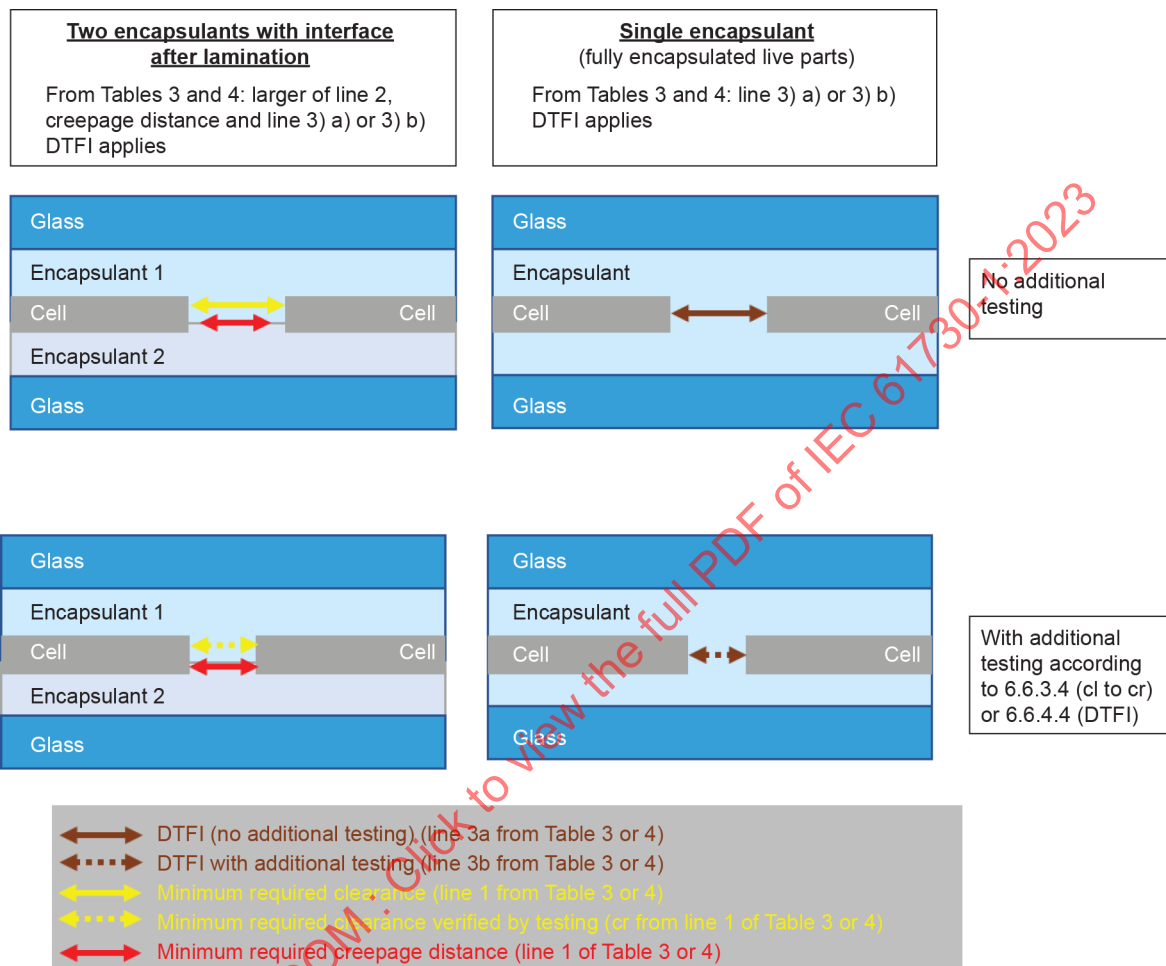
- Assignment of a material group (by CTI test).

Continuing with a pollution degree 2 example, the minimum cr distance is reduced to 1,2 mm with material group III, 1,0 mm with material group of II, and 0,6 mm with material group of I.

- Test sequence B.1 from IEC 61730-2 (designates pollution degree to 1).

With pollution degree 1, the material group is not relevant and the minimum cr distance is 0,2 mm.

For a working voltage of ≤ 35 V, the listed clearance values are less than cr in all cases, so the clearance cannot be reduced.



IEC

Figure C.3 – Examples of spacing requirements between live parts of different potential within a module

C.1.2.3 Spacing between internal live parts and outer accessible surfaces

For a module laminate, this situation applies when an interface is present at the edge of module, e.g. between encapsulant and glass, two layers of encapsulant, or edge seal to glass. Spacing requirements for cr and cl apply unless a cemented joint is demonstrated. Values extracted from Table 3 are shown in Table C.2. Illustrative diagrams are shown in Figure C.4.

**Table C.2 – Spacing between live parts and outer accessible surfaces
(values for Class II modules with rated system voltage of 1 500 V)**

	Pollution degree	cl	cr (mm)			
			material group			
		(mm)	I	II	III	not designated
1) Distance between internal live parts and outer accessible surfaces (reinforced/double insulation for Class II modules)	1	19,4	10,4			
	2		15,0	20,8	30,0	45,0
5) Cemented joint distance		3,5 mm				

When the interface has not been demonstrated to be a cemented joint, the minimum spacing is set by the larger of the clearance and the assessed creepage distance.

Examples are provided in Figure C.4 for module laminates with the space between the live part and the accessible surface containing encapsulant(s) and edge seal. When a single encapsulant is used, the required creepage distance is assessed with the presumption of a potential conductive solder peak at the edge of any conductive material, as shown.

The following is analysis for a Class II module rated to 1 500 V system voltage.

With a pollution degree 2 designation, and no material group designation, the minimum listed cl and cr are 19,4 mm and 45,0 mm, respectively. The larger of cr and cl applies, and the minimum spacing is 45 mm.

The minimum spacing value can be reduced by any or all of the following:

- 1) Assignment of a material group (by CTI test).

Continuing with a pollution degree 2 example:

- a) for material group II and III, the minimum spacing is set by cr, equal to 30 mm for material group III, 20,8 mm for material group II;
- b) for material group I, cr is 15,0 mm, which is below the minimum cl of 19,4 mm; the minimum spacing is based on the cl of 19,4 mm.

- 2) Assignment of pollution degree 1 (test sequence B.1 from IEC 61730-2).

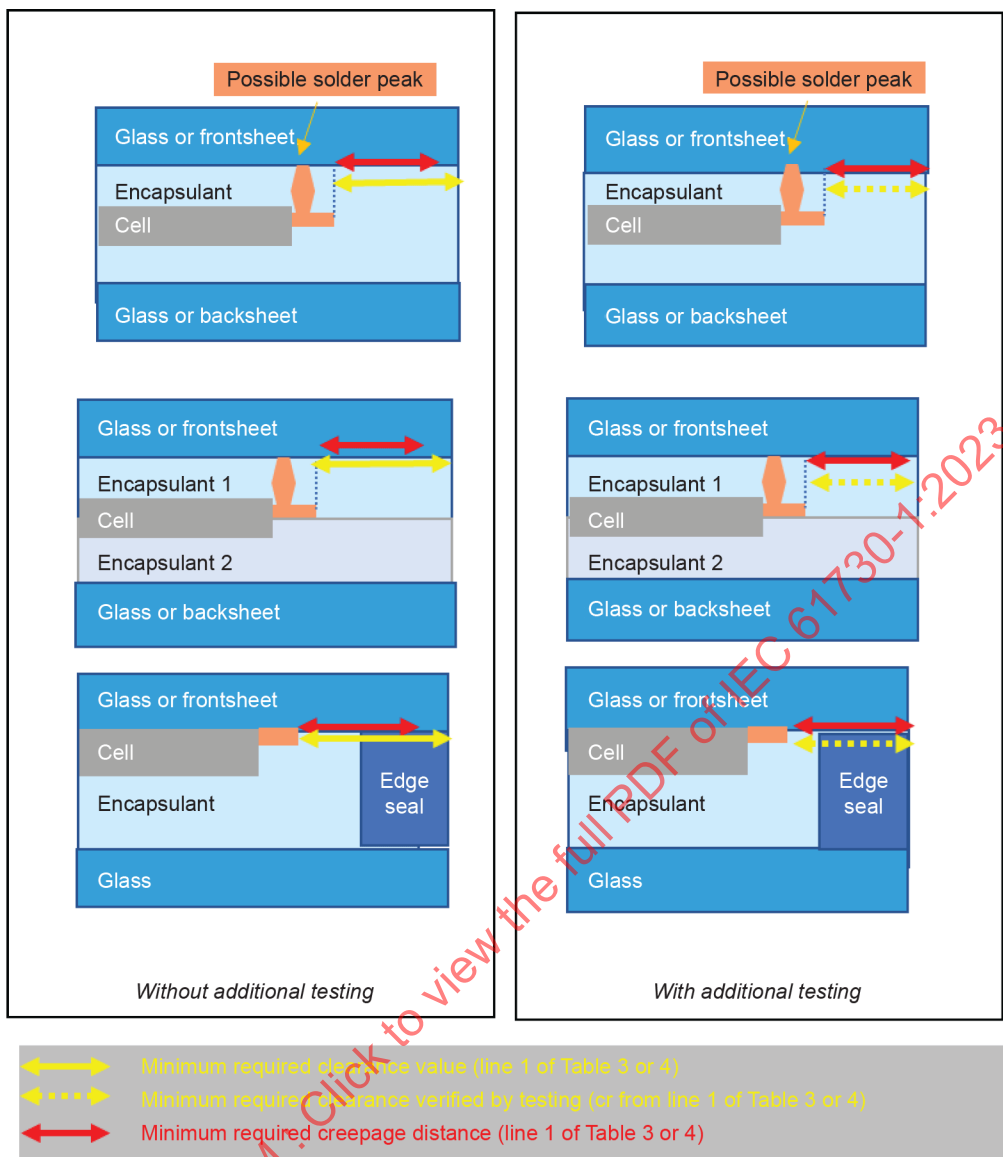
- a) With pollution degree 1, the material group is not relevant and the minimum cr is 10,4 mm; as this is below the value for cl of 19,4 mm, the minimum spacing is based on cl of 19,4 mm.

- 3) Verification of cl by testing.

In the situation where the minimum spacing is determined by cl, the clearance value may be reduced to the creepage distance by passing the impulse voltage test followed by the insulation test (MST 57).

- a) From above example 1b, (pollution degree 2, material group I), the minimum spacing is reduced from 19,4 mm to 15,0 mm.
- b) From above example 2a, (pollution degree 1), the minimum spacing is reduced from 19,4 mm to 10,4 mm.

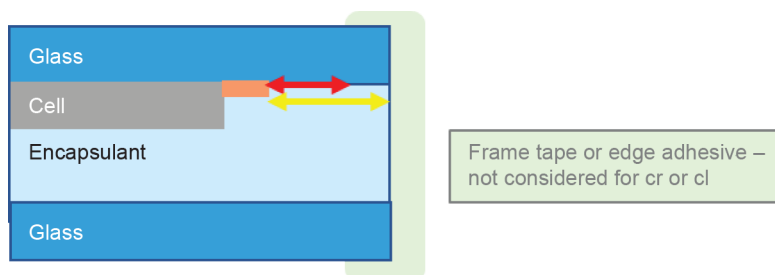
When an edge seal is used at the edge of the laminate, the same logic applies, using the higher material group for encapsulant and edge seal.



IEC

Figure C.4 – Clearance and creepage distance between internal live parts and outer accessible surfaces

Use of a frame tape or edge adhesive is presumed to include air bubbles, and these should not be included in the spacing for clearance and creepage distance (unless demonstrated to be made with a process to exclude bubbles) (Figure C.5).



IEC

Figure C.5 – Effect of frame tape or edge adhesive on clearance and creepage distance

If the interface at the edge as in Figure C.6 is demonstrated to be a cemented joint according to 6.6.4.3 then the only required applicable spacing is in line 5 of Table 3 and Table 4, distance through cemented joint. For Class II modules rated to a system voltage of 1 500 V, this is 3,5 mm.

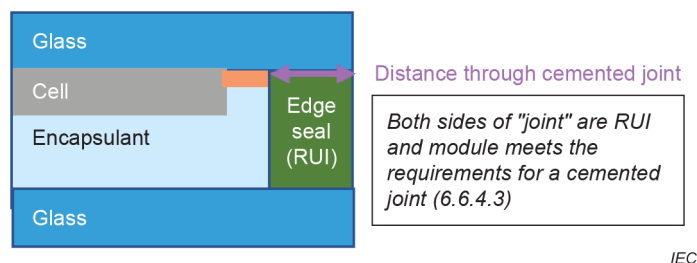


Figure C.6 – Distance between internal live parts and outer accessible surfaces with a cemented joint

C.1.2.4 Backsheet with aluminium layer

An aluminium layer inside a backsheet is considered an accessible part unless electrically isolated from the frame as in Figure C.7 a). Electrical isolation requires reinforced insulation, with either a minimum spacing based on a clearance value from line 1, or use of relied upon insulation with a minimum DTI thickness.

Examples of backsheets containing an aluminium layer without electrical isolation are shown in Figure C.7 b). The material relied upon for insulation on the inner side of the aluminium must have a minimum DTI, and meet the requirements for reinforced insulation (Class II modules):

- minimum RTI, RTE or TI (6.5.2.2.3);
- dielectric strength for reinforced insulation ($2\,000\text{ V} + 4$ times the system voltage).

The layer outside of the aluminium does not have insulation requirements, except for concerns after mounting the junction box, on the location of the junction box wires (as in Figure C.8). This concern may be mitigated with a layer of reinforced insulation outside of the aluminium as in Figure 1.

Additionally, the presence of a conductive layer complicates the analysis for insulation coordination for the backsheet in the area between the junction box edge and the wires, and is addressed in C.2.2.

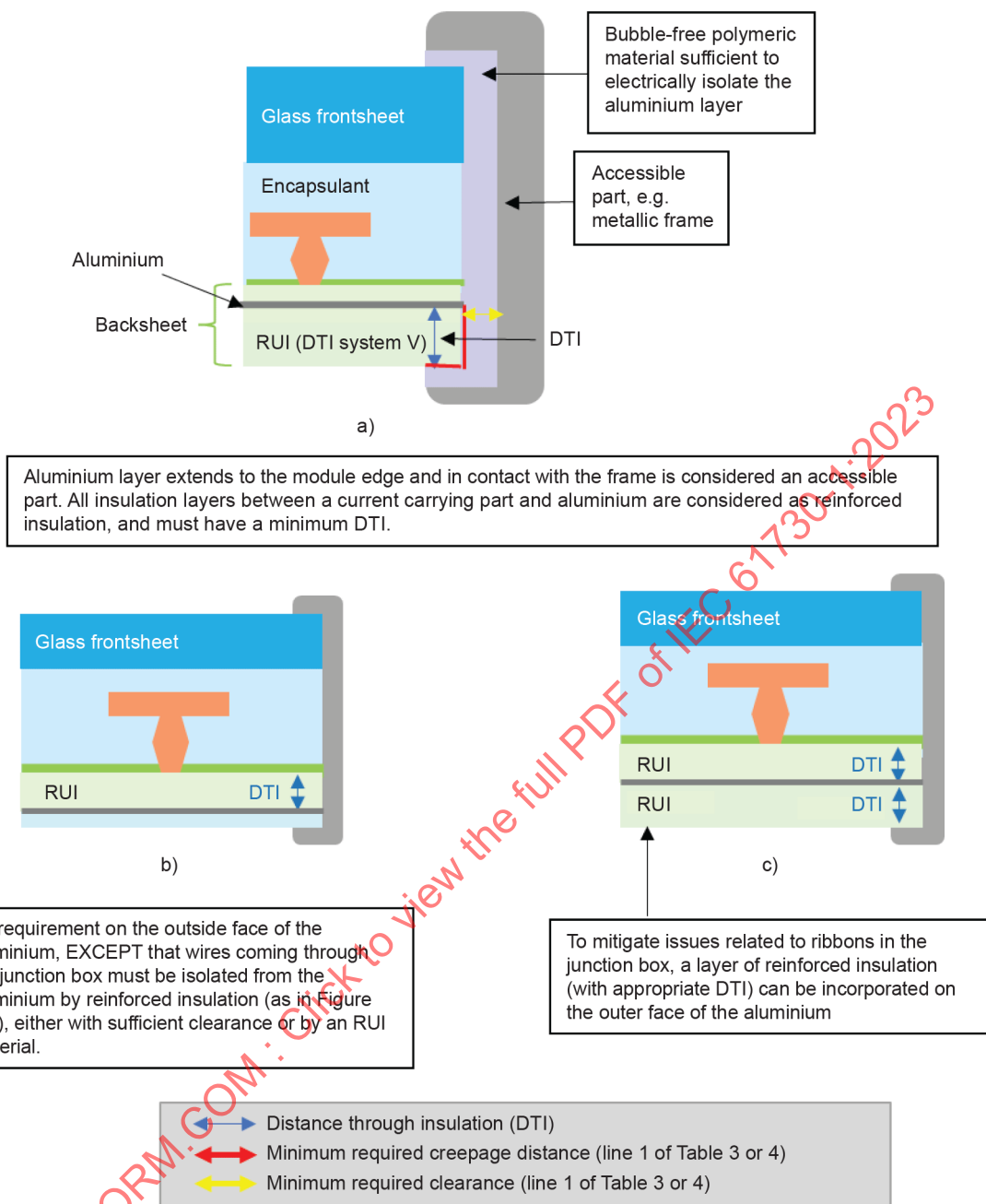


Figure C.7 – Backsheet with aluminium layer

C.2 Insulation coordination after mounting of components

C.2.1 General

Insulation coordination for specified components is defined in the specific standard. The insulation coordination described in this document is also applicable to the module after the junction box has been mounted, as described in C.2.2 and C.2.3.

C.2.2 Backsheets

For a backsheet with aluminium foil, if the aluminium is in contact with the frame, insulation coordination must be considered with regard to:

- the ribbons coming from the module and passing through the backsheet (in both the horizontal and vertical directions), and
- the location of the ribbons on the surface of the backsheet after mounting of the junction box.

