

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements

Groupes photovoltaïques (PV) – Exigences de conception



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED
Copyright © 2016 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

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

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 15 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

65 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

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

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

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

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

Recherche de publications IEC - www.iec.ch/searchpub

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 15 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

65 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements

Groupes photovoltaïques (PV) – Exigences de conception

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.160

ISBN 978-2-8322-3635-2

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
1 Scope and object.....	7
2 Normative references.....	7
3 Terms, definitions, symbols and abbreviated terms.....	9
3.1 Terms, definitions and symbols.....	9
3.2 Abbreviations.....	16
4 Compliance with IEC 60364 (all parts).....	16
5 PV array system configuration.....	16
5.1 General.....	16
5.1.1 Functional configuration of a PV system.....	16
5.1.2 PV system architectures.....	17
5.1.3 Array electrical diagrams.....	17
5.1.4 Use of PCE with multiple DC inputs.....	22
5.1.5 Strings constructed using DC conditioning units.....	23
5.1.6 Series-parallel configuration.....	24
5.1.7 Batteries in systems.....	25
5.1.8 Considerations due to prospective fault conditions within a PV array.....	25
5.1.9 Considerations due to operating temperature.....	25
5.1.10 Performance issues.....	26
5.2 Mechanical design.....	26
5.2.1 General.....	26
5.2.2 Thermal aspects.....	27
5.2.3 Mechanical loads on PV structures.....	27
5.2.4 Corrosion.....	27
6 Safety issues.....	28
6.1 General.....	28
6.1.1 Overview.....	28
6.1.2 Separation of PV array from main AC power output circuits.....	28
6.2 Protection against electric shock.....	29
6.2.1 General.....	29
6.2.2 Protective measure: double or reinforced insulation.....	29
6.2.3 Protective measure: extra-low-voltage provided by SELV or PELV.....	29
6.3 Protection against thermal effects.....	29
6.4 Protection against the effects of insulation faults.....	29
6.4.1 General.....	29
6.4.2 Detection and fault indication requirements.....	30
6.5 Protection against overcurrent.....	34
6.5.1 General.....	34
6.5.2 Requirement for overcurrent protection.....	34
6.5.3 Requirement for string overcurrent protection.....	34
6.5.4 Requirement for sub-array overcurrent protection.....	35
6.5.5 Overcurrent protection sizing.....	35
6.5.6 Overcurrent protection in PV systems connected to batteries.....	37
6.5.7 Overcurrent protection location.....	37
6.6 Protection against effects of lightning and overvoltage.....	38
6.6.1 General.....	38

6.6.2	Protection against overvoltage	38
7	Selection and erection of electrical equipment	39
7.1	General	39
7.2	PV array maximum voltage	40
7.3	Component requirements	40
7.3.1	General	40
7.3.2	PV modules	41
7.3.3	PV array and PV string combiner boxes	41
7.3.4	Circuit breakers	42
7.3.5	Fuses	42
7.3.6	Disconnectors and switch-disconnectors	42
7.3.7	Cables	43
7.3.8	Segregation of AC and DC circuits	46
7.3.9	Plugs, sockets and connectors	46
7.3.10	Wiring in combiner boxes	47
7.3.11	Bypass diodes	47
7.3.12	Blocking diodes	47
7.3.13	Power conversion equipment (PCE) including DC conditioning units (DCUs)	47
7.4	Location and installation requirements	48
7.4.1	Disconnecting means	48
7.4.2	Earthing and bonding arrangements	49
7.4.3	Wiring system	54
8	Acceptance	56
9	Operation/maintenance	56
10	Marking and documentation	56
10.1	Equipment marking	56
10.2	Requirements for signs	56
10.3	Identification of a PV installation	57
10.4	Labelling of PV array and PV string combiner boxes	57
10.5	Labelling of disconnection devices	57
10.5.1	General	57
10.5.2	PV array disconnecting device	57
10.6	Documentation	57
Annex A (informative)	Examples of signs	58
Annex B (informative)	Examples of system functional earthing configurations in PV arrays	59
Annex C (informative)	Blocking diode	61
C.1	Introduction	61
C.2	Use of blocking diodes to prevent overcurrent/fault current in arrays	61
C.3	Examples of blocking diode use in fault situations	61
C.3.1	General	61
C.3.2	Short circuit in PV string	61
C.4	Specification of blocking diode	63
C.5	Heat dissipation design for blocking diode	63
Annex D (informative)	Arc fault detection and interruption in PV arrays	65
Annex E (normative)	DVC limits	66
Bibliography	67

Figure 1 – General functional configuration of a PV powered system.....	17
Figure 2 – PV array diagram – single string example	18
Figure 3 – PV array diagram – multiple parallel string example	19
Figure 4 – PV array diagram – multiple parallel string example with array divided into sub-arrays	20
Figure 5 – PV array example using a PCE with multiple MPPT DC inputs.....	21
Figure 6 – PV array example using a PCE with multiple DC inputs internally connected to a common DC bus	22
Figure 7 – PV string constructed using DC conditioning units.....	24
Figure 8 – Example of a PV array diagram where strings are grouped under one overcurrent protection device per group	36
Figure 9 – Examples of reinforced protection of wiring	45
Figure 10 – PV array exposed conductive parts functional earthing/bonding decision tree ...	51
Figure 11 – Exposed conductive parts earthing in a PV array.....	52
Figure 12 – Examples of PV string wiring with minimum loop area	55
Figure A.1 – Example of sign required on PV array combiner boxes (10.4).....	58
Figure A.2 – Example of switchboard sign for identification of PV on a building	58
Figure B.1 – System functional earthing/grounding	59
Figure B.2 – Examples different PV configurations in common use.....	60
Figure C.1 – Effect of blocking diode where there is a short circuit in PV string	62
Figure C.2 – Effect of blocking diode where there is an earth fault on a system with earthing on the minus side	62
Figure C.3 – Effect of blocking diode where there is an earth fault on a system with positive side earthing	63
Figure D.1 – Examples of types of arcs in PV arrays.....	65
Table 1 – Requirements for different system types based on PCE isolation and PV array functional earthing	31
Table 2 – Minimum insulation resistance thresholds for detection of failure of insulation to earth	32
Table 3 – Rated current of automatic earth fault interrupting means	33
Table 4 – Voltage correction factors for crystalline and multi-crystalline silicon PV modules	40
Table 5 – Minimum current rating of circuits	44
Table 6 – Disconnection device requirements in PV array installations.....	49
Table E.1 – Summary of the limits of the decisive voltage classes.....	66

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**PHOTOVOLTAIC (PV) ARRAYS –
DESIGN REQUIREMENTS**

FOREWORD

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

International Standard IEC 62548 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

This International Standard cancels and replaces the first edition of IEC TS 62548 published in 2013.

This International Standard includes the following significant technical changes with respect to IEC TS 62548:

- a) provisions for systems including DC to DC conditioning units;
- b) considerable revision of Clause 6 on safety issues which includes provisions for protection against electric shock including array insulation monitoring and earth fault detection.

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

FDIS	Report on voting
82/1149/FDIS	82/1166/RVD

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

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

Attention is drawn to the co-existence of IEC 60364-7-712 and IEC 62548. Both standards have been developed in close coordination by different technical committees.

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

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

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

PHOTOVOLTAIC (PV) ARRAYS – DESIGN REQUIREMENTS

1 Scope and object

This International Standard sets out design requirements for photovoltaic (PV) arrays including DC array wiring, electrical protection devices, switching and earthing provisions. The scope includes all parts of the PV array up to but not including energy storage devices, power conversion equipment or loads. An exception is that provisions relating to power conversion equipment are covered only where DC safety issues are involved. The interconnection of small DC conditioning units intended for connection to PV modules are also included.

The object of this document is to address the design safety requirements arising from the particular characteristics of photovoltaic systems. Direct current systems, and PV arrays in particular, pose some hazards in addition to those derived from conventional AC power systems, including the ability to produce and sustain electrical arcs with currents that are not greater than normal operating currents.

In grid connected systems, the safety requirements of this document are however critically dependent on the inverters associated with PV arrays complying with the requirements of IEC 62109-1 and IEC 62109-2.

Installation requirements are also critically dependent on compliance with the IEC 60364 series (see Clause 4).

PV arrays of less than 100 W and less than 35 V DC open circuit voltage at STC are not covered by this document.

PV arrays in grid connected systems connected to medium or high voltage systems are not covered in this document. Variations and additional requirements for large-scale ground mounted PV power plants with restricted access to personnel will also be addressed in IEC TS 62738¹.

Additional requirements may be needed for more specialized installations, for example concentrating systems, tracking systems or building integrated PV.

The present international standard also includes extra protection requirements of PV arrays when they are directly connected with batteries at the DC level.

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 60228, *Conductors of insulated cables*

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

¹ Under preparation. Stage at the time of publication: IEC 2CD 62738.

IEC 60287 (all parts), *Electric cables – Calculation of the current rating*

IEC 60364-1, *Low-voltage electrical installations – Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions*

IEC 60364-4 (all parts), *Low-voltage electrical installations – Part 4: Protection for safety*

IEC 60364-4-41:2005, *Low-voltage electrical installations – Part 4-41: Protection for safety – Protection against electric shock*

IEC 60364-5 (all parts), *Electrical installations of buildings – Part 5: Selection and erection of electrical equipment*

IEC 60364-5-52, *Low-voltage electrical installations – Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment – Wiring systems*

IEC 60364-5-54, *Low-voltage electrical installations – Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment – Earthing arrangements and protective conductors*

IEC 60364-6, *Low-voltage electrical installations – Part 6: Verification*

IEC 60445:2010, *Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification – Identification of equipment terminals, conductor terminations and conductors*

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

IEC 60898-2, *Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations – Part 2: Circuit-breakers for a.c. and d.c. operation*

IEC 60947 (all parts), *Low-voltage switchgear and controlgear*

IEC 60947-1, *Low-voltage switchgear and controlgear – Part 1: General rules*

IEC 60947-2, *Low-voltage switchgear and controlgear – Part 2: Circuit-breakers*

IEC 60947-3, *Low-voltage switchgear and controlgear – Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units*

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

IEC 61557-2, *Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. – Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures – Part 2: Insulation resistance*

IEC 61557-8, *Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. – Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures – Part 8: Insulation monitoring devices for IT systems*

IEC 61643-21, *Low-voltage surge protective devices – Part 21: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks – Performance requirements and testing methods*

IEC 61643-22, *Low-voltage surge protective devices – Part 22: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks – Selection and application principles*

IEC 61730-1, *Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 1: Requirements for construction*

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

IEC 62109-1:2010, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements*

IEC 62109-2, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters*

IEC 62305-2, *Protection against lightning – Part 2: Risk management*

IEC 62305-3, *Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard*

IEC 62446-1, *Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection*

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

IEC 62930, *Electric cables for photovoltaic systems*

EN 50539-11, *Low-voltage surge protective devices – Surge protective devices for specific application including DC – Part 11: Requirements and tests for SPDs in photovoltaic applications*

3 Terms, definitions, symbols and abbreviated terms

3.1 Terms, definitions and symbols

For the purposes of this document, the following terms and definitions 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>

3.1.1

blocking diode

diode connected in series with module(s), panel(s), sub-arrays and array(s) to block reverse current into such module(s), panel(s), sub-array(s) and array(s)

3.1.2

bonding conductor

conductor provided for functional or protective equipotential bonding

3.1.3

bypass diode

diode connected across one or more cells in the forward current direction to allow the module current to bypass shaded or broken cells to prevent hot spot or hot cell damage resulting from the reverse voltage biasing from the other cells in that module

3.1.4

cable

assembly of one or more conductors and/or optical fibers, with a protective covering and possibly filling, insulating and protective material

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-12-38]

3.1.5

charge controller

unit used between a battery and a PV array to regulate charge delivered to the battery

3.1.6

closed electrical operating area

room or location for electrical equipment to which access is restricted to skilled or instructed persons by the opening of a door or the removal of a barrier by the use of a key or tool and which is clearly marked by appropriate warning signs

3.1.7

competent person

person, who has acquired, through training, qualification or experience or a combination of these, the knowledge and skill enabling that person to perform the required task correctly

3.1.8

DC conditioning units

DCU

unit connected to individual PV modules or groups of PV modules to allow DC conditioning of the PV output

3.1.9

decisive voltage classification

DVC

highest voltage which occurs continuously between any two arbitrary live parts or between live parts and earth of the PV array during worst-case rated operating conditions when used as intended

Note 1 to entry: See decisive voltage class limits in Annex E.1.

[SOURCE: IEC 62109-1:2010, 3.12 modified — The word "classification" has been added to the term, a note has been added, and the definition has been modified to make applicable to PV array application.]

3.1.10

disconnecter

mechanical switching device which provides, in the open position, an isolating distance in accordance with specified requirements

Note 1 to entry: A disconnecter is capable of opening and closing a circuit when either negligible current is broken or made, or when no significant change in the voltage across the terminals of each of the poles of the disconnecter occurs. It is also capable of carrying currents under normal circuit conditions and carrying currents for a specified time under abnormal conditions such as those of short circuit.

[SOURCE: IEC 60050-441:2000, 441-14-05]

3.1.11

double insulation

insulation comprising both basic insulation and supplementary insulation

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-06-08]

3.1.12**extraneous conductive part**

conductive part not forming part of the electrical installation and liable to introduce an electric potential, generally the electric potential of a local earth

[SOURCE: IEC 60050-851:2008, 851-14-57, modified — The note has been deleted.]

3.1.13**functionally earthed PV array**

PV array that has one conductor intentionally connected to earth for purposes other than safety

Note 1 to entry: Such a system is not considered to be an earthed array.

Note 2 to entry: Examples of functional array earthing include earthing one conductor through an impedance, or only temporarily earthing the array for functional or performance reasons.

Note 3 to entry: In PCE intended for an array not connected to a functional earth that uses a resistive measurement network to measure the array impedance to earth, that measurement network is not considered a form of functional earth.