Values for reinforced insulation are used (Table 3, line 1). Illustrative examples are provided for a 1 500 V rated Class II module (Table C.2) in Figure C.8, with descriptions for the labelled distances as follows:

- Distance A: Clearance in the horizontal distance between the ribbon and the aluminium
 - With no additional testing, the minimum spacing is 19,4 mm.
 - With testing to demonstrate pollution degree 1, and the impulse voltage and insulation test of MST 57, the minimum spacing can be reduced to the required creepage distance of 10,4 mm.
- Distance B: Clearance and creepage distance between the aluminium and the ribbon attached at the cell (worst case is considered – no encapsulant between ribbon and RUI)
 - With no additional testing, the minimum spacing is 45 mm (minimum clearance is 19,4 mm, required creepage distance 45 mm (150 % of material group III)).
 - With testing to demonstrate pollution degree 1 and the impulse voltage and insulation test of MST 57, the minimum spacing can be reduced to the required creepage distance of 10,4 mm.
- Distance C: Clearance in the vertical distance between the ribbon on the backsheet and the aluminium
 - With no additional testing, the minimum spacing is 19,4 mm.
 - With testing to demonstrate pollution degree 1, and the impulse voltage and insulation test of MST 57, the minimum spacing can be reduced to the required creepage distance of 10,4 mm.

While the distance A can be reasonably attained by the size of the hole cut into the backsheet, distance B is likely to be impractical. Another option is to remove the aluminium from a portion of the backsheet as shown in the inset to Figure C.8:

- Distance D: Required clearance is 19,4 mm
 - The minimum distance can be reduced to the minimum creepage distance of 10,4 mm with testing to demonstrate pollution degree 1 and the impulse voltage test and insulation test of MST 57.
- Distance E: Required creepage distance (over the combined pathway) is 45 mm
 - The minimum distance can be reduced to 10,4 mm with testing to demonstrate pollution degree 1.

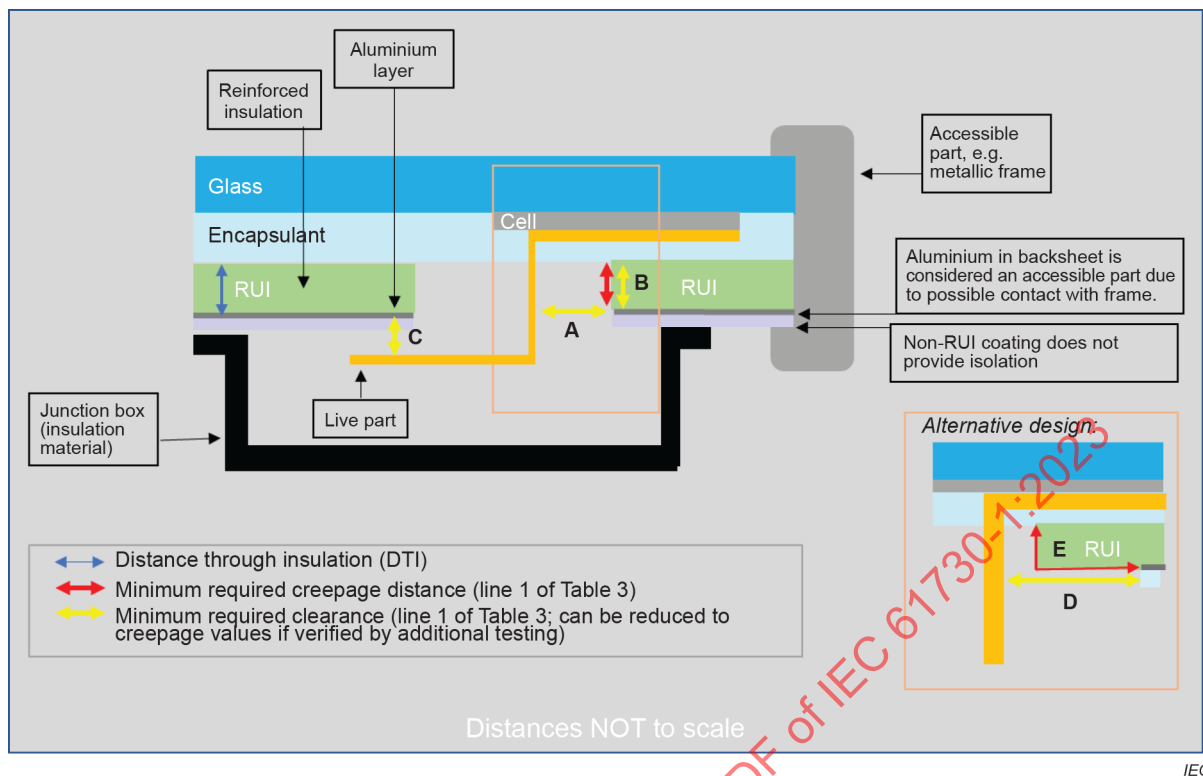


Figure C.8 – Spacing requirements between the junction box ribbon and aluminium layer of backsheet

C.2.3 Junction box

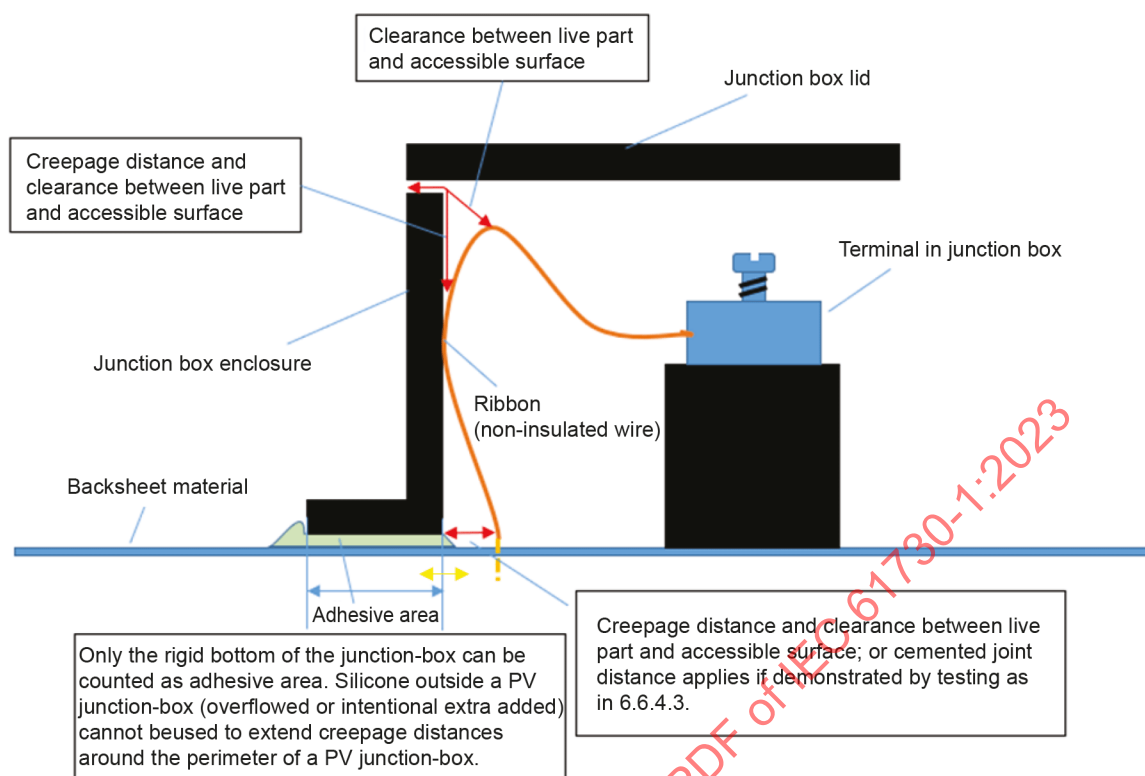
Distances inside a junction box are assessed during junction box tests detailed in IEC 62790, but several distances must also be assessed after mounting of the junction box.

It must be ensured that after the ribbons in the relevant terminal have been fixed, the creepage distances and clearances between live parts and outer accessible for class II constructions parts are dimensioned for reinforced or double insulation for the rated voltage considering the pollution degree as follows:

Distances inside the enclosure shall be dimensioned for pollution degree 2, or pollution degree 1 may be applied in the case where requirements for pollution degree 1 in IEC 61730-2 are met.

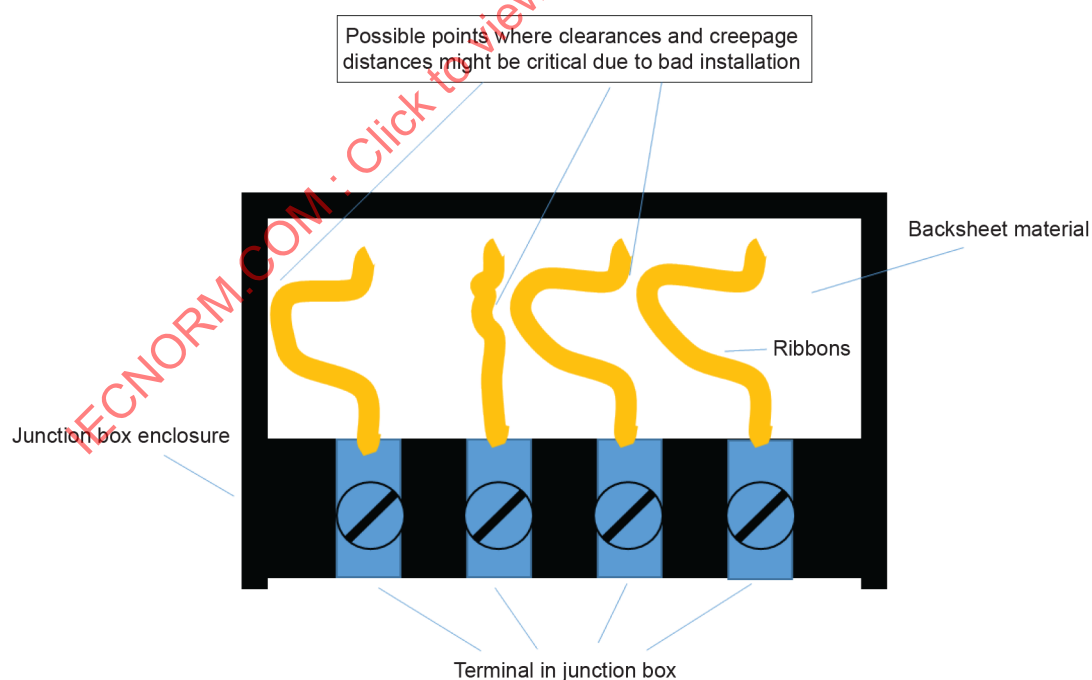
NOTE The values for creepage distances listed in Table 3 of IEC 62790:2020 are for basic insulation. The double value for reinforced or double insulation for pollution degrees 1 and 2 comply with those of line 1 of Table 3 of this document.

Figure C.9 and Figure C.10 show possible clearances and creepage distances between live parts and outer accessible surfaces after installation and termination of junction box. Critical points are where the ribbons may touch each other or the wall of the junction box.



IEC

Figure C.9 – Considerations for clearances and creepage distances between live parts and outer accessible surfaces after installation and termination of junction box (J-box)



IEC

Figure C.10 – Possible critical points due to improper installation

Bibliography

IEC 60050-151, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 151: Electrical and magnetic devices*, available at www.electropedia.org

IEC 60050-195, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 195: Earthing and protection against electric shock*, available at www.electropedia.org

IEC 60050-212, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 212: Electrical insulating solids, liquids and gases*, available at www.electropedia.org

IEC 60050-411, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 411: Rotating machinery*, available at www.electropedia.org

IEC 60050-426, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 426: Explosive atmospheres*, available at www.electropedia.org

IEC 60050-441, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 441: Switchgear, control gear and fuses*, available at www.electropedia.org

IEC 60050-442, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 442: Electrical accessories*, available at www.electropedia.org

IEC 60050-581, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 581: Electromechanical components for electronic equipment*, available at www.electropedia.org

IEC 60050-826, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 826: Electrical installations*, available at www.electropedia.org

IEC 60050-903, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 903: Risk assessment*, available at www.electropedia.org

IEC 60079 (all parts), *Explosive atmospheres*

IEC 60112, *Method for the determination of the proof and the comparative tracking indices of solid insulating materials*

IEC 60664-3:2016, *Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 3: Use of coating, potting or moulding for protection against pollution*

IEC 61191-1, *Printed board assemblies – Part 1: Generic specification – Requirements for soldered electrical and electronic assemblies using surface mount and related assembly technologies*

IEC 61558-1, *Safety of transformers, reactors, power supply units and combinations thereof – Part 1: General requirements and tests*

IEC 61701, *Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules*

IEC 62109-3, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 3: Particular requirements for electronic devices in combination with photovoltaic elements*

IEC 62688, *Concentrator photovoltaic (CPV) modules and assemblies – Safety qualification*

IEC 62716, *Photovoltaic (PV) modules – Ammonia corrosion testing*

IEC TS 62915, *Photovoltaic (PV) modules – Type approval, design and safety qualification – Retesting*

IEC 62938, *Photovoltaic (PV) modules – Non-uniform snow load testing*

IEC 63092-1, *Photovoltaics in buildings – Part 1: Requirements for building-integrated photovoltaic modules*

UL 746C, *Standard for Safety Polymeric Materials – Use in electrical equipment evaluations*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61730-1:2023

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	73
1 Domaine d'application	76
2 Références normatives	77
3 Termes, définitions, symboles et abréviations	79
3.1 Termes et définitions généraux	79
3.2 Composants	80
3.3 Installation et application	81
3.4 Notions d'isolation	82
3.5 Caractéristiques assignées	85
3.6 Températures	86
3.7 Tensions	87
3.8 Photovoltaïques bifaces	87
4 Symboles et abréviations	88
5 Classification, applications et utilisation prévue	88
5.1 Généralités	88
5.2 Modules PV de classe 0	88
5.2.1 Généralités	88
5.2.2 Isolation	89
5.2.3 Application	89
5.3 Modules PV de classe II	89
5.3.1 Généralités	89
5.3.2 Isolation	89
5.3.3 Application	89
5.4 Modules PV de classe III	90
5.4.1 Généralités	90
5.4.2 Isolation	90
5.4.3 Application	90
5.5 Catégories de caractéristiques assignées et applications spéciales	90
6 Exigences de conception et de construction	91
6.1 Généralités	91
6.2 Marquage et documentation	93
6.2.1 Généralités	93
6.2.2 Marquage	93
6.2.3 Documentation	97
6.3 Composants électriques et isolation	100
6.3.1 Généralités	100
6.3.2 Câblage interne	100
6.3.3 Câblage et câbles externes	101
6.3.4 Caractéristique assignée de protection des modules contre les surintensités	101
6.3.5 Connecteurs	101
6.3.6 Boîtes de jonction	101
6.3.7 Faces avant et faces arrière	101
6.3.8 Barrières par contournement	102
6.3.9 Connexions électriques	102
6.3.10 Encapsulants	103
6.3.11 Diodes de dérivation	103

6.4	Connexions mécaniques et électromécaniques	103
6.4.1	Généralités	103
6.4.2	Connexions à vis	104
6.4.3	Rivets	105
6.4.4	Vis autotaraudeuses à découpe	105
6.4.5	Emmanchement à forme/à force/serré	105
6.4.6	Connexions par adhésifs	105
6.4.7	Autres connexions	106
6.5	Matériaux	106
6.5.1	Généralités	106
6.5.2	Matériaux polymères	107
6.5.3	Matériaux métalliques	109
6.5.4	Adhésifs	110
6.6	Protection contre les chocs électriques	110
6.6.1	Généralités	110
6.6.2	Protection contre l'accessibilité aux parties actives dangereuses	110
6.6.3	Coordination de l'isolement	112
6.6.4	Distance à travers l'isolation fonctionnelle et l'isolation attendue	120
Annexe A (normative)	Symbole "Ne pas débrancher sous charge"	123
Annexe B (normative)	Base pour les dimensions de la coordination de l'isolement	124
B.1	Généralités	124
B.2	Facteurs d'influence	124
B.2.1	Généralités	124
B.2.2	Catégorie de surtension et tension assignée de tenue aux chocs	124
B.2.3	Tension de service	125
B.2.4	Degré de pollution	125
B.2.5	Matériaux isolants - groupes de matériaux	126
B.3	Distances d'isolement	126
B.4	Lignes de fuite	127
B.4.1	Généralités	127
B.4.2	Parties enveloppées	127
B.5	Distance à travers l'isolation	128
B.5.1	Joints collés	128
B.5.2	Isolation en couches minces (DTI)	128
B.5.3	Distance d'isolement dans une isolation fonctionnelle (DTFI)	130
Annexe C (informative)	Cas d'utilisation spécifiques	131
C.1	Modules	131
C.1.1	Généralités	131
C.1.2	Diagrammes de coordination de l'isolement	131
C.2	Coordination de l'isolement après montage des composants	138
C.2.1	Généralités	138
C.2.2	Faces arrière	139
C.2.3	Boîte de jonction	140
Bibliographie		142
Figure 1 – IEC 60417-5021:2002-10		96
Figure 2 – IEC 60417-5017:2006-08		96
Figure 3 – IEC 60417-5018:2011-07		96

Figure A.1 – Symbole "NE PAS DÉBRANCHER SOUS CHARGE"	123
Figure A.2 – Symbole IEC 60417-6070:2011-06: "Ne pas débrancher sous charge"	123
Figure C.1 – Cas général pour la distance d'isolement, la ligne de fuite et la DTI.....	132
Figure C.2 – Emplacement de la différence de potentiel la plus élevée dans le module	133
Figure C.3 – Exemples d'exigences d'espacement entre les parties actives de potentiel différent dans un module	134
Figure C.4 – Distance d'isolement et ligne de fuite entre les parties actives internes et les surfaces accessibles extérieures	136
Figure C.5 – Effet de la bande de cadre ou de l'adhésif de bordure sur la distance d'isolement et la ligne de fuite.....	137
Figure C.6 – Distance entre les parties actives internes et les surfaces accessibles extérieures avec un joint collé.....	137
Figure C.7 – Face arrière avec couche d'aluminium.....	138
Figure C.8 – Exigences d'espacement entre le ruban de boîte de jonction et la couche d'aluminium de la face arrière	140
Figure C.9 – Prise en considération des distances d'isolement et des lignes de fuite entre les parties actives et les surfaces accessibles extérieures après l'installation et la réalisation de la boîte de jonction)	141
Figure C.10 – Points critiques potentiels dus à une mauvaise installation	141
Tableau 1 – Classes de protection contre les chocs électriques	88
Tableau 2 – Type d'isolation exigé	112
Tableau 3 – Distances d'isolement (cl), lignes de fuite (cr) et distances d'isolement dans une isolation solide minimales pour les modules PV de classe II	114
Tableau 4 – Distances d'isolement (cl), lignes de fuite (cr) et distances d'isolement dans une isolation solide minimales pour les modules PV de classe 0	116
Tableau 5 – Coefficients multiplicateurs pour les distances d'isolement d'un matériel assigné pour un fonctionnement au-delà de 2 000 m d'altitude	120
Tableau B.1 – Tension assignée de tenue aux chocs	125
Tableau B.2 – Distances d'isolement minimales pour un champ hétérogène	127
Tableau B.3 – Espacements minimaux pour les couches minces	129
Tableau C.1 – Distance entre les parties de potentiel différent dans un module PV (valeurs pour les modules de Classe II avec une tension de service ≤ 35 V)	133
Tableau C.2 – Espacement entre les parties actives et les surfaces accessibles extérieures (valeurs pour les modules de Classe II avec tension assignée du système de 1 500 V).....	135

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**QUALIFICATION POUR LA SÛRETÉ DE FONCTIONNEMENT DES
MODULES PHOTOVOLTAÏQUES (PV) –****Partie 1: Exigences pour la construction****AVANT-PROPOS**

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

L'IEC 61730-1 a été établie par le comité d'études 82 de l'IEC: Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire. Il s'agit d'une Norme internationale.