3.1.14**independent manual operation****independent manual operation of a mechanical switching device**

stored energy operation where the energy originates from manual power, stored and released in one continuous operation (e.g. spring release), such that the speed and force of the operation are independent of the action of the operator

[SOURCE: IEC 60050-441:2000, 441-16-16, modified — The brackets have been added to the definition.]

3.1.15**irradiance*****G***

electromagnetic radiated solar power per unit of area

Note 1 to entry: Expressed in W/m^2 .

[SOURCE: IEC TS 61836:2007, 3.6.25, modified — The adjective "solar" has been added to the definition, and the note has been replaced.]

3.1.16 **$I_{MOD_MAX_OCPR}$**

PV module maximum overcurrent protection rating determined by IEC 61730-2

Note 1 to entry: This is often specified by module manufacturers as the maximum series fuse rating which refers to the fuse rated current in IEC 60269-1 and IEC 60269-6.

3.1.17 **I_n**

nominal rated current

3.1.18 **$I_{SC\ ARRAY}$**

short-circuit current of the PV array at standard test conditions (STC), and is equal to

$$I_{SC\ ARRAY} = I_{SC\ MOD} \times N_S$$

where

N_S is the total number of parallel-connected PV strings in the PV array

3.1.19 $I_{SC\ MOD}$

short circuit current of a PV module or PV string at standard test conditions (STC), as specified by the manufacturer in the product specification plate

Note 1 to entry: As PV strings are a group of PV modules connected in series, the short circuit current of a string is equal to $I_{SC\ MOD}$.

3.1.20 $I_{SC\ S-ARRAY}$

short circuit current of a PV sub-array at standard test conditions (STC), and equal to

$$I_{SC\ S-ARRAY} = I_{SC\ MOD} \times N_{SA}$$

where

N_{SA} is the number of parallel-connected PV strings in the PV sub-array

3.1.21**separated PCE**

PCE with at least simple separation between the AC output circuits and PV circuits

Note 1 to entry: The separation may be either integral to the PCE or provided externally by a transformer with at least simple separation.

3.1.22**junction box**

closed or protected enclosure in which circuits are electrically connected

[SOURCE: IEC TS 61836: 2007, 3.2.16]

3.1.23**live part**

conductor or conductive part intended to be energized in normal operation, including a neutral conductor, but by convention not a PEN conductor or PEM conductor or PEL conductor

Note 1 to entry: This concept does not necessarily imply a risk of electric shock.

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-02-19]

3.1.24**low voltage**

voltage exceeding DVC-A, but not exceeding 1 000 V AC or 1 500 V DC

3.1.25**main earthing terminal**

terminal or bar provided for the connection of the main protective earthing conductor, bonding conductors and, if provided, the conductor for functional earthing

3.1.26**maximum power point tracking****MPPT**

control strategy whereby PV array operation is always at or near the point on a PV device's current-voltage characteristic where the product of electric current and voltage yields the maximum electrical power under specified operating conditions

3.1.27**non-separated PCE**

PCE without at least simple separation between the AC output and PV circuits

3.1.28**PEL conductor**

conductor combining the functions of both a protective earthing conductor and a line conductor

[SOURCE: IEC 60050-195:1998,195-02-14]

3.1.29**PEM conductor**

conductor combining the functions of both a protective earthing conductor and a mid-point conductor

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-02-13]

3.1.30**PEN conductor**

conductor combining the functions of both a protective earthing conductor and a neutral conductor

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-02-12]

3.1.31**power conversion equipment****PCE**

system that converts the electrical power delivered by the PV array into the appropriate frequency and/or voltage values to be delivered to the load, or stored in a battery or injected into the electricity grid

Note 1 to entry: See Figure 2 to Figure 4.

3.1.32**protective earthing**

earthing of a point in an equipment or in a system for safety reasons

3.1.33**PV array**

assembly of electrically interconnected PV modules, PV strings or PV sub-arrays

Note 1 to entry: For the purposes of this document a PV array is all components up to the DC input terminals of the inverter or other power conversion equipment or DC loads.

Note 2 to entry: A PV array does not include its foundation, tracking apparatus, thermal control, and other such components.

Note 3 to entry: A PV array may consist of a single PV module, a single PV string, or several parallel-connected strings, or several parallel-connected PV sub-arrays and their associated electrical components (see Figure 2 to Figure 4). For the purposes of this document the boundary of a PV array is the output side of the PV array disconnecting device.

3.1.34**PV array main cable**

output cable of a PV array that carries the total output current of the array

3.1.35**PV cell**

most elementary device that exhibits the photovoltaic effect, i.e the direct non-thermal conversion of radiant energy into electrical energy

Note 1 to entry: The preferred term is "solar photovoltaic cell" or "photovoltaic cell", colloquially referred to as a "solar cell".

Note 2 to entry: The original definition from IEC TS 61836:2007, 3.1.43 a), has been modified and expanded for clarity.

3.1.36

PV array combiner box

junction box where PV sub-arrays are connected and which may also contain overcurrent protection and/or switch-disconnection devices

Note 1 to entry: Small arrays generally do not contain sub-arrays but are simply made up of strings, whereas large arrays are generally made up of multiple sub-arrays.

3.1.37

PV array maximum voltage

$U_{OC\ ARRAY}$ corrected for the worst-case conditions of ambient temperature

Note 1 to entry: See 7.2.

3.1.38

PV module

complete and environmentally protected assembly of interconnected photovoltaic cells

[SOURCE: IEC TS 61836:2007, 3.1.43 f), modified — The adjective "photovoltaic" has been replaced by "PV" in the term.]

3.1.39

PV string

circuit of one or more series-connected modules

[SOURCE: IEC 61836:2007, 3.3.56, modified — The adjective "photovoltaic" has been replaced by "PV", and the words "one or more" have been added for clarity.]

3.1.40

PV string cable

cable interconnecting the modules in a PV string, or connecting the string to a combiner box, PCE or other DC loads

Note 1 to entry: See Figure 2 to Figure 4.

3.1.41

PV string combiner box

junction box where PV strings are connected which may also contain overcurrent protection devices and/or switch-disconnectors

Note 1 to entry: See Figure 4.

Note 2 to entry: PV string combiner boxes are only relevant for PV arrays that are divided into sub-arrays.

3.1.42

PV sub-array

electrical subset of a PV array formed of parallel connected PV strings

3.1.43

PV sub-array cable

output cable of a PV sub-array that carries the output current of its associated sub-array

Note 1 to entry: PV sub-array cables are only relevant for PV arrays that are divided into sub-arrays (see Figure 4 for clarification).

3.1.44
readily available

capable of being reached for inspection, maintenance or repairs without necessitating the dismantling of structural parts, parts of the PV array, cupboards, benches or the like

3.1.45
reinforced insulation

insulation of hazardous-live-parts which provides a degree of protection against electric shock equivalent to double insulation

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

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-06-09]

3.1.46 N_S

total number of parallel connected strings in a PV array

3.1.47**shield**

<of a cable> surrounding earthed metallic layer to confine the electric field within the cable and/or to protect the cable from external electrical influence

Note 1 to entry: Metallic sheaths, armour and earthed concentric conductors may also serve as shields.

[SOURCE: IEC 60050-461:2008, 461-03-04, modified — The words "foils, braids" have been deleted from the note, as well as the second note.]

3.1.48**simple separation**

separation between circuits or between a circuit and earth by means of basic insulation

[SOURCE: IEC 60050-826:2004, 826-12-28, modified — The definition has been rephrased.]

3.1.49**simultaneously accessible parts**

conductors or conductive parts which can be touched simultaneously by a person or by an animal

Note 1 to entry: Simultaneously accessible parts may be: live parts, exposed conductive parts, extraneous conductive parts, protective conductors or earth electrodes.

[SOURCE: IEC 60050-826:2004, 826-12-12, modified — In the note, the words "soil or conductive floor" have been replaced by "earth electrodes".]

3.1.50**standard test conditions****STC**

reference values of in-plane irradiance ($G_{i,ref} = 1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$), PV cell junction temperature (25 °C), and air mass (AM = 1,5) to be used during the testing of any PV device

[SOURCE: IEC 61836:2007, 3.4.16 e)]

3.1.51**supplementary insulation**

independent insulation applied in addition to basic insulation, for fault protection

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-06-07]

3.1.52**switch-disconnector**

mechanical switching device capable of making, carrying and breaking currents in normal circuit conditions and, when specified, in given operating overload conditions, and able to carry, for a specified time, currents under specified abnormal circuit conditions, such as short-circuit conditions

Note 1 to entry: A switch-disconnector complies with the requirements for a disconnector.

Note 2 to entry: Switch-disconnectors provide a load break isolation function. In this document these switches will be identified on warning signs and labels as “isolators” for simplicity in interpretation by the public.

3.1.53

$U_{OC\ ARRAY}$

open circuit voltage at standard test conditions of a PV array, and is equal to

$$U_{OC\ ARRAY} = U_{OC\ MOD} \times M$$

where

M is the number of series-connected PV modules in any PV string of the PV array

Note 1 to entry: This document assumes that all strings within a PV array are connected in parallel; hence the open circuit voltage of PV sub-arrays and PV strings is equal to $U_{OC\ ARRAY}$.

3.1.54

$U_{OC\ MOD}$

open circuit voltage of a PV module at standard test conditions, as specified by the manufacturer in the product specification

3.2 Abbreviations

DVC-A	decisive voltage classification, type A as defined in IEC 62109-1. See also Annex E.
DVC-B	decisive voltage classification, type B as defined in IEC 62109-1
DVC-C	decisive voltage classification, type C as defined in IEC 62109-1

4 Compliance with IEC 60364 (all parts)

The design, erection and verification of the PV system shall comply with the requirements of,

- IEC 60364-1,
- IEC 60364-4 (all parts),
- IEC 60364-5 (all parts), and
- IEC 60364-6.

5 PV array system configuration**5.1 General****5.1.1 Functional configuration of a PV system**

PV arrays are used to supply power to an application circuit.

Figure 1 illustrates the general functional configuration of a PV powered system.

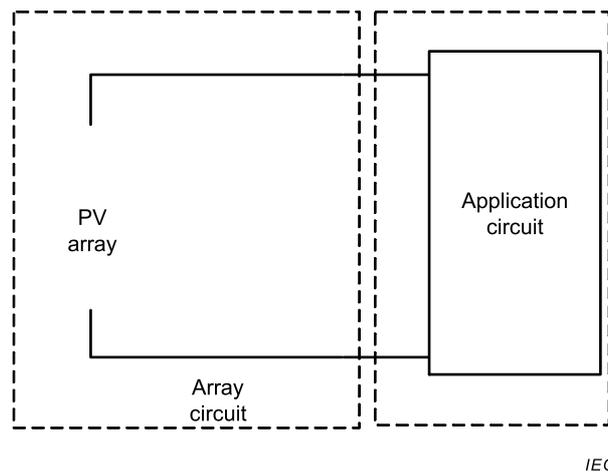


Figure 1 – General functional configuration of a PV powered system

Three kinds of application circuit are considered:

- PV array is connected to DC loads;
- PV array is connected to AC system via conversion equipment which includes at least simple separation;
- PV array is connected to AC system via conversion equipment which does not include simple separation.

5.1.2 PV system architectures

The relation of a PV array to earth is determined by whether any earthing of the array for functional reasons is in use, the impedance of that connection and also by the earth status of the application circuit (e.g. inverter or other equipment) to which it is connected. This and the location of the earth connection all affect safety for the PV array (refer to Annex B).

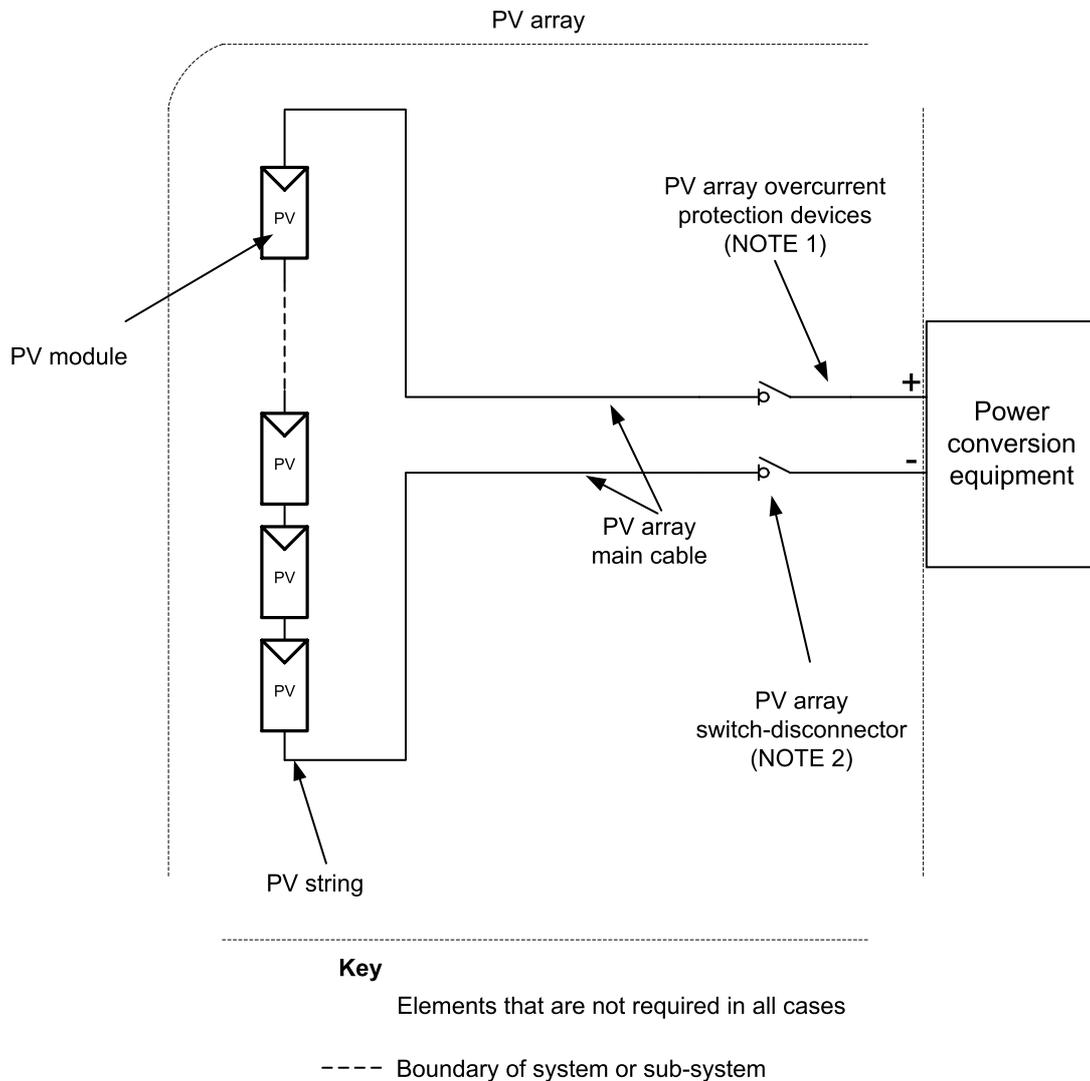
The requirements of manufacturers of PV modules and manufacturers of power conversion equipment to which the PV array is connected shall be taken into account in determining the most appropriate system earthing arrangement.