Cette troisième édition annule et remplace la deuxième édition parue en 2016. Cette édition constitue une révision technique.

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

- a) révision des Articles 2 et 3;
- b) ajout des exigences relatives à la qualification de composants spécifiques en fonction de leurs documents normatifs (boîte de jonction, connecteurs, faces avant/faces arrière);

- c) modifications significatives de la définition et de l'essai des matériaux d'isolation attendue (RUI - *relied upon insulation*). Ces exigences sont décrites dans le document de préqualification des faces avant et faces arrière (IEC 62788-2-1). Elles comprennent:
 - 1) des clarifications concernant le concept et le mesurage de la distance à travers l'isolation (DTI - *distance through insulation*) et les exigences connexes d'essai des matériaux;
 - 2) des exigences relatives aux effets des intempéries de la face avant/face arrière;
- d) suppression de toute référence à "baie ouverte", avec des mises à jour selon une utilisation prévue pour les applications selon la température de fonctionnement de 98^e centile du module de l'application;
- e) il n'est pas exigé que les modules conformes à la classe 0 destinés à une utilisation dans les zones d'accès limité satisfassent à l'essai de détérioration (MST 32);
- f) les paragraphes Marquage et Documentation ont été révisés et alignés sur la série IEC 61215;
- g) les copies électroniques sont désormais autorisées à la place des copies papier des documents de sécurité exigés;
- h) exigences concernant les modules bifaces:
 - 1) ajout d'un nouveau terme, aBSI;
 - 2) les essais pertinents ont été modifiés pour tenir compte du courant plus élevé des modules bifaces;
 - 3) pour les modules bifaces, un marquage qui indique quel côté est conçu comme côté avant, ou si les deux côtés sont conçus pour une exposition prolongée à la lumière solaire directe ($> 300 \text{ W/m}^2$);
 - 4) clarification des paramètres pertinents pour l'installation des modules bifaces;
 - 5) caractéristiques assignées de surprotection;
 - 6) modification de la documentation;
- i) au 6.2, des exigences de marquage concernant les connecteurs ont été ajoutées;
- j) en rapport avec la plage de température d'utilisation prévue:
 - 1) l'Article 5 et le paragraphe 6.2 ont été modifiés afin d'inclure les caractéristiques assignées de température, avec une température de fonctionnement de 98^e centile du module supérieure à 70 °C constituant la température maximale par défaut. Des recommandations concernant les facteurs susceptibles d'influer sur la température de fonctionnement du module pour une conception/un emplacement de système sont fournies, et la responsabilité d'une installation correcte incombe à l'installateur;
 - 2) modifications des sections relatives à la coordination de l'isolement (6.6, Annexe B et Annexe C);
 - 3) les paragraphes consacrés à la coordination de l'isolement (6.6.3) et à la distance d'isolement dans une isolation solide (6.6.4) ont été mis à jour pour énoncer clairement les exigences en matière de coordination de l'isolement, et sont alignés sur l'Annexe B;
 - 4) l'Annexe B a été révisée afin de présenter la base du dimensionnement lié à la coordination de l'isolement et est alignée sur 6.6.3 et 6.6.4;
 - 5) l'Annexe C a été créée pour présenter des cas d'utilisation spécifiques et décrire comment les changements de matériaux ou l'utilisation d'essais complémentaires peuvent modifier le dimensionnement exigé. Les diagrammes ont été mis à jour;
 - 6) un nouveau terme, la distance d'isolement dans une isolation fonctionnelle (DTFI - *distance through functional insulation*), a été défini pour décrire l'espacement entre des parties actives entièrement encapsulées et de potentiel différent (le plus grand de la ligne de fuite et de la distance d'isolement pour la tension concernée);
 - 7) les exigences en matière d'essais pour vérifier une valeur de distance d'isolement inférieure à la valeur indiquée (mais pas inférieure à la ligne de fuite) sont définies;

- 8) les exigences relatives aux boîtes de jonction, aux câbles et aux connecteurs, ainsi qu'aux faces avant/arrière polymères ont été supprimées (elles sont désormais couvertes par leurs normes respectives);
- 9) dans le Tableau 2, l'isolation fonctionnelle est exigée pour une isolation entre les parties actives de potentiel différent à l'intérieur d'un module PV pour tous les types de modules;
- 10) dans le Tableau 3 et le Tableau 4:
 - i) les lignes concernant le degré de pollution 3 ont été supprimées, car elles ne s'appliquent pas aux modules stratifiés qui satisfont aux exigences de l'IEC 61730-2;
 - ii) les valeurs minimales de DTI ont été augmentées afin d'inclure l'épaisseur minimale de 0,030 mm (prise en considération de la piqure);
 - iii) les lignes concernant l'isolation renforcée ont été regroupées;
 - iv) les lignes concernant l'isolation principale ont été regroupées, et l'isolation fonctionnelle a été incluse dans ces lignes;
 - v) les lignes concernant la DTFI ont été ajoutées;
- 11) les exigences en matière de coordination de l'isolement applicables aux modules de classe III ont été supprimées du Tableau 4, et les exigences en matière d'isolation fonctionnelle sont incluses dans le texte (aucune exigence concernant l'épaisseur de DTI).

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

Projet	Rapport de vote
82/2140/FDIS	82/2165/RVD

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

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

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61730, sous le titre général *Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV)*, se trouve sur le site web de l'IEC.

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

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. A cette date, le document sera

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

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

QUALIFICATION POUR LA SÛRETÉ DE FONCTIONNEMENT DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES (PV) –

Partie 1: Exigences pour la construction

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61730 spécifie et décrit les exigences fondamentales de construction pour les modules photovoltaïques (PV) afin d'assurer un fonctionnement électrique et mécanique sûr. Des thèmes spécifiques sont fournis pour évaluer la prévention contre les chocs électriques, les risques de feu et les accidents corporels dus à des contraintes mécaniques et environnementales. Le présent document se rapporte aux exigences particulières de construction. L'IEC 61730-2 définit les exigences d'essai. Les modules dont la construction est modifiée sont qualifiés comme cela est décrit dans l'IEC TS 62915.

Le présent document présente les exigences pour les modules PV terrestres adaptés à un fonctionnement à long terme dans des climats à l'air libre à des températures de fonctionnement de 98^e centile du module inférieures ou égales à 70 °C. Les lignes directrices concernant les modules à utiliser à des températures de fonctionnement plus élevées sont décrites dans l'IEC TS 63126. La durée de vie utile des modules ainsi qualifiés dépend de leur conception, de leur environnement et des conditions dans lesquelles ils sont utilisés. Par conséquent, les résultats d'essai ne sont pas interprétés comme une prévision quantitative de la durée de vie du module.

Le présent document est destiné à s'appliquer à tous les matériels à module à plaque plane pour application terrestre (les types de modules au silicium cristallin et les modules en couches minces, par exemple).

Les modules PV couverts par le présent document sont limités à une tension en courant continu maximale du système de 1 500 V.

Le présent document définit les exigences de base pour différentes applications de modules PV, mais il ne peut être considéré comme couvrant tous les codes nationaux ou régionaux. Les exigences spécifiques (pour les applications dans les domaines du bâtiment, de la marine et des véhicules, et les applications de nature flottante, par exemple) ne sont pas traitées.

Le présent document ne traite pas des exigences spécifiques concernant les produits qui combinent un module PV à un matériel de conversion de puissance ou à des composants électroniques de surveillance ou de commande (des onduleurs, convertisseurs ou fonctions de désactivation de sortie intégrés, par exemple). Ces exigences sont traitées dans l'IEC 62109-3.

Bien que certaines parties du présent document puissent s'appliquer aux modules PV à plaque plane avec une faible concentration générée en interne trois fois inférieure, il n'a pas été rédigé pour couvrir spécifiquement ces questions.

Le présent document est conçu pour être coordonné avec les séquences d'essais de la série IEC 61215, de manière à pouvoir utiliser un seul ensemble d'échantillons pour évaluer la sûreté et la qualification de conception d'un module PV.

En plus des exigences contenues dans le présent document, les exigences supplémentaires relatives à la construction indiquées dans les normes ISO appropriées ou les codes nationaux ou locaux qui régissent l'installation et l'utilisation de ces modules PV dans leurs emplacements prévus, peuvent s'appliquer.

Tout changement de matériaux ou toute modification de la conception ou de l'espacement interne sont soumis à une réévaluation du module PV ou de son ou ses composants, selon le cas, conformément à la série IEC 61730 et à l'IEC TS 62915.

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 60216-1, *Matériaux isolants électriques – Propriétés d'endurance thermique – Partie 1: Méthodes de vieillissement et évaluation des résultats d'essai*

IEC 60216-2, *Matériaux isolants électriques – Propriétés d'endurance thermique – Partie 2: Détermination des propriétés d'endurance thermique de matériaux isolants électriques – Choix de critères d'essai*

IEC 60216-5, *Matériaux isolants électriques – Propriétés d'endurance thermique – Partie 5: Détermination de l'indice de température relatif (ITR) d'un matériau isolant*

IEC 60243-1:2013, *Rigidité diélectrique des matériaux isolants – Méthodes d'essai – Partie 1: Essais aux fréquences industrielles*

IEC 60243-2:2013, *Rigidité diélectrique des matériaux isolants – Méthodes d'essai – Partie 2: Exigences complémentaires pour les essais à tension continue*

IEC 60269-6, *Fusibles basse tension – Partie 6: Exigences supplémentaires concernant les éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque*

IEC 60364-7-712, *Installations électriques basse tension – Partie 7-712: Exigences applicables aux installations ou emplacements spéciaux – Installations d'énergie solaire photovoltaïque (PV)*

IEC 60417, *Graphical symbols for use on equipment*, disponible à l'adresse <https://www.graphical-symbols.info/equipment> (disponible en anglais seulement)

IEC 60529, *Degrés de protection procurés par les enveloppes (Code IP)*

IEC 60664-1, *Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension – Partie 1: Principes, exigences et essais*

IEC 60695-11-10, *Essais relatifs aux risques du feu – Partie 11-10: Flamme d'essai – Méthodes d'essai horizontal et vertical à la flamme de 50 W*

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

IEC 60950-1:2005, *Matériels de traitement de l'information – Sécurité – Partie 1: Exigences générales*

IEC 61032:1997, *Protection des personnes et des matériels par les enveloppes – Calibres d'essai pour la vérification*

IEC 61140, *Protection contre les chocs électriques – Aspects communs aux installations et aux matériels*

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

IEC 61730-2, *Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) – Partie 2: Exigences pour les essais*

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

IEC 62548, *Groupes photovoltaïques (PV) – Exigences de conception*

IEC 62788-1 (toutes les parties), *Procédures de mesure des matériaux utilisés dans les modules photovoltaïques – Partie 1: Encapsulants*

IEC 62788-1-2, *Procédures de mesure des matériaux utilisés dans les modules photovoltaïques – Partie 1-2: Encapsulants – Mesurage de la résistivité transversale des encapsulants photovoltaïques et autres matériaux polymères*

IEC TS 62788-2, *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules – Part 2: Polymeric materials – Frontsheets and backsheets* (disponible en anglais seulement)

IEC 62788-2-1, *Procédures de mesure des matériaux utilisés dans les modules photovoltaïques – Partie 2-1: Matériaux polymères – Face avant et face arrière – Exigences de sécurité*

IEC 62790:2020, *Boîtes de jonction pour modules photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais*

IEC 62852, *Connecteurs pour applications en courant continu pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais*

IEC 62930, *Electric cables for photovoltaic systems with a voltage rating of 1,5 kV DC* (disponible en anglais seulement)

IEC TS 63126, *Guidelines for qualifying PV modules, components and materials for operation at high temperatures* (disponible en anglais seulement)

IEC TR 63225, *Incompatibility of connectors for DC-application in photovoltaic systems* (disponible en anglais seulement)

ISO 1456, *Revêtements métalliques et autres revêtements inorganiques – Dépôts électrolytiques de nickel, de nickel plus chrome, de cuivre plus nickel et de cuivre plus nickel plus chrome*

ISO 1461, *Revêtements par galvanisation à chaud sur produits finis en fonte et en acier – Spécifications et méthodes d'essai*

ISO 2081, *Revêtements métalliques et autres revêtements inorganiques – Dépôts électrolytiques de zinc avec traitements supplémentaires sur fer ou acier*

ISO 2093, *Dépôts électrolytiques d'étain – Spécifications et méthodes d'essai*

ISO 7010, *Symboles graphiques — Couleurs de sécurité et signaux de sécurité — Signaux de sécurité enregistrés*, disponible à l'adresse <https://www.iso.org/obp>

ISO 9224:2012, *Corrosion des métaux et alliages – Corrosivité des atmosphères – Valeurs de référence relatives aux classes de corrosivité*

EN 50618, *Câbles électriques pour systèmes photovoltaïques*

UL 746B, *Standard for Polymeric Materials – Long Term Property Evaluations*

IEC/IEEE 82079-1, *Élaboration des informations d'utilisation (instructions d'utilisation) des produits – Partie 1: Principes et exigences générales*

3 Termes, définitions, symboles et abréviations

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC 60664-1, l'IEC TS 60904-1-2, l'IEC 61140 et l'IEC TS 61836 ainsi que les suivants s'appliquent.

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

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

3.1 Termes et définitions généraux

3.1.1

mise à la terre fonctionnelle

action de mettre à la terre pour des raisons autres que la sécurité électrique

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-01-13]

3.1.2

câblage interne

câblages et interconnexions électriques qui sont réalisés à l'intérieur du matériel par le constructeur

[SOURCE: IEC 60050-426:2020, 426-11-32]

3.1.3

câblage externe

câblage qui n'est pas *interne* (3.1.2), comprenant entre autres, les câbles de sortie

3.1.4

stratifié

produit fabriqué en réunissant deux ou plusieurs couches du même matériau ou de matériaux différents

Note 1 à l'article: Le terme "stratifié" inclut tous les composants présents avant la fixation de la boîte de jonction, la fixation de cadre ou de rail et la fixation d'étiquette.

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-15-52, modifié – La Note 1 à l'article a été ajoutée]

3.1.5

fabricant

entité juridique qui fabrique un produit ou qui fait concevoir ou fabriquer un produit, et qui le commercialise sous son nom ou sa marque

3.1.6

essai de qualité du module

MQT

essai de qualité du module PV conformément à l'IEC 61215-2

Note 1 à l'article: L'abréviation "MQT" est dérivée du terme anglais développé correspondant "module quality test".

3.1.7

essai de sûreté du module

MST

essai de sûreté du module PV conformément à l'IEC 61730-2

Note 1 à l'article: L'abréviation "MST" est dérivée du terme anglais développé correspondant "module safety test".

3.2 Composants

3.2.1

face arrière

couche extérieure ou combinaison de couches extérieures du module PV, placées comme substrat à l'arrière du module PV et assurant la protection de ses composants internes contre les contraintes extérieures et les éléments climatiques, tout en assurant l'isolation électrique

3.2.2

connecteur

composant situé à l'extrémité d'un conducteur, afin d'établir et de rompre une connexion par appariement avec un composant complémentaire approprié

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-06-01]

3.2.3

encapsulant

<général> matériau utilisé entre le substrat et le superstrat pour assurer aux cellules photovoltaïques une protection environnementale dans un module photovoltaïque

[SOURCE: IEC TS 61836:2016, 3.1.30, modifié – Le domaine a été ajouté.]

3.2.4

enveloppe

partie d'un ensemble procurant un degré de protection spécifié du matériel contre les influences externes et un degré de protection spécifié contre l'approche des parties actives ou le contact avec elles

[SOURCE: IEC 60050-441:1984, 441-13-01, modifié – Dans la définition, l'expression "ou contre le contact avec des pièces en mouvement" a été supprimée.]

3.2.5

face avant

couche extérieure ou combinaison de couches extérieures du module PV, placées comme superstrat à l'avant du module PV et assurant la protection de ses composants internes contre les contraintes extérieures et les éléments climatiques, tout en assurant l'isolation électrique

3.2.6

barrière par contournement

configuration d'un isolant, profilé en creux ou en relief pour augmenter la ligne de fuite entre faces conductrices

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-22-15]

3.2.7

boîte de jonction

enveloppe ouverte ou protégée dans laquelle les circuits sont interconnectés

[SOURCE: IEC TS 61836:2016, 3.2.16]

3.2.8

compoundage, post-isolation, isolation réalisée après assemblage

opération consistant à rendre étanches des composants et leurs conducteurs associés, réalisée à l'aide d'un compound, pour éviter la pénétration d'agents atmosphériques polluants

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-24-20]

3.2.9

borne

partie conductrice d'un dispositif, d'un circuit électrique ou d'un réseau électrique, destinée à le connecter à un ou plusieurs conducteurs extérieurs

Note 1 à l'article: Les bornes peuvent comporter un ou plusieurs contacts. Ce terme inclut donc les socles, les connecteurs, etc.