Protective earthing of any of the conductors of the PV array is not permitted. Earthing of one of the conductors of the PV array for functional reasons is not allowed unless there is at least simple separation between PV array DC power circuits and main AC power output circuits provided either internally in the PCE or externally via a separate transformer. Refer to 6.1.2.

A connection of one conductor to earth through internal connections inherent in the PCE via the neutral conductor is allowed in a system without at least simple separation.

5.1.3 Array electrical diagrams

The diagrams in Figure 2 to Figure 4 show examples of the basic electrical configurations of single string, multiple parallel string and multi-sub-array PV arrays respectively.



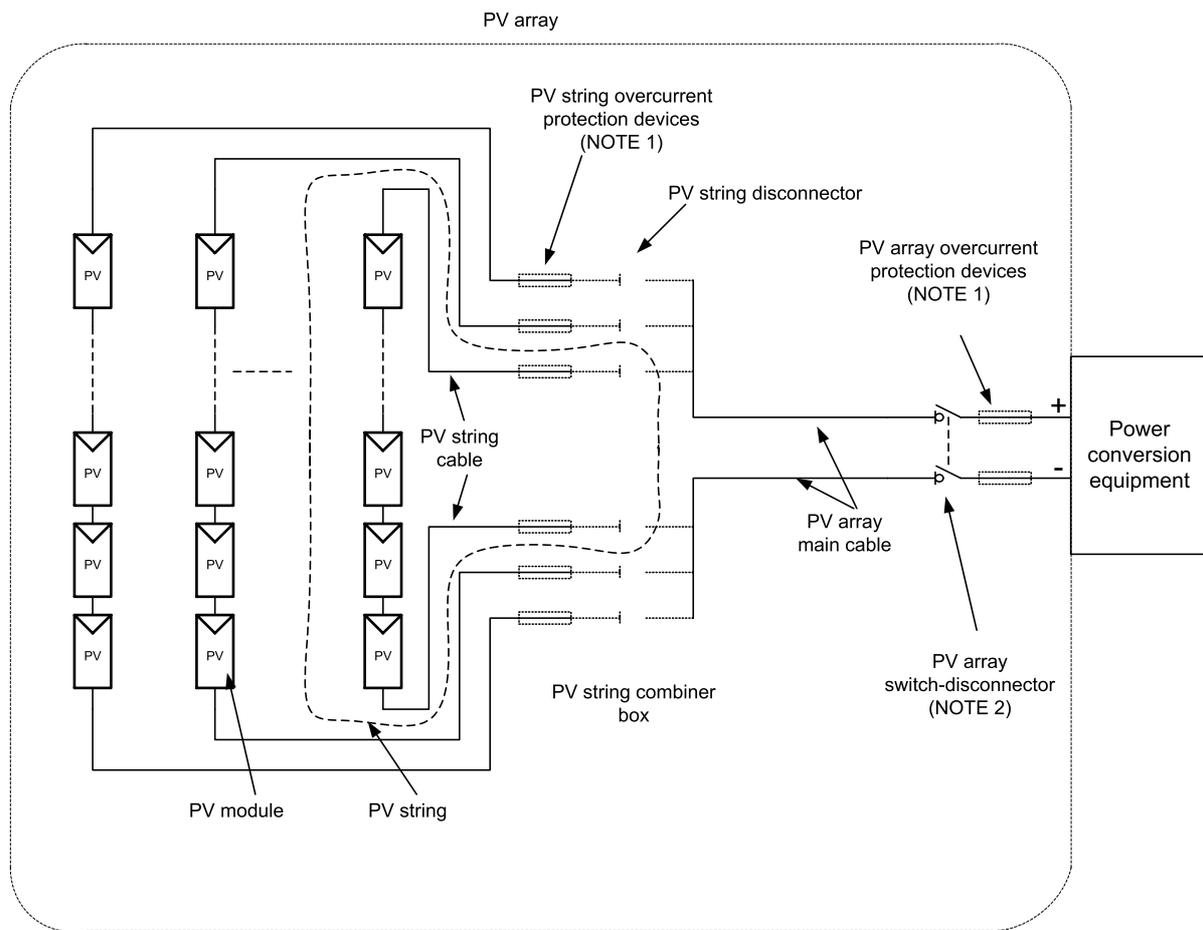
IEC

NOTE 1 Overcurrent protection devices where required (see 6.5).

NOTE 2 Refer to 7.3.6 and 7.4.1 for PV array isolator/switch-disconnector requirements.

NOTE 3 Overcurrent protection devices and switch disconnectors may be located inside power conversion equipment under certain conditions (see 7.4.1.2).

Figure 2 – PV array diagram – single string example



Key

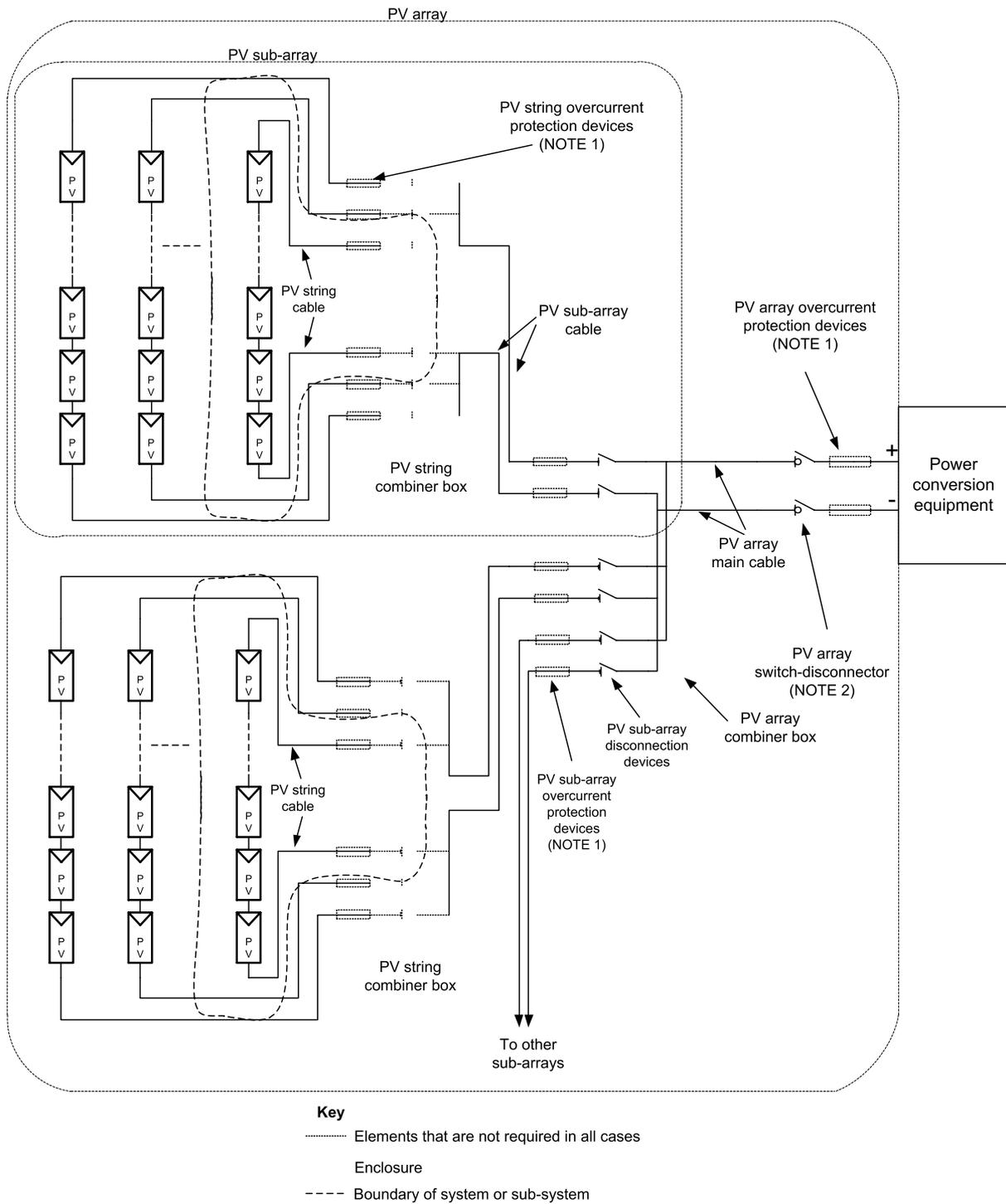
- Elements that are not required in all cases
- Enclosure
- Boundary of system or sub-system

NOTE 1 Overcurrent protection devices where required (see 6.5).

NOTE 2 Refer to 7.3.6 and 7.4.1 for PV array isolator/switch-disconnector requirements.

NOTE 3 In some systems, the PV array main cable may not exist and all the PV strings or PV sub-arrays may be terminated in a combiner box immediately adjacent to or inside the power conversion equipment.

Figure 3 – PV array diagram – multiple parallel string example

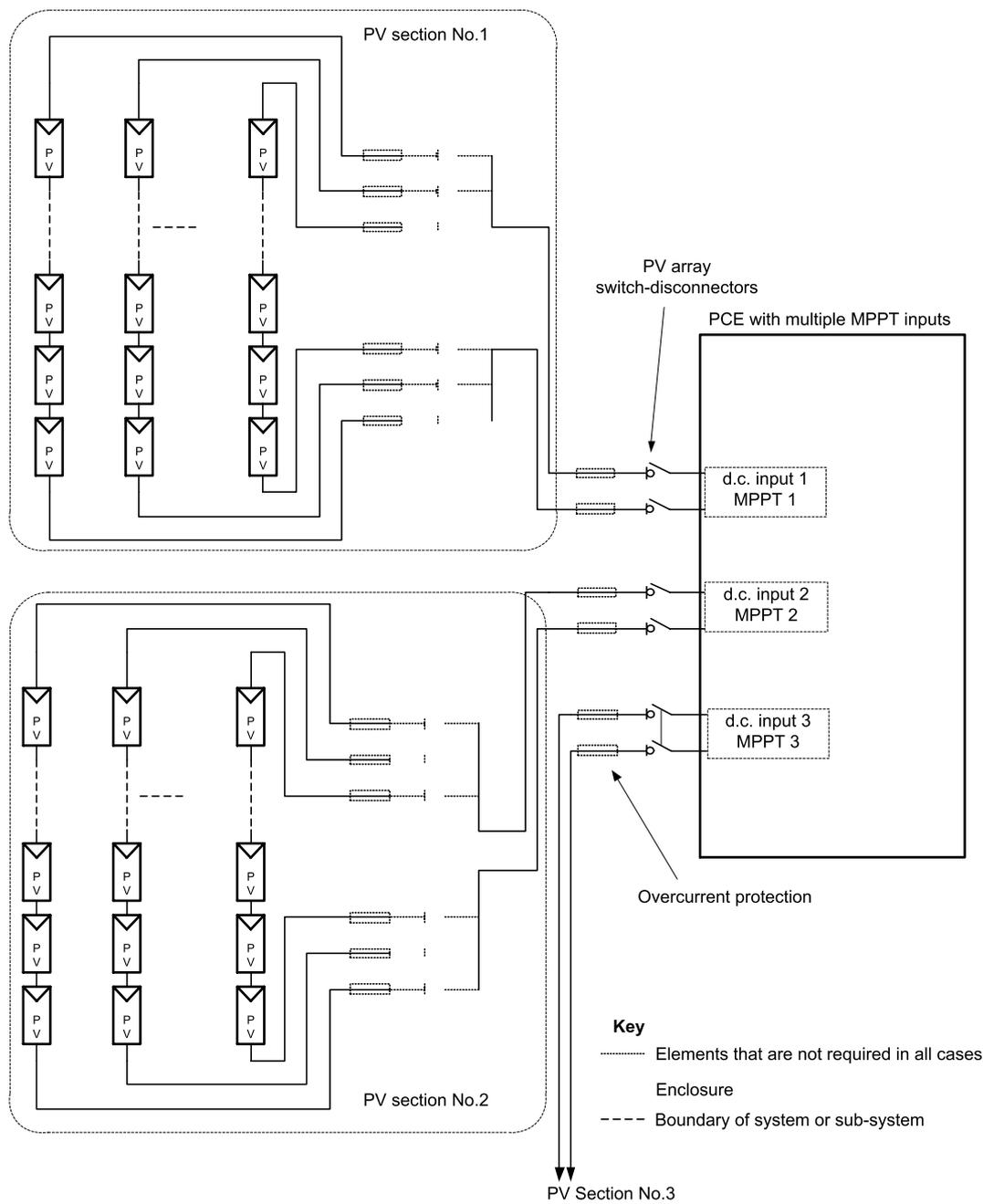


NOTE 1 Overcurrent protection devices where required (see 6.5).