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-12-12, modifié – La Note 1 à l'article d'origine a été remplacée.]

3.3 Installation et application

3.3.1

PV fixé à un bâtiment

BAPV

système dans lequel les modules photovoltaïques sont montés sur l'enveloppe d'un bâtiment et ne satisfont pas aux critères de *PV intégré au bâtiment* (3.3.2)

Note 1 à l'article: L'abréviation "BAPV" est dérivée du terme anglais développé correspondant "building attached PV".

3.3.2

PV intégré au bâtiment

BIPV

système dans lequel les modules photovoltaïques constituent le composant d'un bâtiment assurant les fonctions supplémentaires définies au 5.5 b)

Note 1 à l'article: L'abréviation "BIPV" est dérivée du terme anglais développé correspondant "building integrated PV".

3.3.3

installation

<câblage fixe> canalisation permanente (un chemin de câblage ou un conduit, par exemple) qui empêche ou limite le mouvement du fil et du câble

3.3.4

installation

<câblage non fixe> canalisation non contrainte composée de câbles ou de fils qui peuvent se déplacer librement

3.3.5

zone d'accès non limité

zone à laquelle toutes les personnes y compris celles non compétentes, non formées ou non averties en matière de sécurité électrique ont un accès libre

EXEMPLE Toutes les installations PV qui ne sont aucunement protégées contre l'accès public.

Note 1 à l'article: Le toit d'un bâtiment est considéré comme une zone d'accès non limité, sauf s'il est explicitement marqué comme zone d'accès limité.

3.3.6

zone d'accès limité

zone uniquement accessible aux personnes qualifiées en électricité et aux personnes averties en électricité munies de l'autorisation adéquate

EXEMPLE Les installations PV commerciales protégées contre l'accès du public par des clôtures, emplacements, etc., et auxquelles seules les personnes compétentes, formées ou averties en matière de sécurité électrique ont accès.

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-04-04, modifié – L'exemple a été ajouté.]

3.4 Notions d'isolation

3.4.1

partie accessible

partie pouvant être touchée au moyen du doigt d'épreuve normalisé

Note 1 à l'article: Le doigt d'épreuve normalisé correspond à celui présenté à la Figure 2, calibre d'essai B de l'IEC 61032:1997.

[SOURCE: IEC 60050-442:1998, 442-01-15, modifié – La Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.4.2

partie active

partie conductrice destinée à être sous tension dans des conditions normales de fonctionnement

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-02-19, modifié – La seconde partie de la définition a été supprimée, car elle ne s'applique pas au courant continu.]

3.4.3

système d'isolation

matière d'isolation, ou un ensemble de matières d'isolation à considérer en relation avec des parties conductrices, appliquées à un type, ou taille ou partie spécifique d'un équipement électrique

[SOURCE: IEC 60050-411:2007, 411-39-25]

3.4.4

isolant électrique

isolation

<électricité> partie d'un produit électrotechnique qui sépare les pièces conductrices portées à des potentiels différents au cours du fonctionnement ou isole ces pièces de l'environnement

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-11-07, modifié – Le terme admis a été ajouté comme synonyme et le domaine a été spécifié.]

3.4.5

isolation principale

isolation qui assure la protection principale contre les chocs électriques

Note 1 à l'article: Cette notion n'est pas applicable à l'isolation exclusivement utilisée à des fins fonctionnelles.

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-06-06, modifié – Dans la définition, "contre les chocs électriques" a été ajouté.]

3.4.6

double isolation

isolation comprenant à la fois une *isolation principale* (3.4.5) et une *isolation supplémentaire* (3.4.9)

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-06-08]

3.4.7

isolation fonctionnelle

isolation entre parties conductrices, nécessaire pour le bon fonctionnement du matériel

Note 1 à l'article: Par définition, l'isolation fonctionnelle ne protège pas contre les chocs électriques. Toutefois, elle peut réduire la probabilité d'inflammation et d'incendie.

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-02-41, modifié – La Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.4.8

isolation renforcée

isolation des *parties actives* dangereuses (3.4.2) assurant un degré de protection contre les chocs électriques équivalant à celui d'une *double isolation* (3.4.6)

Note 1 à l'article: L'isolation renforcée peut comporter plusieurs couches qui ne peuvent pas être soumises aux essais séparément en tant qu'isolation principale ou isolation supplémentaire.

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-06-06, modifié – Dans la définition, "*parties actives* dangereuses" a été ajouté.]

3.4.9

isolation supplémentaire

isolation indépendante prévue, en plus de l'*isolation principale* (3.4.5), en tant que protection en cas de défaut

EXEMPLE Elle peut être utilisée pour réduire le risque de choc électrique en cas de défaillance de l'isolation principale

[SOURCE: IEC 60050-195:2021, 195-06-07, modifié – L'exemple a été ajouté.]

3.4.10

isolation solide

matériau isolant solide, ou combinaison de matériaux isolants solides, placé entre deux parties conductrices ou entre une partie conductrice et une partie du corps

Note 1 à l'article: Elle inclut à la fois les couches minces et les joints collés, avec des exigences liées, mais différentes en matière d'essais et de dimensionnement.

[SOURCE: IEC 60050-903:2015, 903-04-14, modifié – L'exemple a été supprimé et la Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.4.11

joint collé

joint composé de deux matériaux isolants dont il a été démontré que l'interface est collée, et qui est donc considéré comme une *isolation solide* (3.4.10), sans interface donnant lieu à une ligne de fuite

3.4.12

isolation attendue

RUI

système d'*isolation solide* (3.4.10) assurant la protection contre les chocs électriques dans l'application finale, avec des exigences concernant le matériau relatives à l'épaisseur, à l'endurance thermique et à la résistance contre les facteurs de contrainte environnementale

Note 1 à l'article: Les couches minces utilisées comme face arrière ou face avant polymère peuvent être composées de RUI et de couches supplémentaires qui ont d'autres fonctions, par exemple, la protection des matériaux polymères contre le rayonnement UV.

Note 2 à l'article: L'abréviation "RUI" est dérivée du terme anglais développé correspondant "relied upon insulation".

3.4.13

tension de claquage

V_{B-DC}

tension continue à laquelle un claquage électrique se produit, dans des conditions d'essai prescrites ou en service

Note 1 à l'article: Les essais de tension de claquage dans le contexte de modules et de matériaux des composants PV s'effectuent sous courant continu.

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-11-34, modifié – Le symbole et la Note 1 à l'article ont été ajoutés.]

3.4.14

groupe de matériaux

catégorie de matériaux isolants conformément à l'IEC 60664-1

3.4.15

indice de résistance au cheminement

IRC

valeur d'indice numérique de la tension maximale à laquelle un matériau peut résister sans formation d'un chemin de carbone permanent et conducteur (cheminement) et sans apparition d'une flamme persistante, au cours de l'évaluation dans les conditions d'essai spécifiées définies dans l'IEC 60112

Note 1 à l'article: La tension d'essai maximale indiquée n'est pas liée à la tension d'un système ou à la tension opérationnelle, mais elle est utilisée pour l'évaluation des groupes de matériaux.

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-11-59, modifié – La définition a été reformulée afin de clarifier que l'IRC est une valeur d'indice destinée à évaluer des groupes de matériaux conformément à l'IEC 60112. La Note 1 à l'article a également été ajoutée.]

3.4.16

distance d'isolement

cl

plus petite distance dans l'air, entre deux parties conductrices ou entre une partie conductrice et une surface accessible

Note 1 à l'article: L'abréviation "cl" est dérivée du terme anglais développé correspondant "clearance".

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-27-76, modifié – La définition a été prolongée par "ou entre une partie conductrice et une surface accessible".]

3.4.17**ligne de fuite****cr**

distance la plus courte, le long de la surface du matériau isolant solide, entre deux parties actives conductrices ou entre des *parties actives* (3.4.2) conductrices et des *parties accessibles* (3.4.1)

Note 1 à l'article: L'abréviation "cr" est dérivée du terme anglais développé correspondant "creepage"

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-21-23, modifié – L'abréviation a été ajoutée.]
Dans la définition, la deuxième paire de parties a été ajoutée.]

3.4.18**distance à travers l'isolation****DTI**

épaisseur de l'isolation attendue (RUI) dans un module PV, la valeur minimale admissible étant définie par la tension de service maximale

3.4.19**distance d'isolement dans une isolation solide**

plus courte distance traversant un isolant solide entre deux parties conductrices

[SOURCE: IEC 60050-426:2020, 426-04-14]

3.4.20**distance d'isolement dans une isolation fonctionnelle**

plus courte distance traversant un matériau non qualifié comme isolation attendue entre deux parties conductrices

3.5 Caractéristiques assignées**3.5.1****valeur assignée**

valeur d'une grandeur, utilisée à des fins de spécification, correspondant à un ensemble spécifié de conditions de fonctionnement d'un composant, dispositif, matériel ou système

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-08]

3.5.2**caractéristiques assignées**

ensemble des valeurs assignées et des conditions de fonctionnement

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-11]

3.5.3**courant assigné du dispositif de protection contre les surintensités**

caractéristiques assignées du courant du fusible ou du disjoncteur conformément à l'IEC 60269-6

3.5.4**degré de pollution**

caractéristique de classification numérique de la pollution attendue du microenvironnement

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-21-07, modifié – "chiffre caractérisant" a été remplacé par "caractéristique de classification numérique de"]

3.5.5

altitude assignée maximale

altitude maximale à laquelle le matériel est assigné à être déployé à la tension assignée du système sur la plaque signalétique

Note 1 à l'article: Cette altitude implique que le module a été soit conçu avec des distances d'isolement plus grandes (Tableau 5), soit soumis à l'essai aux caractéristiques assignées de tension de choc plus élevée applicables à une distance d'isolement fixée pour être qualifié pour cette altitude.

3.5.6

température de fonctionnement maximale assignée

$[T_{98}]_{\max}$

température de fonctionnement maximale du module au 98^e centile à laquelle ledit module est assigné à être déployé à la température assignée sur la plaque signalétique

3.6 Températures

3.6.1

température de l'environnement

température de l'air, exprimée en degrés Celsius et mesurée et documentée par les services météorologiques pour l'emplacement géographique de l'installation

3.6.2

indice de température

IT

valeur numérique de la température en degrés Celsius caractérisant la capacité thermique d'un matériau isolant ou d'un système d'isolation

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-12-11, modifié – Les notes ont été supprimées.]

3.6.3

indice relatif de température

IRT

indice de température d'un matériau ou système isolant, obtenu à partir du temps correspondant à l'indice connu de température d'un matériau ou système de référence, lorsque les deux sont soumis aux mêmes modes de vieillissement et de diagnostic, dans un essai comparatif

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-12-12]

3.6.4

indice d'endurance thermique relatif

ITR

valeur numérique de la température exprimée en degrés Celsius, pour laquelle la durée estimée jusqu'en fin de vie du matériau isolant est la même que la durée estimée jusqu'en fin de vie du matériau de contrôle obtenue pour une température égale à son endurance thermique évaluée

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-12-14, modifié – Les notes ont été supprimées.]

3.6.5

température de fonctionnement de 98e centile du module

température à laquelle un module fonctionne moins de 98 % du temps lorsqu'il est déployé dans un système photovoltaïque

Note 1 à l'article: La température de fonctionnement de 98e centile du module est calculée par le classement des données de température du module mesurées ou calculées à des intervalles de temps horaires (ou plus fréquents) pour une année civile type.

Note 2 à l'article: Au cours d'une année normale, la température de fonctionnement de 98e centile du module est satisfaite ou dépassée pendant 175,2 h.

3.7 Tensions

3.7.1

tension assignée du système

$[V_{\text{sys}}]_{\text{max}}$

tension maximale entre une *partie active* (3.4.2) et une *partie accessible* (3.4.1) ou la terre à laquelle l'*isolation électrique* (3.4.4) du module PV est conçue pour se tenir dans les conditions de fonctionnement comme cela est indiqué par le fabricant

3.7.2

tension de service

valeur efficace la plus élevée de la tension en courant continu à travers tout isolant particulier, pouvant se produire lorsque le matériel fonctionne à la tension assignée

[SOURCE: IEC 60050-581:2008, 581-21-19, modifié – La définition a été limitée au courant continu, et "est alimenté" a été remplacé par "fonctionne".]

3.8 Photovoltaïques bifaces

3.8.1

module PV biface

module capable de produire une puissance électrique en transformant le rayonnement UV-VIS-IR reçu sur les côtés avant et arrière au moyen de l'effet photovoltaïque

3.8.2

coefficient de bifacialité

rapport entre les caractéristiques principales entre les côtés arrière et avant d'un dispositif PV biface

Note 1 à l'article: Les coefficients de bifacialité font habituellement référence aux conditions normales d'essai (STC - *Standard Test Conditions*).

Note 2 à l'article: Trois types de coefficients sont définis dans l'IEC TS 60904-1-2. Il s'agit:

- du coefficient de bifacialité pour le courant de court-circuit, $\phi_{I_{sc}}$;
- du coefficient de bifacialité pour la tension en circuit ouvert, $\phi_{V_{oc}}$;
- du coefficient de bifacialité pour le point de puissance maximale, $\phi_{P_{max}}$.

3.8.3

éclairage biface de la plaque signalétique

BNPI

éclairage auquel les courants sont mesurés sur les modules bifaces, correspondant à 1 000 W/m² sur la face avant du module et à 135 W/m² sur la face arrière du module, appliqué par toute méthode autorisée dans l'IEC TS 60904-1-2

Note 1 à l'article: L'abréviation "BNPI" est dérivée du terme anglais développé correspondant "bifacial nameplate irradiance".

3.8.4

éclairage biface sous contrainte

BSI

éclairage plus élevé auquel les courants de contrainte sont mesurés sur les modules bifaces, correspondant à 1 000 W/m² sur la face avant du module et à 300 W/m² sur la face arrière du module, appliqué par toute méthode autorisée dans l'IEC TS 60904-1-2

Note 1 à l'article: L'abréviation "BSI" est dérivée du terme anglais développé correspondant "bifacial stress irradiance".

3.8.5

éclairage biface sous contrainte appliqué

aBSI

éclairage correspondant à la combinaison de $1\,000\text{ W/m}^2$ sur le côté avant du module et de la valeur la plus grande entre 300 W/m^2 et la valeur d'éclairage déclarée par le fabricant pour le côté arrière du module

Note 1 à l'article: L'abréviation "aBSI" est dérivée du terme anglais développé correspondant "applied bifacial stress irradiance".

4 Symboles et abréviations

$I_{SC-BNPI}$	courant de court-circuit pour les modules PV bifaces au BNPI
I_{SC-BSI}	courant de court-circuit pour les modules PV bifaces au BSI
I_{mp-BSI}	courant au point de puissance maximale des modules PV bifaces exposés au BSI
$I_{SC-aBSI}$	courant de court-circuit pour les modules PV bifaces dans des conditions d'éclairage aBSI
$I_{mp-aBSI}$	courant au point de puissance maximale des modules PV bifaces exposés aux conditions d'éclairage aBSI

5 Classification, applications et utilisation prévue

5.1 Généralités

La protection contre les chocs électriques est obtenue par combinaisons des mesures de construction utilisées pour constituer le module et des méthodes d'installation du module.

Le degré de protection auquel les modules PV parviennent doit être classé selon les descriptions du Tableau 1, sur la base des exigences spécifiées dans l'IEC 61140. Chaque module PV doit être classé en fonction de sa protection contre les chocs électriques en y associant la même classe à laquelle il satisfait conformément à l'IEC 61140. L'utilisation des protections dans les différentes classes de modules PV est décrite du 5.2 au 5.4. Les modules PV qui satisfont à la classe I de l'IEC 61140 ne sont pas couverts dans le présent document.

EXEMPLE Un module PV qui satisfait aux exigences relatives à la protection contre les chocs électriques comme cela est identifié par la classe II de l'IEC 61140 est classé comme un module PV de classe II.

À cet égard, les modules PV doivent être marqués conformément au 6.2.2.

Tableau 1 – Classes de protection contre les chocs électriques

Classe (telle que définie dans l'IEC 61140)	Application dans le présent document
0	Application dans une zone d'accès limité
II	Application dans une zone d'accès non limité
III	Protection principale par limitation de la tension (TBT)

5.2 Modules PV de classe 0

5.2.1 Généralités

Les modules PV de classe 0 comportent des sorties électriques individuelles et/ou au niveau du système à des niveaux dangereux de tension, de courant et de puissance.

5.2.2 Isolation

Ces modules PV sont équipés d'une isolation principale qui assure uniquement la protection principale et pas la protection en cas de défaut. Tous les composants conducteurs qui ne sont pas séparés des parties actives dangereuses par au moins une isolation principale doivent être traités comme s'il s'agissait de parties actives dangereuses.

5.2.3 Application

Les modules PV de classe 0 sont destinés à être utilisés dans des zones d'accès limité protégées par des clôtures ou d'autres mesures qui empêchent l'accès libre. Ces modules PV ne sont accessibles qu'aux seules personnes avisées des dangers inhérents liés à leur utilisation et à leurs modes de défaillance.

5.3 Modules PV de classe II

5.3.1 Généralités

Les modules PV de classe II comportent des sorties électriques individuelles et/ou au niveau du système à des niveaux dangereux de tension, de courant et de puissance.

5.3.2 Isolation

Ces modules PV sont équipés:

- d'une isolation principale comme protection principale; et
- d'une isolation supplémentaire comme protection en cas de défaut;

ou

- d'une double isolation comme protection principale et supplémentaire, ou d'une isolation renforcée.

Les parties conductrices accessibles et les surfaces accessibles du matériau isolant doivent être:

- séparées des parties actives dangereuses par une double isolation ou une isolation renforcée;

ou

- conçues selon des mesures de construction qui assurent une protection comparable.