NOTE 2 Refer to 7.3.6 and 7.4.1 for PV array isolator/switch-disconnector requirements.

NOTE 3 In some systems, the PV array main cable may not exist and all the PV strings or PV sub-arrays may be terminated in a combiner box immediately adjacent to or inside the power conversion equipment.

Figure 4 – PV array diagram – multiple parallel string example with array divided into sub-arrays



IEC

Figure 5 – PV array example using a PCE with multiple MPPT DC inputs

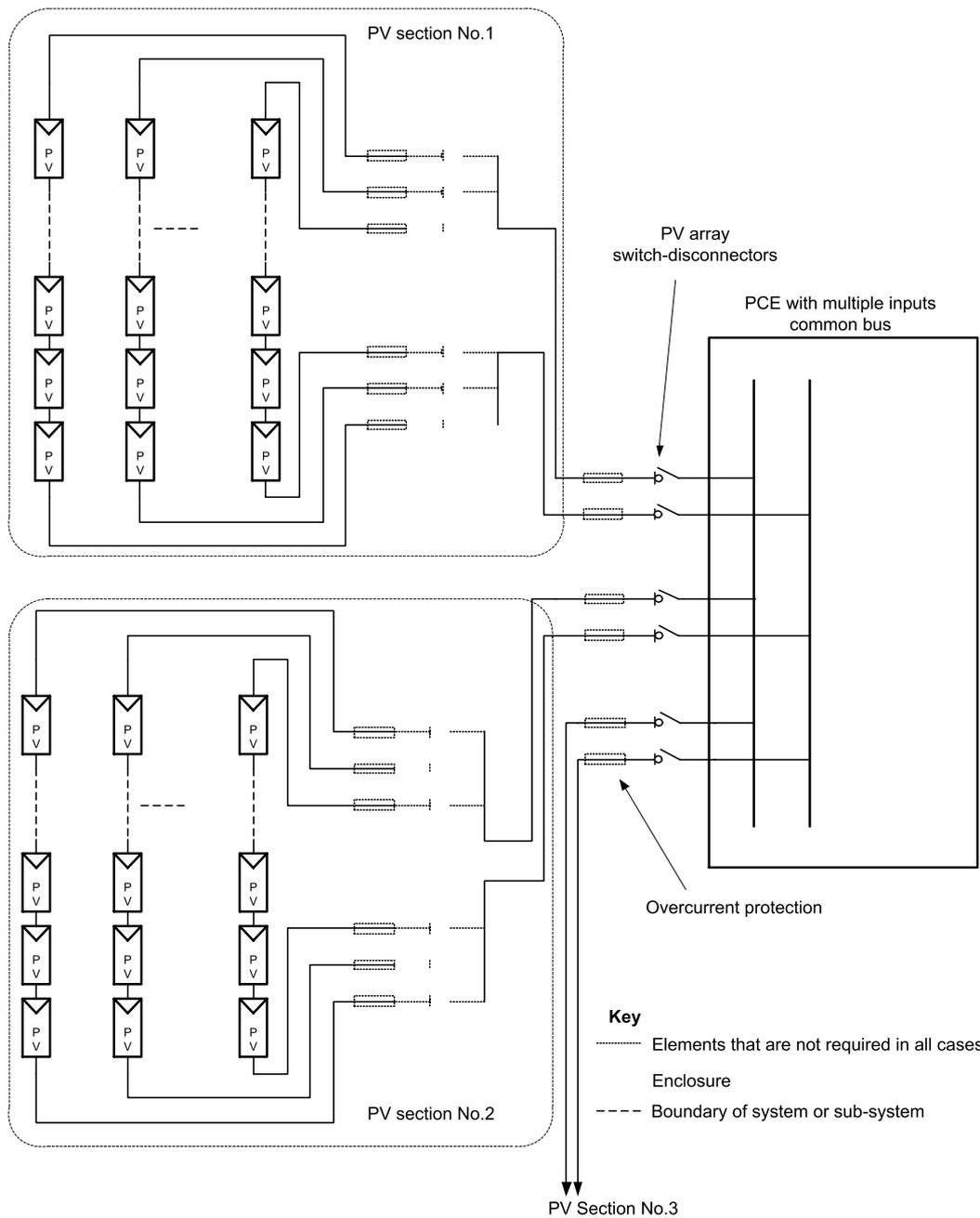


Figure 6 – PV array example using a PCE with multiple DC inputs internally connected to a common DC bus

IEC

5.1.4 Use of PCE with multiple DC inputs

5.1.4.1 General

PV arrays are often connected to PCEs with multiple DC inputs (refer to Figures 5 and 6). If multiple DC inputs are in use, overcurrent protection and cable sizing within the various sections of the PV array(s) are critically dependent on the limiting of any backfeed currents (i.e. currents from the PCE out into the array) provided by the input circuits of the PCE.

5.1.4.2 PCEs with separate maximum power point tracking (MPPT) inputs

Where PCE's provide separate maximum power point tracking inputs, the overcurrent protection of the section of the array connected to those inputs shall take into account any backfeed current as required to be specified by IEC 62109-1 and IEC 62109-2.

Each PV section connected to an input (refer to Figure 5) may be treated for the purposes of this document as a separate PV array. Each PV array shall have a switch-disconnector to provide isolation of the PCE. The provisions of multiple switch-disconnectors in 7.4.1 apply, and a warning sign as required in 10.5.2 shall be provided.

5.1.4.3 PCEs with multiple inputs internally connected together in the PCE

Where a PCE's multiple input circuits are internally paralleled onto a common DC bus, each PV section connected to one of those inputs (refer to Figure 6) shall be treated for the purposes of this document as a sub-array, and all the PV sections combined shall be classified as the complete PV array. Isolation of the PCE shall be provided, either by one array switch disconnector for the complete PV array or sub-array switch disconnectors for each sub-array. Where multiple switch disconnectors are used the provisions of multiple switch-disconnectors in 7.4.1.3 apply and a warning sign as required in 10.5.2 shall also be provided.

5.1.5 Strings constructed using DC conditioning units

5.1.5.1 General

In some array designs DC conditioning units (DCUs) may be connected to individual PV modules or small groups of PV modules to allow DC conditioning of the PV output or allow for automatic shutdown of the output under certain defined conditions. Figure 7 shows an example of this type of configuration.