Toutes les parties conductrices séparées des parties actives dangereuses uniquement par une isolation principale ou par des moyens de construction qui assurent une protection comparable doivent être séparées des surfaces accessibles par une isolation supplémentaire. Toutes les parties conductrices qui ne sont pas séparées des parties actives dangereuses par au moins une isolation principale doivent être considérées comme des parties actives dangereuses.

5.3.3 Application

Ces modules PV sont destinés à des installations dans lesquelles l'accès non limité au module PV et le contact avec les parties actives isolées peuvent se produire.

5.4 Modules PV de classe III

5.4.1 Généralités

Les caractéristiques assignées électriques des modules PV de classe III ne doivent pas être supérieures à:

- 240 W pour le point de puissance maximale;
- 35 V en courant continu pour la tension en circuit ouvert; et
- 8 A pour le courant de court-circuit.

Lorsqu'ils sont soumis à l'essai dans les conditions normales d'essai. Les trois conditions de caractéristiques assignées maximales doivent s'appliquer en même temps.

5.4.2 Isolation

Les modules PV de classe III ont par essence une capacité de sortie électrique limitée. Par conséquent, il est peu probable que leur utilisation, leur mauvais usage et leur défaillance entraînent un risque de choc électrique ou d'incendie. Étant donné ces limites de sortie électrique, aucune exigence de construction ou d'isolation n'est fournie en dehors de l'isolation fonctionnelle.

5.4.3 Application

Ces modules PV sont destinés à des installations dans lesquelles l'accès non limité au module PV et le contact avec les parties actives non isolées peuvent se produire, par exemple, les dispositifs électroniques de grande consommation. Les modules PV de classe III ne doivent pas être combinés à des chaînes en série qui fonctionnent à plus de 35 V en V_{OC} et ne doivent pas présenter de caractéristiques assignées de tension de réseau supérieures à 35 V. Ces modules PV ne sont pas destinés à être utilisés en parallèle avec d'autres modules PV ou sources de puissance, sauf si leur combinaison assure la protection contre le courant inverse et la protection contre les surtensions.

5.5 Catégories de caractéristiques assignées et applications spéciales

Les modules PV peuvent être installés dans de nombreuses applications et configurations de réseau différentes.

Les modules sont destinés à être utilisés dans la plage de température comprise entre une température environnementale inférieure de -40 °C et la limite supérieure définie par une température de fonctionnement de 98e centile du module de 70 °C , à moins qu'ils ne soient soumis à l'essai conformément à l'IEC TS 63126.

Les modules qualifiés pour une température de fonctionnement de 98e centile du module inférieure ou égale à 70 °C permettent une utilisation dans les modules photovoltaïques conçus avec un débit d'air illimité à l'arrière du module, partout dans le monde. Les systèmes conçus avec un débit d'air limité dans des emplacements très chauds peuvent générer une température de fonctionnement de 98e centile du module supérieure à 70 °C , et exiger des modules soumis à l'essai à des conditions de température plus élevée prévues dans l'IEC TS 63126.

Les facteurs de conception et d'installation du système qui peuvent affecter la température de fonctionnement du module comprennent (entre autres): les conditions environnementales spécifiques au site (éclairage, température, vitesse du vent), ainsi que la distance de montage, la taille et l'espacement des groupes, et les caractéristiques anti-emboîtement qui peuvent réduire le débit d'air. Les installateurs doivent prendre en considération ces facteurs dans la conception des systèmes. Se reporter à l'IEC TS 63126 pour de plus amples informations.

NOTE 1 Des restrictions géographiques spécifiques peuvent s'appliquer; les cartes de l'IEC TS 63126 en fournissent des exemples.

NOTE 2 Un document IEC qui décrit une méthode de calcul de la température de fonctionnement de 98e centile du module pour différentes combinaisons de montage et géographiques est en cours d'élaboration.

Pour les applications particulières (tels que les exemples présentés ci-dessous), des exigences supplémentaires peuvent s'appliquer:

- PV fixé à un bâtiment (BAPV);
- PV intégré au bâtiment (BIPV, voir l'IEC 63092-1).

Les fonctions du bâtiment dans le contexte des BIPV sont l'une ou plusieurs des fonctions suivantes:

- rigidité mécanique et intégrité structurelle;
- protection contre les principaux impacts climatiques: pluie, neige, vent, grêle;
- économie d'énergie (ombrage, éclairage naturel, isolation thermique, par exemple);
- protection contre les incendies;
- protection contre le bruit.

Ainsi, le module BIPV constitue une condition préalable à l'intégrité de la fonctionnalité du bâtiment. Si le module PV intégré est démonté (dans le cas des modules structurellement liés, le démontage inclut le composant de bâtiment adjacent), le module PV doit éventuellement être remplacé par un composant de bâtiment approprié.

Les seules propriétés électrotechniques inhérentes au module PV (la fonction d'antenne, la production d'énergie et le blindage électromagnétique, par exemple) ne le qualifient pas comme étant intégré au bâtiment.

- Applications dans les zones dans lesquelles il est prévu que la charge de neige et/ou de vent dépasse les charges soumises à l'essai dans l'IEC 61730-2.

NOTE 3 Pour les charges de neige non uniformes, voir l'IEC 62938.

- Zones avec une forte exposition au sel (IEC 61701).
- Application agricole (IEC 62716, par exemple).
- Application dans des atmosphères explosives (IEC 60079).
- Pour des niveaux de concentration supérieurs à 3X, voir l'IEC 62688.
- Électronique appliquée aux modules (voir l'IEC 62109-3).

NOTE 4 Des recommandations concernant les modules PV utilisés dans les applications solaires flottantes et dans le domaine des véhicules sont en cours d'élaboration.

6 Exigences de conception et de construction

6.1 Généralités

Le présent document est adapté aux modules qui fonctionnent à une température de fonctionnement de 98e centile du module inférieure ou égale à 70 °C. Les applications dans les climats chauds qui utilisent des méthodes de montage qui limitent le débit d'air peuvent générer une température de fonctionnement de 98e centile supérieure à 70 °C. Des recommandations concernant des essais étendus propres à ces applications sont fournies dans l'IEC TS 63126.

Le cas échéant, les matériaux et composants doivent satisfaire aux exigences de sûreté spécifiées dans les normes IEC correspondantes. Cependant, la conformité à la norme IEC correspondante pour les matériaux et/ou composants n'assure pas nécessairement la conformité aux exigences du présent document.

Tous les modules PV doivent être adaptés au fonctionnement dans des lieux en extérieur non protégés, c'est-à-dire exposés aux intempéries et aux rayonnements solaires directs et indirects (albédo), et jusqu'à 100 % d'humidité relative, ainsi qu'à la pluie. Les modules PV doivent être conçus pour résister aux contraintes électriques, mécaniques, thermiques et

environnementales (température, charge mécanique, humidité, UV/climat, pollution, etc.) liées à leur utilisation prévue. Ces modules ne doivent présenter aucun danger pour l'utilisateur ou l'environnement. La conformité est vérifiée par évaluation des matériaux, des composants et de la construction du module PV, ainsi que par les essais spécifiés dans l'IEC 61730-2.

Un module PV peut être livré de l'usine complètement monté ou être fourni en pièces détachées. Les pièces détachées fournies du produit ne doivent impliquer aucune action susceptible de compromettre la conformité aux exigences de la série IEC 61730.

L'intégration d'un module PV dans l'assemblage final ne doit exiger aucune modification du module PV par rapport à sa forme évaluée à l'origine.

La conformité de toutes les méthodes de montage et de câblage de module PV spécifiées dans les instructions d'installation à la série IEC 61730 doit être évaluée. Il s'agit, entre autres, des méthodes de câblage, de la connexion physique et/ou la fixation entre les modules PV et les structures de support, ainsi que des combinaisons de raccordements et de système de montage dont le câblage est intégré au cadre. La conformité à la série IEC 61730 détermine l'impact des méthodes de montage et de câblage sur la sûreté des modules PV, mais pas la sûreté ni la pertinence de l'utilisation prévue des méthodes de montage ou de câblage. Ces méthodes peuvent également être soumises à des exigences supplémentaires ou des exigences de codes locaux.

Le module n'est réputé conforme au présent document que lorsqu'il est monté et câblé selon l'une des méthodes spécifiées par les instructions de montage.

L'IEC 60364-7-712 et l'IEC 62548 donnent des recommandations en matière d'interconnexion entre les modules PV et les réseaux.

La construction d'un module PV doit être telle que la continuité de liaison équipotentielle, le cas échéant, n'est pas interrompue par l'installation.

Une partie structurelle ajustable ou mobile doit être équipée d'un dispositif de verrouillage afin de réduire la probabilité de mouvement involontaire, si un mouvement de ce type est susceptible d'entraîner un risque d'incendie, de choc électrique ou de dangers mécaniques.

NOTE Les propriétés physiques ou les constructions qui provoquent une interférence ou empêchent le mouvement ou la rotation accidentelle du composant satisfont à cette exigence.

Les modules PV ne doivent présenter aucune bavure, aucun angle vif, ni aucune extrémité pointue accessible qui peuvent provoquer des blessures. Les angles et les extrémités doivent satisfaire à l'essai des angles vifs (MST 06) de l'IEC 61730-2.

Les pièces d'un module PV doivent être protégées contre le desserrage ou la rotation, si un tel desserrage ou une telle rotation peut entraîner un risque d'incendie, de choc électrique ou de danger mécanique. La conformité des composants est vérifiée par des essais spécifiques décrits dans les Normes internationales correspondantes ou par l'essai des raccords vissés (MST 33) de l'IEC 61730-2.

Toutes les données électriques à consigner dans le marquage ou dans la documentation d'accompagnement d'un module PV doivent être données pour les conditions normales d'essai (1 000 W/m², 25 °C, éclairement spectral égal à AM1.5 conformément à l'IEC TS 61836). Pour les modules PV bifaces, toutes les données électriques doivent être indiquées par rapport aux conditions normales d'essai, au BNPI et à l'aBSI sur le côté avant du module, et les coefficients de bifacialité par rapport aux conditions normales d'essai conformément à l'IEC TS 60904-1-2 et à l'IEC 61215-1. Les marquages peuvent également être soumis à des exigences de codes locaux supplémentaires.

6.2 Marquage et documentation

6.2.1 Généralités

Les instructions relatives à la sûreté doivent être fournies dans une langue officielle du pays dans lequel le matériel doit être installé.

6.2.2 Marquage

6.2.2.1 Généralités

Chaque plaque signalétique du module PV doit comporter les marquages clairs et indélébiles suivants ainsi que leurs valeurs, le cas échéant:

- a) nom, raison sociale ou marque déposée du fabricant;
- b) désignation du type ou du numéro de modèle;
- c) numéro de série;
- d) date et lieu de fabrication; en variante, numéro de série qui assure la traçabilité de la date et du lieu de fabrication;
- e) "tension maximale du système" ou " V_{sys} ";
- f) classe de protection contre les chocs électriques, conformément à l'Article 5 du présent document;
- g) "tension en circuit ouvert" ou " V_{OC} ", y compris les tolérances de fabrication. Pour les modules bifaces, la tension en circuit ouvert à deux niveaux d'éclairement, comme cela est défini dans l'IEC 61215-1;
- h) "courant de court-circuit" ou " I_{SC} ", y compris les tolérances de fabrication. Pour les modules bifaces, courant de court-circuit dans les conditions normales d'essai, et aux conditions de BNPI et d'aBSI;
- i) "puissance maximale du module PV" ou " P_{max} ", y compris les tolérances de fabrication, comme cela est défini dans l'IEC 61215-1. Pour les modules bifaces, P_{max} à deux niveaux d'éclairement, comme cela est défini dans l'IEC 61215-1;
- j) pour les modules bifaces, une indication claire du côté conçu comme côté avant, ou éventuellement des deux côtés conçus pour une exposition prolongée à la lumière solaire directe ($> 300 \text{ W/m}^2$);
- k) Pour les modules flexibles, le rayon minimal de courbure;
- l) caractéristiques assignées de charges de calcul positives ("+" ou descendantes) et négatives ("-" ou ascendantes) en pascals (Pa), à l'exclusion du facteur de sécurité de la charge d'essai, comme vérifié lors de l'essai de charge mécanique statique (MST 34). Marquages supplémentaires pour les caractéristiques assignées de charge mécanique exigées dans la série IEC 61215, le cas échéant;

NOTE MST 34 est équivalent à MQT 16 dans l'IEC 61215-2, et la charge de calcul est égale à la charge d'essai divisée par le facteur de sécurité γ_m .

Exemples pour une caractéristique assignée de charge ascendante et descendante unique:

- "charge de calcul minimale $\pm 1600 \text{ Pa}$ "; ou
- "charge de calcul minimale -1600 Pa , $+3600 \text{ Pa}$ ".

Exemples de charges de calcul qui dépendent de configurations de montage spécifiques:

- "charge de calcul minimale $\pm 1600 \text{ Pa}$; voir manuel d'instructions";
- "charge de calcul minimale $\pm 800 \text{ Pa}$ à $\pm 1600 \text{ Pa}$; voir manuel d'instructions".

- m) caractéristiques assignées maximales de protection contre les surintensités;

- n) une caractéristique assignée de température du module de 70 °C (ou lorsque le module est soumis à l'essai conformément à l'IEC TS 63126 (niveau 1 ou niveau 2), une température de 80 °C ou 90 °C);

EXEMPLE Module $[T_{98}]_{\max}$ 8 °C

- o) fabricant et modèle du connecteur utilisé; se reporter au manuel pour les connecteurs correspondants désignés;
- p) un lien (site web ou code QR) vers la documentation exigée si une copie papier de la documentation exigée au 6.2.3 n'est pas incluse dans le module. Ce lien est inclus après la déclaration "Informations de sécurité" ou le symbole ISO 7010-M002:2011-05.

Se reporter au manuel/à la brochure d'instructions:



EXEMPLE 1 Module monoface

Fabricant de module A, Modèle A Numéro de série	
	STC
V_{OC} [V] $\pm 3\%$	49,42
I_{SC} [A] $\pm 3\%$	13,63
$P_{\max}$ [W] $-0\%, +3\%$	525
V_{sys} [V]	1 500
Charge de calcul minimale [Pa]	$\pm 1\,600$
Module $[T_{98}]_{\max}$ [°C]	70
Fusible maximal en série [A]	25
Connecteur, voir le manuel pour les connecteurs désignés	Fabricant de connecteur A, Type A
STC: 1 000 W/m ² , AM1.5, Cellule à température de 25°C	

EXEMPLE 2 Module biface avec $\leq 300 \text{ W/m}^2$ bifacialité (BSI) ou avec $> 300 \text{ W/m}^2$ bifacialité (aBSI)

Fabricant de module B, Modèle B						
Numéro de série						
	STC	BNPI	BSI ^b			
I_{SC} [A]	13,63 ±3 %	14,85 ±3 %	17,32 ±3 %			
V_{OC} [V]	49,42 ±3 %	49,8 ±3 %				
P_{max} [W]	525 -0 %, +3 %	600 -0 %, +3 %				
V_{sys} [V]	1 500					
Charge de calcul minimale [Pa]	±1 600					
Module $[T_{98}]_{max}$ [°C]	70					
Fusible maximal en série [A]	30					
Coefficient de bifacialité ^a	$\varphi_{V_{oc}} = 0,99$ $\varphi_{I_{sc}} = 0,7$ $\varphi_{P_{max}} = 0,7$					
Connecteur, voir le manuel pour les connecteurs désignés	Fabricant de connecteur B Type B					
STC:1 000 W/m ² , AM1.5, Cellule à température de 25 °C, BNPI: avant 1 000 W/m ² , arrière 135 W/m ² BSI: avant 1 000 W/m ² , arrière 300 W/m ² ^a Uniquement exigé pour la série IEC 61215. ^b Selon la bifacialité, BSI (≤ 300 W/m ²) ou aBSI (> 300 W/m ²) est exigée.						

Les symboles internationaux doivent être utilisés lorsqu'ils sont applicables.

La conformité de la plaque signalétique doit être vérifiée par examen visuel (MST 01) et par l'essai de durabilité des marquages (MST 05) de l'IEC 61730-2.

Les connecteurs ou câblages PV doivent être marqués, conformément à l'IEC 62852, du symbole "Ne pas débrancher sous charge" représenté à l'Annexe A du présent document. Un symbole et/ou une mise en garde doivent être imprimés ou placés à proximité du connecteur. Les connecteurs PV doivent être clairement marqués pour indiquer la polarité de la borne.



Pour les modules PV de classe II et de classe 0, le symbole  (IEC 60417-6042:2010-11: Attention, risque de choc électrique) doit être appliqué à proximité des moyens de connexion électrique du module PV.

Les modules PV doivent être marqués afin d'indiquer les classes de protection contre les chocs électriques auxquelles ils conviennent, comme suit:

Classification du module PV (au regard de l'Article 5)	Marquage	Symbole
Classe II	Marquage conformément à l'IEC 60417-5172:2003-02: Matériel de classe II	
Classe 0	Pas de marquage	Pas de symbole
Classe III	Marquage conformément à l'IEC 60417-5180:2003-02: Matériel de classe III	

Les modules PV équipés d'une borne de terre fonctionnelle doivent être accompagnés d'un symbole conforme à la Figure 3.

Les modules PV équipés de bornes pour un câblage externe assigné uniquement pour être utilisé avec un câble en cuivre doivent présenter un marquage, sur les bornes ou à proximité de celles-ci, qui comporte la déclaration "Utiliser un fil en cuivre uniquement", "Cu uniquement" ou expression équivalente.

Les modules PV équipés de bornes pour un câblage externe assigné uniquement pour être utilisé avec différents matériaux de câblage spécifiques doivent être marqués avec une déclaration similaire relative au matériau assigné.

Il n'est pas nécessaire de marquer les modules PV équipés de bornes pour un câblage externe assigné pour être utilisé avec tous les types de matériau de câblage.

6.2.2.2 Symboles

6.2.2.2.1 Liaison équipotentielle

Une borne de câblage ou un emplacement de continuité de masse d'un module PV prévu pour s'adapter à un conducteur d'équipotentialité installé sur site pour la liaison équipotentielle doit être identifié à l'aide du symbole approprié (IEC 60417-5021:2002-10) représenté à la Figure 2. En variante, le symbole IEC 60417-5017:2006-08 représenté à la Figure 1 peut être utilisé. Aucune autre borne ou aucun autre emplacement ne doit être identifié de cette façon.

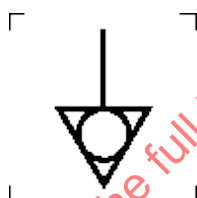


Figure 1 – IEC 60417-5021:2002-10

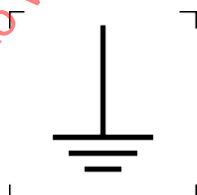


Figure 2 – IEC 60417-5017:2006-08

6.2.2.2.2 Mise à la terre fonctionnelle

Une borne de câblage ou un emplacement de continuité de masse d'un module PV prévu pour s'adapter à un conducteur de mise à la terre fonctionnelle installé sur site doit être identifié avec le symbole approprié (IEC 60417-5018:2011-07) représenté à la Figure 3:

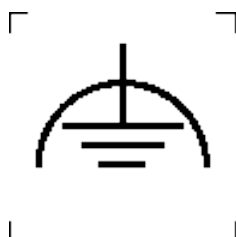


Figure 3 – IEC 60417-5018:2011-07

6.2.3 Documentation

6.2.3.1 Généralités

Une documentation qui décrit les méthodes d'installation électrique et mécanique, ainsi que les caractéristiques assignées électriques, thermiques et mécaniques doit être mise à disposition. La documentation doit indiquer la classe de protection contre les chocs électriques pour laquelle le module a été qualifié et classé, ainsi que toute limite spécifique exigée pour cette classe.

La documentation doit assurer que les installateurs et les opérateurs reçoivent des instructions appropriées et suffisantes pour une installation, une utilisation et une maintenance sûres des modules PV qu'elle accompagne.

La documentation doit être fournie dans au moins l'une des langues officielles du pays dans lequel les modules PV sont installés. Les symboles internationaux doivent être utilisés lorsqu'ils sont applicables.

Des instructions d'assemblage doivent être fournies avec un produit expédié en pièces détachées, et doivent être détaillées et adaptées au degré exigé afin de faciliter l'assemblage complet et sûr du produit.

La documentation peut être fournie sur papier dans chaque unité d'expédition ou sous forme de lien électronique. L'adresse web doit être indiquée sur le dispositif ou figurer sur une fiche d'information jointe à chaque unité d'expédition. L'adresse web peut se présenter sous la forme d'un localisateur de ressources uniforme (URL - http://www.____.com/____/) ou d'un code de réponse rapide (code QR). Le lien vers l'adresse web doit permettre à l'utilisateur d'accéder à une page internet qui contient les informations exigées ou à un lien direct vers ces informations. Le fichier doit être dans un format couramment utilisé et doit pouvoir être téléchargé.

Les besoins de maintien et de soutien des informations pendant le cycle de vie du produit pris en charge doivent être pris en compte lors de la planification de la préparation des informations à utiliser, conformément à l'IEC/IEEE 82079-1.

La documentation doit comprendre les informations suivantes:

- toutes les informations exigées par 6.2.2.1, à l'exception de c) et d);
- les configurations de module série/parallèle maximales recommandées;
- le coefficient de température pour la tension en circuit ouvert;
- le coefficient de température pour la puissance maximale;
- le coefficient de température pour le courant de court-circuit;

6.2.3.2 Conditions environnementales et de montage appropriées

La documentation doit indiquer les conditions d'environnement et de montage pour lesquelles le module a été qualifié, qui incluent toujours, par défaut:

- l'altitude assignée maximale pour laquelle le module PV est conçu; des réductions peuvent être appliquées;
- une déclaration qui indique les caractéristiques assignées de charges de calcul négatives (ascendantes) et positives (descendantes) de chaque moyen mécanique de fixation du module, telles qu'elles ont été évaluées lors de l'essai de charge mécanique statique selon l'essai MST 34. À la discrétion du fabricant, la charge d'essai et/ou le facteur de sécurité γ_m peuvent également être indiqués;
- pour les modules bifaces, la désignation du ou des côtés du module qui ont été soumis à l'essai pour des expositions du côté avant. Sauf s'il est soumis à l'essai comme côté

avant, le côté arrière ne peut être utilisé qu'en cas de lumière solaire indirecte ou directe limitée (moins de 300 W/m^2). Si les deux côtés d'un module sont destinés à être utilisés en cas d'exposition prolongée à la lumière solaire directe ($> 300 \text{ W/m}^2$), chaque côté doit satisfaire aux exigences concernant le côté avant.

-
- une plage de température comprise entre une limite inférieure de température environnementale de -40°C et la limite supérieure fixée par une température de fonctionnement de 98^e centile du module de 70°C (température de 80°C ou 90°C si l'essai est réalisé selon les conditions de niveau 1 ou de niveau 2 comme cela est décrit dans l'IEC TS 63126);
- des recommandations concernant les zones géographiques, les conditions de montage et les facteurs de conception et d'installation du système pour lesquels la température prévue de fonctionnement de 98^e centile du module est supérieure à 70°C (ou une température de 80°C ou 90°C si l'essai est réalisé selon les conditions de niveau 1 ou de niveau 2);

EXEMPLE:

- les modules peuvent être installés dans toute région du monde s'ils sont montés avec un débit d'air illimité;
- il est possible que les modules installés avec un débit d'air limité ne soient pas autorisés à être utilisés dans certains emplacements chauds, en fonction des paramètres de conception du système. Il convient que les installateurs déterminent si la conception du système à un emplacement géographique spécifique génère une température de fonctionnement de 98^e centile du module supérieure à 70°C (80°C ou 90°C si l'essai est réalisé selon les conditions de niveau 1 ou de niveau 2). Les installateurs doivent par ailleurs prendre en considération ces facteurs dans la conception des systèmes (se reporter à l'IEC TS 63126 pour de plus amples informations):
 - conditions environnementales spécifiques au site: éclairage, température, vitesse du vent;
 - conception du système: distance de montage, taille et espacement des groupes, et caractéristiques anti-emboîtement qui peuvent réduire le débit d'air

NOTE 1 Des restrictions géographiques spécifiques peuvent s'appliquer; les cartes de l'IEC TS 63126 en fournissent des exemples.

NOTE 2 Un document IEC qui décrit une méthode d'estimation de la température de fonctionnement de 98^e centile du module pour différentes combinaisons de montage et géographiques est en cours d'élaboration.

- pour faciliter le dimensionnement correct du système en fonctionnement normal, le fabricant doit décrire les facteurs qui peuvent augmenter la tension ou le courant au-delà des valeurs STC indiquées dans la documentation. À cet égard, les déclarations suivantes ou des déclarations équivalentes doivent être incluses:

"Un module photovoltaïque est susceptible de connaître des conditions qui produisent un courant et/ou une tension plus élevés que ceux consignés dans des conditions normales d'essai. Les facteurs à prendre en considération sont la température du module et l'éclairement du côté avant (et, pour les modules bifaces, l'albédo du sol ou du toit, l'espacement entre les rangées et la hauteur de l'installation). En conséquence, il convient de multiplier les valeurs de V_{OC} et I_{SC} (ou pour les modules bifaces, $I_{SC-aBSI}$) marquées sur ce module PV, par un coefficient de 1,25 lors de la détermination des caractéristiques assignées de tension et de courant pour les composants connectés à la sortie PV."

"Le facteur de sûreté de 1,25 donné pour les caractéristiques assignées minimales de tension des composants dans l'exemple de déclaration ci-dessus peut être modifié au cours de la conception d'un système, en fonction de la température minimale à l'emplacement de l'installation et du coefficient de température pour V_{OC} . Le facteur de sûreté de 1,25 donné pour les valeurs assignées de courant pour I_{SC} (ou pour les modules bifaces, $I_{SC-aBSI}$) peut être ajusté sur la base des valeurs maximales d'éclairement incident sur le côté avant du module (et le côté arrière pour les modules bifaces). À cette fin, une simulation complète de l'emplacement spécifique et de l'orientation des modules (et, pour les modules bifaces, de l'albédo du sol, de l'espacement entre les rangées et de la hauteur de l'installation) est exigée. Des recommandations supplémentaires concernant le choix d'un facteur de sûreté différent de 1,25 sont données dans l'IEC 62548."

La documentation doit stipuler que la lumière du soleil concentrée artificiellement qui génère un courant du module PV supérieur à la valeur consignée sur la plaque signalétique ne doit pas être dirigée vers le côté avant ou arrière du module PV.

En outre, il convient que la documentation indique si les modules PV ont été évalués selon les normes suivantes, y compris quelles séquences d'essai spécifiques ont été appliquées.

- IEC 61701, *Modules photovoltaïques (PV) – Essai de corrosion au brouillard salin*
Inclure la méthode d'essai utilisée (fondée sur la classification de corrosivité).
- IEC 62716, *Modules photovoltaïques (PV) – Essai de corrosion à l'ammoniac*
Inclure la séquence d'essai 1 ou 2 (Si cristallin ou couche mince).
- IEC 62109-3, *Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques – Partie 3: Exigences particulières pour les dispositifs électroniques combinés aux éléments photovoltaïques*
 - Inclure la MIE de Type A ou B (selon que l'électronique peut être soumise à l'essai séparément du module).
- IEC TS 63126, *Guidelines for qualifying PV modules, components and materials for operation at high temperatures* (disponible en anglais seulement)
Inclure le niveau de température 1 ou 2 (sur la base d'une sélection d'essais pour des combinaisons d'emplacement de déploiement et de configuration de montage).

6.2.3.3 Montage

La documentation doit comprendre les informations et les instructions adéquates pour chaque méthode de montage telle que décrite dans les instructions de montage du fabricant, ainsi que:

- une déclaration qui indique les moyens mécaniques minimaux pour la fixation du module PV (comme cela est évalué lors de l'essai de charge mécanique (MST 34) de l'IEC 61730-2) et la conformité aux exigences de charge mécanique de la série IEC 61215, le cas échéant;
- les limitations présentées par la situation de montage (par exemple, la pente, l'orientation, les moyens de montage, le refroidissement, l'espacement spécifique et toute autre condition qui peut avoir une incidence sur la sûreté d'installation du module PV);

NOTE L'espacement minimal dépend de la température de fonctionnement de 98e centile du module pour un emplacement spécifique.

- si des adhésifs sont utilisés pour le montage (par exemple, pour les modules flexibles), le type d'adhésif et les substrats autorisés;
- si des adhésifs sont spécifiés pour être utilisés sur le terrain afin d'assurer la fixation mécanique à des revêtements de toiture ou à des systèmes de montage spécifiques (tels que des modules flexibles collés à une membrane de toiture ou des modules collés à des rails métalliques), le fabricant et le numéro de référence unique de l'adhésif, ainsi que la préparation de la surface exigée, le processus d'application de l'adhésif et les conditions de durcissement.

6.2.3.4 Connecteurs/câblage

La documentation doit comprendre une description détaillée des informations suivantes ayant trait aux connecteurs et à la méthode de câblage:

- les diamètres minimaux des câbles, la tension assignée, les caractéristiques assignées de courant et de température des câbles pour les modules photovoltaïques destinés au câblage externe et indication du fait qu'il est nécessaire que les câbles utilisés soient conformes à l'IEC 62930, type 131 ou type 133, ou à l'EN 50618;
- toutes les limitations relatives aux méthodes de câblage et à la gestion des câbles qui s'appliquent à la boîte de jonction du module PV;
- une déclaration selon laquelle le câblage d'interconnexion des modules doit être assigné pour l'application. Il est important que l'utilisateur connaisse les codes d'installation nationaux;

- le type de bornes pour câblage externe;
- les types/modèles spécifiques, ainsi que le nom/la marque du fabricant du ou des connecteurs PV auxquels les connecteurs de module PV peuvent être appariés;

NOTE 1 Les problèmes de désadaptation des connecteurs sont décrits dans l'IEC TR 63225.

NOTE 2 La simple déclaration du modèle/type de connecteur (tel que "compatible MC4") ne satisfait pas à cette exigence.

- la ou les méthodes de liaison équipotentielle à utiliser (le cas échéant). Soit ces méthodes doivent toutes être fournies, soit le matériel spécifié doit être identifié dans la documentation;
- le type et les caractéristiques assignées de la diode de dérivation à utiliser (le cas échéant).

6.2.3.5 Caractéristiques assignées de feu

La documentation doit comprendre soit une déclaration qui indique la ou les caractéristiques assignées de feu et la norme appliquée, soit une déclaration qui indique que la résistance aux sources d'incendie extérieures n'a pas été évaluée, ainsi que les limitations relatives aux caractéristiques assignées réalisées (par exemple, pente de l'installation, sous-structure ou autres informations d'installation applicables);

La documentation relative au montage sur le toit doit comprendre les informations détaillées du ou des paramètres spécifiques lorsque la caractéristique assignée de feu dépend d'une structure de montage particulière, d'un espacement particulier ou de moyens spécifiques de fixation au toit ou à la structure.

6.3 Composants électriques et isolation

6.3.1 Généralités

Les modules PV peuvent être constitués des composants électriques et de l'isolation suivants:

- le câblage interne, par exemple, les cellules solaires et les interconnexions de cellules (voir 6.3.2);
- le câblage externe et les câbles de sortie (voir 6.3.3);
- les connecteurs (voir 6.3.5);
- les boîtes de jonction pour modules PV (voir 6.3.6);
- la face avant et la face arrière (voir 6.3.7);
- les barrières par contournement (voir 6.3.8);
- les connexions électriques (voir 6.3.9);
- l'encapsulant (voir 6.3.10);
- les diodes de dérivation (voir 6.3.11).

6.3.2 Câblage interne

Le courant maximal admissible du câblage interne doit être suffisant pour l'application concernée. Selon le degré de pollution à l'emplacement du câblage interne, des précautions contre la corrosion doivent être prises le cas échéant. Des exemples de protection contre la corrosion sont donnés au 6.5.3.1. Si l'isolation du câblage interne s'avère nécessaire, elle doit satisfaire aux exigences pertinentes pour l'application concernée selon 6.5.2.2.

La vérification est effectuée par examen (MST 01) et par l'essai de surcharge de courant inverse (MST 26).

6.3.3 Câblage et câbles externes

Le câblage et les câbles externes doivent satisfaire aux exigences de l'IEC 62930 et doivent être de type 131 ou de type 133. Les câbles conformes à l'EN 50618 sont autorisés en variante aux câbles de type 131 de l'IEC 62930.

6.3.4 Caractéristique assignée de protection des modules contre les surintensités

Les recommandations de détermination de la caractéristique assignée de protection contre les surintensités sont fournies par l'IEC 60269-6 comme cela est vérifié par l'essai MST 26 de l'IEC 61730-2. Les caractéristiques assignées nominales du fusible (I_n) sont généralement égales ou supérieures à 1,4 fois I_{SC} . Pour les modules PV bifaces, les caractéristiques assignées doivent être évaluées pour $I_{SC-aBSI}$.

6.3.5 Connecteurs

Les connecteurs externes en courant continu doivent satisfaire aux exigences de l'IEC 62852, et aux exigences supplémentaires du 6.5.2.2. Les connecteurs doivent être marqués conformément au 6.2.2.

6.3.6 Boîtes de jonction

Les boîtes de jonction pour modules PV doivent satisfaire aux exigences de l'IEC 62790, et aux exigences supplémentaires du 6.5.2.2.3.

Des essais au niveau du module après l'installation et la terminaison des rubans sont exigés pour valider l'adhérence/connexion de la boîte de jonction au module et les distances minimales d'isolement et les lignes de fuite.

6.3.7 Faces avant et faces arrière

Les faces avant et arrière polymères doivent satisfaire aux exigences de l'IEC 62788-2-1. Chaque face doit être désignée comme une face avant ou une face arrière en fonction des exigences d'essai. Les faces arrière ne peuvent être utilisées qu'avec une lumière solaire indirecte ou directe limitée, inférieure ou égale à 300 W/m².

Les matériaux destinés à être utilisés en cas d'exposition prolongée à une lumière solaire directe supérieure à 300 W/m² doivent satisfaire aux exigences concernant les faces avant spécifiées dans l'IEC 62788-2-1.

Les faces arrière sont qualifiées conformément à l'IEC 62788-2-1 selon la fréquence de coupure UV de la combinaison encapsulant/verre utilisée lors des essais. Cette fréquence de coupure doit être identique ou inférieure à celle utilisée pour la combinaison encapsulant/verre utilisée dans la conception du module.

Les exigences relatives à la distance à travers l'isolation présentées dans le Tableau 3 et le Tableau 4 peuvent être satisfaites à l'aide d'une couche unique ou de plusieurs couches de RUI comme cela est décrit dans l'IEC 62788-2-1.

L'adhérence de la face avant et de la face arrière (à l'encapsulant ou au verre, par exemple) doit être appropriée. La vérification est effectuée au niveau du module par les séquences d'essais de l'IEC 61730-2.

6.3.8 Barrières par contournement

Une barrière par contournement doit résister à toutes les contraintes mécaniques, électriques, thermiques et environnementales pertinentes. En règle générale, une barrière par contournement en matériau polymère doit satisfaire aux exigences pertinentes du 6.5.2. Elle doit être maintenue en place et ne doit pas être dégradée au point que ses propriétés électriques et mécaniques exigées descendent en dessous des valeurs minimales acceptables pour l'application. La barrière par contournement ne doit pouvoir être retirée qu'à l'aide d'un outil. La vérification est effectuée par la séquence d'essais de l'IEC 61730-2.

6.3.9 Connexions électriques

6.3.9.1 Généralités

Les connexions électriques doivent être conçues de telle façon que la pression de contact ne soit pas transmise par un matériau isolant autre que la céramique, le mica pur ou d'autres matériaux qui présentent des caractéristiques adaptées, sauf si les parties métalliques présentent une résilience suffisante pour compenser le rétrécissement ou l'élasticité du matériau isolant.

Des précautions doivent être prises pour éviter que les connexions ne se desserrent (par l'utilisation d'une rondelle, par exemple).

La vérification est effectuée par examen visuel (MST 01) de l'IEC 61370-2, par l'essai de continuité de la liaison équipotentielle (MST 13) et par l'essai des raccords vissés (MST 33), le cas échéant.

L'extrémité d'une âme câblée ne doit pas être consolidée par brasage tendre au niveau des emplacements auxquels le conducteur est soumis à une pression de contact, sauf si le mode de serrage est conçu pour réduire la probabilité de faux contact ou si la partie soudée est maintenue à l'extérieur de la zone de contact de la connexion.

Des précautions doivent être prises pour que, en fonctionnement, les organes de serrage ou autres terminaisons ne fassent l'objet d'aucune contrainte thermique et mécanique susceptible de compromettre la conductivité électrique.

6.3.9.2 Bornes pour câbles externes et rubans de connecteur PV

Les bornes pour connexions électriques doivent être adaptées au type et à la plage de sections de conducteur selon la spécification du fabricant. Elles doivent satisfaire aux exigences de l'IEC 62790, ainsi qu'aux exigences ITR, IRT et IT supplémentaires du 6.5.2.2.3.

Les bornes isolées doivent être conçues de manière à éviter toute possibilité de déplacement qui peut donner lieu à une réduction des distances d'isolement et des lignes de fuite.

6.3.9.3 Raccords et connexions à l'intérieur d'un module PV

Les raccords et connexions à l'intérieur d'un module PV autres que ceux destinés aux bornes des câbles externes et aux rubans de connecteur PV doivent être mécaniquement fixés et doivent assurer la continuité électrique. Les connexions électriques doivent être brasées, soudées, collées de manière conductrice, serties ou soigneusement connectées de quelque manière que ce soit. Un joint soudé ou collé de manière conductrice doit en outre être fixé mécaniquement.

L'encapsulation est considérée comme un moyen de fixation mécanique des connexions soudées et collées de manière conductrice dans un module PV.

6.3.10 Encapsulants

Les encapsulants sont considérés comme partie intégrante du stratifié. Ils assurent une protection contre la pénétration de poussière et d'humidité, et la conformité aux exigences de l'IEC 61730-2 doit en faire la démonstration pour le degré de pollution 2.

Les propriétés et les méthodes d'essai pertinentes pour les encapsulants au niveau du composant sont décrites dans l'IEC 62788-1 (toutes les parties). Il n'est pas exigé qu'ils fassent l'objet d'essais séparément, mais ils doivent être évalués par rapport à l'application.

Les encapsulants sont généralement considérés comme une isolation fonctionnelle, et doivent présenter des propriétés d'isolation appropriées afin de maintenir les espacements. Les propriétés techniques de l'encapsulant doivent être adaptées à l'application prévue. Notamment:

- la plage assignée de températures de fonctionnement doit couvrir la plage de températures de l'application prévue;
- la résistance d'isolement et la rigidité diélectrique doivent être adaptées à l'application prévue.

La vérification est effectuée par la séquence d'essais de l'IEC 61730-2.

Partie intégrante de la coordination de l'isolement, certaines dimensions minimales peuvent être reclassées si l'encapsulant présente des propriétés démontrées:

- un groupe de matériaux attribué, tel que déterminé par la caractéristique assignée de l'indice de résistance au cheminement conformément à l'IEC 60112 (6.6.3.3);
- des caractéristiques assignées d'inflammabilité au moins équivalente à HB conformément à l'IEC 60695-11-10 (6.6.4.4).

6.3.11 Diodes de dérivation

Les diodes de dérivation doivent être conçues pour supporter le courant et la tension qui correspondent à leur utilisation prévue. La vérification est effectuée par examen thermique de la diode de dérivation (MST 25), par l'essai de tenue à l'échauffement localisé (MST 22), par l'essai fonctionnel de la diode de dérivation (MST 07) et par examen visuel (MST 01).

6.4 Connexions mécaniques et électromécaniques

6.4.1 Généralités

Le présent paragraphe définit les exigences minimales relatives aux connexions mécaniques qui assurent la stabilité mécanique des modules PV (avec un cadre, par exemple) et aux connexions qui assurent à la fois les fonctions mécanique et électrique (au moyen de la liaison équipotentielle, par exemple).

En règle générale, un module PV est composé des connexions mécaniques suivantes:

- connexions à l'intérieur d'un cadre;
- interfaces de montage de module PV (le cadre ou le rail arrière, par exemple) au verre ou à la face arrière avec un adhésif (silicone, caoutchouc, etc.);
- cadre à serrer d'un système de montage;
- moyens de liaison équipotentielle;
- moyens de fixation de la boîte de jonction aux modules PV (par exemple, silicone, bande, etc.); et
- connexions mécaniques à l'intérieur du stratifié.

Les connexions mécaniques doivent pouvoir résister durablement aux contraintes thermiques, mécaniques et environnementales dont l'application finale fait l'objet, sans amener l'intégrité de la connexion en deçà des niveaux de sûreté.

La vérification est effectuée par examen (MST 01) et lors de l'essai de charge mécanique (MST 34), de l'essai de détérioration du module (MST 32), de l'essai de fluage des matériaux (MST 37) et, le cas échéant, de l'essai de continuité de la liaison équipotentielle (MST 13). Il n'est pas exigé que les modules de classe 0 (par exemple, destinés à une utilisation dans les zones d'accès limité) satisfassent à l'essai de détérioration du module (MST 32).

Les exigences relatives au matériau individuel sont données au 6.5. Les parties destinées à être retirées doivent uniquement pouvoir être démontées à l'aide d'outils. Les couvercles fixés sans vis doivent être équipés d'un ou de plusieurs aménagements détectables (des encoches, par exemple) qui permettent d'utiliser les outils pour les démonter sans endommager le couvercle ou l'aménagement ou les aménagements. Si le couvercle est correctement retiré, l'outil ne doit pas entrer en contact avec les parties actives.

S'agissant des connexions mécaniques, un frottement entre les surfaces seul (une simple pression à ressort, par exemple) n'est pas acceptable comme seul moyen d'empêcher la rotation ou le desserrage d'une pièce.

Les propriétés physiques ou les constructions qui provoquent une interférence ou qui empêchent tout mouvement ou toute rotation accidentelle du composant satisfont à cette exigence.

6.4.2 Connexions à vis

Si la défaillance d'une connexion à vis et/ou mécanique peut rendre le module PV dangereux, ces connexions à vis et mécaniques doivent supporter les contraintes mécaniques qui surviennent en utilisation normale. Les vis ne doivent pas être composées d'un matériau mou ou sujet au fluage.

EXEMPLE 1 Le zinc et certaines nuances d'aluminium sont des matériaux mous.

Les vis utilisées pour les besoins de la maintenance ne doivent pas être composées d'un matériau isolant si leur remplacement par une vis métallique est susceptible de compromettre l'isolation supplémentaire ou renforcée.

Les vis utilisées pour assurer la stabilité mécanique et la continuité de la liaison équipotentielle (les vis de fixation dans les cadres ou autres composants, par exemple) doivent satisfaire à l'exigence du premier alinéa du 6.4.2. Au moins une vis par connexion électrique/mécanique doit assurer la connexion électrique entre les composants métalliques.

La vérification est effectuée par examen (MST 01) et par l'essai de connexion à vis générale (MST 33a).

Les vis utilisées pour les connexions électriques et mécaniques et qui présentent un diamètre nominal inférieur à 3 mm doivent être vissées dans les parties métalliques.

Pour les vis utilisées pour les connexions électriques et mécaniques, deux filetages complets doivent être engagés dans les parties métalliques.

Les connexions vissées ou fixées entre différentes parties du module PV doivent être composées de manière à ne pas se desserrer par torsion, contraintes de flexion, vibration, etc., comme cela peut se produire en utilisation normale.

EXEMPLE 2 Le brasage, la soudure, les contre-écrous et vis sans tête sont des moyens qui permettent d'empêcher le desserrage des connexions.

La vérification est effectuée par examen (MST 01) et par l'essai des vis de blocage (MST 33b).

6.4.3 Rivets

Les rivets qui ont la double fonction d'être à la fois des connexions électriques et mécaniques doivent être protégés contre le desserrage. Une tige non circulaire ou une encoche appropriée peut suffire et peut donc être utilisée.

6.4.4 Vis autotaraudeuses à découpe

Les vis autotaraudeuses à découpe et les vis autofileteuses ne doivent pas être utilisées pour assurer l'interconnexion des parties sous tension si elles sont en métal soit mou soit sujet au fluage (le zinc ou l'aluminium, par exemple).

Les vis autotaraudeuses par déformation (vis à tôle) ne doivent pas être utilisées pour assurer la connexion des parties sous tension, sauf si elles serrent lesdites parties directement en contact l'une avec l'autre et sont équipées de moyens de verrouillage adaptés.

Les vis autotaraudeuses à découpe (autofileteuses) ne doivent pas être utilisées pour assurer la connexion de parties sous tension, sauf si elles génèrent un filetage complet pour vis de mécanique normalisée. Toutefois, les vis de ce dernier type ne doivent pas être utilisées si elles sont susceptibles d'être actionnées par l'utilisateur ou par l'installateur.

Les vis autotaraudeuses à découpe et les vis autotaraudeuses par déformation, utilisées pour assurer la continuité de la liaison équipotentielle, doivent être telles qu'il ne s'avère pas nécessaire d'interrompre la connexion en utilisation normale.

S'agissant de la liaison équipotentielle, une vis est admise si deux filetages complets sont engagés dans le métal.

6.4.5 Emmanchement à forme/à force/serré

Les emmanchements à forme/à force/serrés des composants métalliques qui ne font pas l'objet d'une liaison équipotentielle distincte doivent être connectés électriquement.

EXEMPLE Les joints d'angle dans les cadres métalliques sont des connexions types qui ne forment pas séparément de liaisons équipotentielles.

La vérification est effectuée par examen (MST 01) et par un essai de détérioration du module (MST 32), un essai de charge mécanique statique (MST 34) et un essai de continuité de la liaison équipotentielle (MST 13) effectué avant et après les essais MST 32 et MST 34.

6.4.6 Connexions par adhésifs

Les connexions types par adhésifs qui sont réalisées pendant la production du module et font l'objet du 6.4.6 sont utilisées pour:

- le montage de la boîte de jonction;
- le montage des traverses arrière ou des cadres;
- la fixation de la face avant et/ou de la face arrière aux joints de bordure;
- la fixation de la face avant et/ou de la face arrière à l'encapsulant;
- la fixation du module à un substrat utilisé pour le montage;
- etc.

Pour les modules flexibles, les modules doivent être montés conformément à la documentation du fabricant avec le substrat et les adhésifs/moyens de montage prescrits pendant les essais. Si l'application spécifiée par le fabricant permet un montage rigide ou flexible, les essais doivent être réalisés dans le cas le plus défavorable. Le ou les substrats spécifiques qui ont été collés au module lors des essais doivent être indiqués dans la documentation.

La vérification est effectuée par les essais de l'IEC 61730-2:2023, Figure 1.

L'adhérence d'un polymère destiné à l'isolation à une autre couche isolante doit être adaptée à l'application.

Si la connexion par adhésif doit être considérée comme un joint collé, les exigences conformes au 6.6.4.3 doivent être appliquées.

6.4.7 Autres connexions

Les autres connexions telles que, par exemple, les connexions soudées ou brasées doivent faire l'objet d'un examen visuel (MST 01).

Les autres connexions qui assurent la liaison équipotentielle doivent être vérifiées à l'aide de l'essai de continuité de la liaison équipotentielle (MST 13).

Les matériaux et les processus destinés à créer les connexions doivent être appropriés pour l'utilisation prévue.

NOTE Des recommandations supplémentaires concernant la vérification des connexions brasées peuvent être consultées dans l'IEC 61191-1.

6.5 Matériaux

6.5.1 Généralités

Le présent paragraphe définit les exigences relatives aux matériaux utilisés dans un module PV. La conformité générale est vérifiée à l'aide d'essais conformes à l'IEC 61730-2.

Le choix des matériaux n'est pas limité à la liste donnée dans le présent paragraphe. Les matériaux non conducteurs, par exemple le verre ou la céramique, peuvent également être utilisés comme matériaux isolants. À des fins de dimensionnement, tout matériau non conducteur peut être considéré comme isolation, et la conformité aux exigences du 6.6 doit alors être assurée.

6.5.2 Matériaux polymères

6.5.2.1 Généralités

Les matériaux polymères doivent pouvoir résister durablement et de manière sûre aux contraintes électriques, mécaniques, thermiques, environnementales et corrosives dont l'application fait l'objet, et doivent être résistants aux dégradations des propriétés électriques et mécaniques.

Les paragraphes 6.5.2.2 à 6.5.2.4 décrivent les exigences générales et les méthodes d'essai. Pour plusieurs composants, les méthodes à appliquer pour satisfaire à ces exigences sont données dans des Normes internationales individuelles. Pour que les modules PV soient conformes au présent document, ces composants doivent être évalués selon les méthodes et satisfaire aux exigences décrites dans les documents applicables au niveau du composant, à savoir:

- l'IEC 62788-2-1 pour les faces avant et faces arrière;
- l'IEC 62790 pour les boîtes de jonction pour modules PV;
- l'IEC 62852 pour les connecteurs pour application en courant continu dans les systèmes PV;
- l'IEC 62930 (ou l'EN 50618 pour le type 131) pour les câbles électriques pour systèmes PV.

6.5.2.2 Matériaux polymères utilisés comme isolant électrique

6.5.2.2.1 Généralités

Les matériaux polymères peuvent assurer plusieurs fonctions d'isolation, par exemple l'isolation pour les parties externes ou entre:

- les parties actives internes et les parties conductrices accessibles;
- les parties actives et les surfaces accessibles;
- les parties actives internes à potentiel différent.

Un matériau isolant qui assure plusieurs fonctions doit satisfaire à toutes les exigences applicables. En présence de plusieurs exigences similaires, l'exigence la plus rigoureuse s'applique.

Un matériau utilisé comme isolation fonctionnelle doit être approprié selon 6.6.4.4. Un matériau utilisé pour l'isolation en couches minces doit être approprié pour l'application selon 6.6.4.2. Chaque matériau isolant doit être évalué dans la plus faible épaisseur significative utilisée pour l'application spécifique.

L'isolation ne doit pas être compromise par des contraintes thermiques de courte ou de longue durée qui peuvent se produire dans les processus de fabrication, pendant le transport et l'utilisation normale. Elle ne doit pas non plus être compromise par les contraintes électriques et les effets des intempéries à un degré qui ne satisfait pas aux exigences du présent document.

6.5.2.2.2 Endurance à la contrainte électrique

Les matériaux utilisés comme isolant électrique doivent résister aux contraintes électriques dont l'application fait l'objet.

Les matériaux d'isolation attendue (RUI) doivent avoir une résistance à la rupture suffisante et doivent satisfaire au 6.6.4.2.

La méthode d'essai applicable aux faces avant et faces arrière est décrite dans l'IEC TS 62788-2. Pour les autres matériaux isolants polymères non énumérés au 6.5.2, se reporter à l'IEC 60243-1 et à l'IEC 60243-2.

Un matériau polymère qui fait partie d'un chemin conducteur potentiel doit être résistant au cheminement de surface, en coordination avec les dimensions de conception spécifiées au 6.6.3.

- Si le degré de pollution 1 est démontré, le microenvironnement est tel que les groupes de matériaux ne sont pas pertinents.
- Pour les degrés de pollution plus élevés, les lignes de fuite minimales sont déterminées en fonction des groupes de matériaux sur la base de la caractéristique assignée de la résistance au cheminement conformément à l'IEC 60112. Pour les matériaux isolants polymères sans caractéristique assignée de la résistance au cheminement, la valeur appliquée est de 150 % de la ligne de fuite du groupe de matériaux III. Pour les faces avant ou les faces arrière, le procédé de lamination pour la fabrication des modules PV décrit dans l'IEC 62788-2-1 permet d'établir les couches pour lesquelles un groupe de matériaux (ou l'absence d'un tel groupe) sert à déterminer la ligne de fuite minimale au 6.6.3.3.

De plus, les essais suivants de l'IEC 61730-2 pour les modules PV s'appliquent:

- un essai diélectrique (MST 16) avant et après le préconditionnement;
- un essai de courant de fuite en milieu humide (MST 17);
- un essai de tension de choc (MST 14).

6.5.2.2.3 Endurance aux contraintes thermiques – ITR (IRT) ou IT (mécanique / électrique)

Les matériaux utilisés comme RUI doivent présenter des valeurs ITR, IRT ou IT minimales conformes à l'IEC 60216-5 ou l'IEC 60216-1 de 90 °C au moins. Afin d'assurer que les propriétés électriques et mécaniques sont fournies pendant toute la durée de vie attendue, les valeurs IT et ITR (IRT) doivent être évaluées en tant que propriétés mécaniques et électriques conformément à l'IEC 60216-2.

Les valeurs IRT pertinentes évaluées conformément à l'UL 746B sont admises comme alternative à la valeur ITR.

6.5.2.2.4 Endurance à la contrainte environnementale

Les matériaux polymères doivent résister durablement aux contraintes environnementales que subit l'application.

Un vieillissement accéléré est réalisé pour vérifier la capacité du matériau à supporter des contraintes environnementales simulées, y compris la chaleur, l'humidité et le rayonnement UV. L'endurance du matériau doit être vérifiée par conformité à l'IEC 61730-2 au niveau du module. Les composants doivent satisfaire aux exigences des Normes internationales individuelles applicables.

Les essais de vieillissement sont généralement combinés à un examen visuel ainsi qu'à des essais de matériaux avant et après exposition à des facteurs de contrainte spécifiques, afin d'évaluer les variations des caractéristiques mécaniques et électriques qui entraînent des dangers pour la sûreté.

6.5.2.3 Inflammabilité

Les modules PV peuvent être soumis à des conditions d'incendie extérieur pendant leur durée de vie. Par conséquent, leurs caractéristiques de résistance au feu doivent être soumises à l'essai par une exposition à une source d'incendie provenant de l'extérieur du module PV. Cette source peut être le bâtiment sur lequel les modules photovoltaïques sont installés ou dans lequel ils sont intégrés; la source d'incendie peut également provenir d'un bâtiment adjacent. Les exigences de résistance au feu pour un module PV destiné à des applications dans un bâtiment sont définies dans les codes de construction locaux ou nationaux.

Les BAPV et BIPV font l'objet d'exigences de sûreté spécifiques relatives à l'incendie qui découlent des codes de construction nationaux. Les exigences fondamentales relatives à la sécurité au feu ne sont pas encore harmonisées à l'échelle internationale. Des exigences générales relatives à ce sujet ne peuvent donc pas être définies dans le présent document.

EXEMPLE Les BIPV et BAPV peuvent servir de matériaux de couverture, d'éléments d'intégration à un bâtiment ou d'éléments installés sur les bâtiments.

Les parties polymères externes du module PV dont la détérioration peut compromettre sa sûreté doivent être conformes à toutes les exigences supplémentaires suivantes:

- classe d'inflammabilité minimale: V-1 conformément à l'IEC 60695-11-10 pour toutes les parties externes polymères à l'exception de l'isolation en couches minces (qui sont couvertes uniquement par l'essai MST 24);
- essai d'allumabilité (MST 24) dans l'application finale (au niveau du stratifié ou du module PV);
- les parties polymères qui ne sont pas des composants du stratifié dont la détérioration peut compromettre la sûreté du module PV sont évaluées à l'aide de l'essai d'allumabilité du niveau de module (MST 24).

NOTE Ces parties peuvent également être soumises à des exigences de codes locaux supplémentaires.

Pour les matériaux polymères entre deux parties de potentiel différent, les espacements internes peuvent être reclassés comme décrit au 6.6.4.4 si l'encapsulant ou les encapsulants ont une valeur HB minimale dans l'essai d'inflammabilité conformément à l'IEC 60695-11-10, ou si une méthode de vérification des espacements est établie dans le processus de production.

6.5.2.4 Matériaux polymères rigides utilisés pour des fonctions mécaniques

Les matériaux polymères rigides utilisés pour des fonctions mécaniques (par exemple, cadre polymère, consoles intégrées, traverse arrière) doivent satisfaire aux essais décrits ci-dessous.

- 1) Essai de résistance mécanique à des températures inférieures (5.3.8 de l'IEC 62790:2020), suivi de l'essai MST 01 (examen visuel) de l'IEC 61730-2.
- 2) Essai de résistance aux intempéries (5.3.11 de l'IEC 62790:2020), suivi de l'essai MST 01 (examen visuel) de l'IEC 61730-2.
- 3) Classe d'inflammabilité, IEC 60695-11-10 (V-1 au minimum).
- 4) Essai à la bille, IEC 60695-10-2 (90 °C, diamètre < 2 mm).
- 5) IRT/ITR/IT (≥ 90 °C), IEC 60216-5 (parties mécaniques uniquement), IEC 60216-6 (parties mécaniques uniquement), UL 746B (parties mécaniques uniquement avec impact).

6.5.3 Matériaux métalliques

6.5.3.1 Généralités

Les composants métalliques des modules PV doivent être conçus pour supporter un niveau de catégorie de corrosion atmosphérique minimale C2 tel que spécifié dans le Tableau B.1 de l'Annexe B de l'ISO 9224:2012. Des niveaux supérieurs de protection contre la corrosion (C3 ou C4) peuvent être nécessaires en fonction de l'emplacement dans lequel les modules PV sont installés.

Conformément à l'IEC 60950-1, les parties métalliques conçues pour les applications destinées à évoluer en milieu humide ne doivent pas être en contact avec d'autres parties métalliques si leurs potentiels électrochimiques diffèrent de plus de 600 mV. Les différences de potentiel électrochimique supérieures à cette limite ne sont admises que si les points de contact entre les différents matériaux métalliques sont conçus pour rester secs. Les combinaisons de matériaux énumérées dans le Tableau J.1 de l'IEC 60950-1:2005 font office de lignes directrices qui visent à déterminer les potentiels électrochimiques génériques entre deux matériaux. Les potentiels électrochimiques doivent être pris en considération pour chaque paire spécifique de matériaux.

Le fer ou l'acier doux qui fait partie du produit doit être métallisé, peint ou émaillé pour être protégé contre la corrosion. La protection minimale contre la corrosion doit être au moins équivalente à celle assurée par un revêtement en zinc d'une épaisseur de 0,015 mm. Aucune protection complémentaire des bords simples cisailés ou coupants et des trous poinçonnés comme aménagements des parties métalliques protégées n'est exigée, à condition qu'une corrosion potentielle de ces aménagements ne compromette pas la liaison mécanique, le montage ou les performances de structure du module PV.

La vérification est effectuée par examen (MST 01).

6.5.3.2 Parties sous tension

En fonctionnement normal, les parties sous tension doivent présenter une résistance mécanique et une conductivité électrique suffisantes. Si les conditions environnementales peuvent être à l'origine de corrosion, les matériaux sous tension (métal, polymères, etc.) doivent être protégés contre la corrosion (par un revêtement, par exemple).

Dans le cas de parties sous tension composées d'un métal revêtu de protection contre la corrosion, le revêtement doit être en mesure d'empêcher la corrosion conformément à l'ISO 1456, l'ISO 1461, l'ISO 2081 ou l'ISO 2093. Si les parties sous tension peuvent être contraintes par abrasion, les parties métalliques revêtues ne sont pas admises.

D'autres matériaux doivent être protégés en conséquence.

6.5.4 Adhésifs

Les adhésifs doivent être appropriés pour l'application. La vérification est effectuée à l'aide des essais applicables de l'IEC 61730-2, notamment l'essai de cisaillement longitudinal (MST 36), l'essai de pelage (MST 35), l'essai de robustesse des sorties (MST 42), l'essai de charge mécanique statique (MST 34), ainsi que l'examen visuel (MST 01), l'essai d'accessibilité (MST 11), l'essai de courant de fuite en milieu humide (MST 17) avant et après les séquences d'essais, le cas échéant.

Si un adhésif constitue l'isolation électrique attendue (RUI), il doit par ailleurs satisfaire aux exigences du 6.5.2.2.3.

6.6 Protection contre les chocs électriques

6.6.1 Généralités

Les modules PV doivent être équipés d'une protection adéquate contre les contacts avec des parties actives dangereuses et ne doivent présenter aucun risque de choc électrique.

6.6.2 Protection contre l'accessibilité aux parties actives dangereuses

6.6.2.1 Généralités

Les modules PV doivent être construits de manière à assurer une protection adéquate contre l'accessibilité aux parties actives dangereuses (> 35 V en courant continu).

Pour les modules PV de classe 0, les parties accessibles doivent être séparées des parties actives dangereuses au moins par l'isolation principale.

Les modules PV de classe II doivent être construits et enveloppés de telle sorte que seules les parties séparées des parties actives dangereuses par une double isolation ou une isolation renforcée soient accessibles.

Dans les modules PV de classe III, les parties actives ne sont pas considérées comme dangereuses. Il n'est pas donc nécessaire de les séparer des parties accessibles. Pour assurer

une fonctionnalité suffisante et la protection contre les arcs dangereux, les parties actives de polarité différente doivent être séparées par au moins l'isolation fonctionnelle.

La vérification est effectuée par examen visuel (MST 01) et par l'essai d'accessibilité (MST 11).

Les matériaux polymères utilisés pour assurer la protection contre l'accessibilité aux parties actives dangereuses au moyen d'une enveloppe, d'une barrière par contournement ou d'une RUI doivent satisfaire aux exigences du 6.5.2.

6.6.2.2 Protection au moyen d'enveloppes et de barrières par contournement

Les enveloppes ou les barrières par contournement doivent être conçues de telle sorte que, après le montage, les parties actives ne soient pas accessibles. Cette exigence doit être satisfaite même en cas de déformation du boîtier et/ou du capot par suite d'une contrainte mécanique ou thermique, ce qui peut se produire en utilisation normale. De plus, le niveau de protection du boîtier ne doit pas être compromis par cette éventuelle déformation.

Les parties des enveloppes et des barrières par contournement qui assurent la protection conformément à ces exigences ne doivent pas pouvoir être retirées sans l'aide d'un outil. Les couvercles fixés sans vis doivent comporter un ou plusieurs aménagements détectables (des encoches, par exemple) qui permettent d'utiliser les outils pour les démonter. Si le couvercle est correctement retiré, l'outil ne doit pas entrer en contact avec les parties actives.

Une barrière par contournement doit être maintenue en place et ne doit pas être dégradée par les influences prévues en fonctionnement normal au point que ses propriétés électriques et mécaniques nécessaires descendent en dessous des valeurs minimales acceptables pour l'application.

Les parties concernées doivent être protégées contre le desserrage ou la rotation, si un tel desserrage ou une telle rotation peuvent entraîner un risque d'incendie, de choc électrique ou de dommage corporel.

6.6.2.3 Protection au moyen de l'isolation des parties actives

Un matériau isolant qui assure la seule isolation entre une partie active et une partie métallique accessible ou entre des parties actives non isolées de potentiel différent doit présenter une épaisseur adéquate et être approprié à l'application.

Toute partie conductrice qui n'est pas séparée des parties qui peuvent fonctionner à un potentiel supérieur à 35 V en courant continu par au moins l'isolation principale est considérée comme une partie active. Une partie métallique accessible est considérée comme conductrice si sa surface est nue ou recouverte d'une couche isolante qui ne satisfait pas aux exigences de l'isolation principale.

Une vue d'ensemble de l'isolation exigée est donnée dans le Tableau 2, sur la base de l'IEC 61140.

Tableau 2 – Type d'isolation exigé

Classe de protection (de l'IEC 61140)	Protection exigée contre le contact direct	Isolation entre les parties actives et les parties métalliques accessibles	Isolation entre les parties actives et les surfaces accessibles	Isolation entre les parties actives de potentiel différent à l'intérieur d'un module PV
Classe 0	Oui	B	B	F
Classe II	Oui	R	R	F
Classe III	Non	F	F	F
F: isolation fonctionnelle. B: isolation principale. R: isolation renforcée ou double isolation.				

La désignation du type d'isolation peut imposer des exigences coordonnées de matériaux et d'espacement, comme cela est décrit au 6.6.3.

Aucune exigence d'isolation spécifique ne s'applique aux cellules solaires proches connectées en série si la condition de puissance dissipée maximale entre deux cellules voisines est inférieure à 15 W (d'après les caractéristiques assignées des cellules solaires).

NOTE Pour une cellule type c-Si qui présente une tension en circuit ouvert de 0,7 V environ et un courant de court-circuit de 9,0 A environ, le critère ci-dessus est satisfait (6,3 W).

6.6.3 Coordination de l'isolement

6.6.3.1 Généralités

Pour les besoins de coordination de l'isolement, l'espacement des parties actives et la sélection des matériaux sont reliés entre eux et doivent être pris en considération en coordination l'un avec l'autre.

L'IEC 60664-1 est le document de référence pour évaluer les valeurs minimales exigées et pour mesurer les distances d'isolement et les lignes de fuite existantes. Cette norme fournit les exigences générales de coordination de l'isolement utilisées dans le présent document. L'Annexe B spécifie des exigences supplémentaires, ainsi qu'une explication du mode de dérivation des exigences définies dans le présent document.

Les exigences relatives aux distances d'isolement et aux lignes de fuite sont spécifiées dans les parties supérieures du Tableau 3 pour les modules de classe II, et dans le Tableau 4 pour les modules de classe 0.

Pour les modules de classe III (tension du système ≤ 35 V), la coordination de l'isolement exige au moins une isolation fonctionnelle entre les parties actives de potentiel différent du module PV, les valeurs de ligne de fuite et de distance d'isolement étant celles du Tableau 4. La distance à travers l'isolation n'est pas exigée.

Des informations détaillées supplémentaires sont fournies dans les articles suivants concernant les facteurs d'influence tels que le degré de pollution, le groupe de matériaux, la ligne de fuite et la distance d'isolement. Des exemples de cas d'utilisation spécifiques sont fournis à l'Annexe C.

Les exigences énumérées ici en matière de distances d'isolement et de lignes de fuite ne s'appliquent pas aux dimensions inhérentes aux composants spécifiés.

Indépendamment des dimensions inhérentes au module et aux composants spécifiés, les exigences relatives à la coordination de l'isolement doivent également être satisfaites après le montage et la réalisation des composants. Ainsi, il doit être vérifié que les rubans,

après montage de la boîte de jonction, sont acheminés de telle sorte que les distances entre eux-mêmes et la surface extérieure accessible satisfont aux exigences d'espacement minimal. Dans le cas d'une face arrière qui contient une couche d'aluminium, la distance d'isolement et la ligne de fuite entre la face arrière et les rubans doivent être satisfaites (voir la Figure C.8).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61730-1:2023

Tableau 3 – Distances d'isolement (cl), lignes de fuite (cr) et distances d'isolement dans une isolation solide minimales pour les modules PV de classe II

Tensions b, c	≤ 35 V en courant continu e		100 V en courant continu		150 V en courant continu		300 V en courant continu		600 V en courant continu		1 000 V en courant continu		1 500 V en courant continu															
	cl	cr	cl	cr	cl	cr	cl	cr	cl	cr	cl	cr	cl	cr														
	Groupes de matériaux																											
Degré de pollution	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III													
Distances d'isolement a,b et lignes de fuite g (mm)																												
1) Double isolation/Isolation renforcée f	1	0,4		0,5		0,6		1,4		3,4		6,4		10,4														
	2	0,5	1,2	1,7	2,4	1,5	1,4	2,0	2,8	3,0	1,6	2,2	3,1	5,5	3,0	4,2	6,0	8,0	6,1	8,6	12,0	14,0	10,0	14,2	20,0	19,4	15,0	20,8
2) Isolation principale / fonctionnelle: Distance entre les parties actives de potentiel différent à l'intérieur d'un module PV c,d	1	0,1	0,2		0,3		0,3		0,7		1,7		3,2		5,2													
	2	0,2	0,6	1,0	1,4	0,5	0,7	1,0	1,4	1,5	0,8	1,1	1,6	3,0	1,5	2,1	3,0	5,5	3,0	4,3	6,0	8,0	5,0	7,1	10,0	11,0	7,5	10,4
Distances à travers les matériaux (mm), selon les tensions																												
3) DTFI – Isolation fonctionnelle: distance entre les parties actives de potentiel différent (un encapsulant, voir la Figure C.3)																												
a) aucun essai complémentaire	0,2		0,5		1,5		3,0		5,5		8,0		11,0															
b) avec essais complémentaires (6.6.4.4)			0,3		0,3		0,7		1,7		3,2		5,2															
4) Couches minces (DTI)	0,03		0,03		0,03		0,03		0,06		0,15		0,3															
5) Joints collés	0,2		0,3		0,5		1,0		1,5		2,0		3,5															

- a Si une distance d'isolement mesurée entre les parties actives internes et les surfaces accessibles extérieures est inférieure à la valeur minimale (mais supérieure ou égale à la ligne de fuite), l'essai diélectrique et l'essai de tension de choc de l'IEC 61730-2 (MST 57) doivent vérifier que la distance est appropriée.
- b La tension pertinente applicable est la tension du système, sauf pour la ligne 2). Pour les tensions de valeurs intermédiaires, l'interpolation peut être utilisée.
- c Pour la ligne 2), il s'agit de la valeur destinée au cas qui comporte deux encapsulants différents. La tension de service entre les parties de potentiel différent dans les conditions normales d'essai est pertinente; pour les modules bifaces, utiliser aBSI.
- d Si une distance d'isolement mesurée entre les parties actives de potentiel différent est inférieure à la valeur minimale (mais supérieure ou égale à la ligne de fuite), l'essai diélectrique (MST 57) doit vérifier que la distance est appropriée et le risque de feu doit être atténué.
- e Pour les modèles dans lesquels la tension de service est inférieure à 20 V, les valeurs issues directement de l'IEC 60664-1 peuvent être appliquées.
- f Pour la ligne 1), dans le cas où une double isolation provient de plusieurs parties de chemins conducteurs (différents groupes de matériaux ou degrés de pollution), l'espacement pour chaque chemin conducteur doit satisfaire aux exigences d'isolation principale de la ligne 1) du Tableau 4.
- g Si un groupe de matériaux n'a pas été défini, la valeur minimale de ligne de fuite est égale à 150 % de la valeur applicable au groupe de matériaux III (degré de pollution 2 uniquement).

Tableau 4 – Distances d'isolement (cl), lignes de fuite (cr) et distances d'isolement dans une isolation solide minimales pour les modules PV de classe 0

Tensions ^{b, c}		≤ 35 V en courant continu ^e		100 V en courant continu		150 V en courant continu		300 V en courant continu		600 V en courant continu		1 000 V en courant continu		1 500 V en courant continu											
Degré de pollution		cl	cr	cl	cr	cl	cr	cl	cr	cl	cr	cl	cr	cl	cr										
		I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III									
Groupes de matériaux																									
Distances d'isolement ^{a, b} et lignes de fuite ^g (mm)																									
1) Isolation principale: Distance entre les parties actives internes et les surfaces accessibles extérieures ^a OU 2) Distance entre les parties actives de potentiel différent à l'intérieur d'un module PV ^{c, d}	1	0,1	0,2	0,3		0,3		0,7		1,7		3,2		5,2											
	2	0,2	0,6	1,0	1,2	0,5	0,7	1,0	1,4	1,5	0,8	1,1	1,6	3,0	1,5	2,1	3,0	5,5	8,0	5,0	7,1	10,0	11,0	7,5	10,4
Distances à travers les matériaux (mm), selon les tensions																									
3) DTFI – Isolation fonctionnelle: distance entre les parties actives de potentiel différent (un encapsulant, voir la Figure C.3)																									
a) Aucun essai complémentaire	0,2		0,5		1,5		3,0		5,5		8,0		11,0												
b) Avec essais complémentaires (6.6.4.4)			0,3		0,3		0,7		1,7		3,2		5,2												
4) Couches minces (DTI)	non applicable		0,03		0,03		0,03		0,06		0,15		0,3												
5) Joints collés	non applicable		0,2		0,25		0,5		0,7		1,0		1,7												