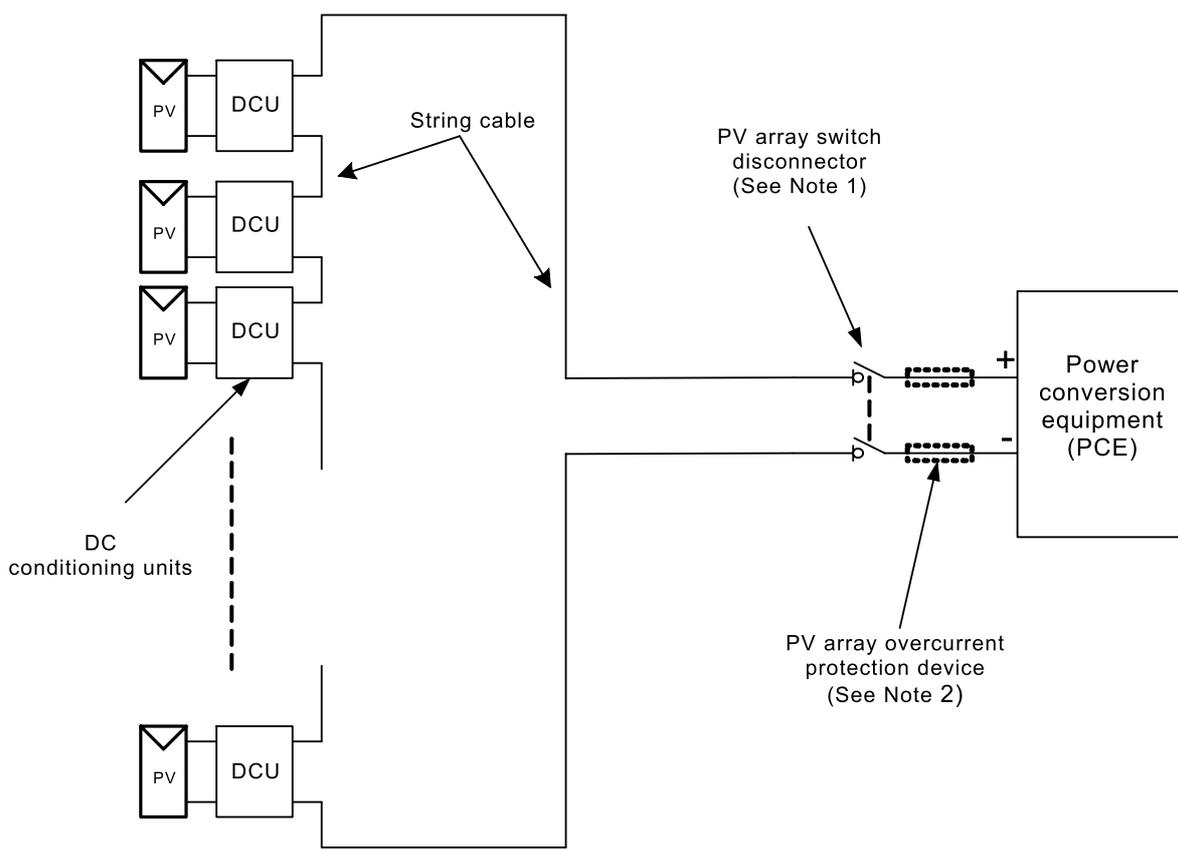
DCUs shall be qualified to IEC 62109-1.

NOTE A future part of the IEC 62109 series may specifically address DCUs.

5.1.5.2 Voltage and current ratings of downstream circuits

Where DCUs are connected to the PV modules:

- the current rating to be applied to downstream circuits shall be taken as either the maximum output of the DCU ($I_{DCU-max}$) or $1,25 \times I_{SC_MOD}$ whichever is the greater;
- the voltage rating to be applied to downstream circuits shall be taken as either the maximum output of the DCU ($U_{DCU-max}$) times the number of DCUs in series or the value of PV array maximum voltage (i.e. as calculated without DCUs) whichever is the greater;
- an exception applies where an accredited testing laboratory can provide a written confirmation that for all possible operational and single fault scenarios for a combination of DCUs and inverter or control unit, the system (i.e. the combination of the DCUs and inverter or control unit) will limit the bus voltage (where the bus voltage is the voltage at the input to the inverter) to $U_{BUS-MAX}$, then systems shall be rated to the inverter maximum rated input voltage or $U_{BUS-MAX}$ whichever is greater.



Key

----- Elements that are not required in all cases

IEC

NOTE 1 Refer to 7.3.6 and 7.4.1 for PV array switch-disconnector requirements.

NOTE 2 Overcurrent protection devices where required (see 6.5).

Figure 7 – PV string constructed using DC conditioning units

5.1.6 Series-parallel configuration

PV arrays shall be designed to prevent circulating currents within the array. PV strings connected in parallel shall have matched open circuit voltages within 5 % per string.

NOTE 1 This is an important safety issue. If strings which are connected in parallel have different voltages, then circulating currents will result, and when the array DC disconnector is in the open position, those circulating currents can still flow representing a hazard if series connections are broken.

All PV strings within a PV array connected in parallel should be of compatible technology with similar module/string characteristics per manufacturer recommendations. All PV strings within a PV array connected in parallel shall have similar rated electrical characteristics of open circuit voltage and maximum power voltage at STC, and temperature coefficients.

Deviations may be permitted under engineering supervision and approval by the applicable manufacturers and local approving authorities with engineering justification.

This is a design issue which needs to be considered by designer/installer, particularly when replacing PV modules or modifying an existing system.

PV modules that are electrically in the same string should be all in the same orientation within $\pm 5^\circ$ (azimuth and tilt angle).

Where each PV module (or small groups of PV modules) is connected to individual MPPT devices and the outputs of those devices are then connected to an inverter or other PCE, each of those PV modules or groups may be oriented differently provided the overall design is within the manufacturer's recommended design parameters.

NOTE 2 DCUs can contain MPPT units and so enable the connection of modules in different orientations as per 5.1.6.

5.1.7 Batteries in systems

Batteries in PV systems can be a source of high prospective fault currents and should have fault current protection installed. The location of fault current protection related to battery systems is generally between the battery and charge controller where fitted and as close as practical to the battery. This protection can be used to provide overcurrent protection for PV array main cables provided the PV array main cable is rated to withstand the same current as the battery overcurrent protection device.

Battery overcurrent protection should be placed in all active (non-earthed) conductors.

5.1.8 Considerations due to prospective fault conditions within a PV array

In any installation, the source of fault currents needs to be identified.

Systems containing batteries may have high prospective fault currents due to the battery characteristic (see 5.1.7).

In a PV system without batteries, the PV cells (and consequently PV arrays) behave like current sources under low impedance faults. Consequently, fault currents may not be much greater than normal full load currents, even under short circuit conditions.

The fault current depends on the number of strings, the fault location and the irradiance level. This makes short circuit detection within a PV array very difficult. Electric arcs can be formed in a PV array with fault currents that would not operate an overcurrent device.

The implications for PV array design that arise from these PV array characteristics are that the possibility of line-to-line faults, earth faults and inadvertent wire disconnections in the PV array need to be minimized more than for conventional electrical installations.

NOTE In conventional electrical installations, the large inherent fault current capability of the system will generally blow a fuse, operate a circuit breaker or other protection system in case a fault occurs.

Refer to 6.5 for overcurrent protection requirements and to 6.4 for insulation fault protection requirements.

5.1.9 Considerations due to operating temperature

The installation shall not result in the maximum rated operating temperature of any component being exceeded.

PV modules ratings are stated at standard test conditions (25 °C).

Under normal operating conditions, cell temperatures rise significantly above ambient. A typical temperature rise of 25 °C is common with respect to the ambient temperature for crystalline silicon PV modules under 1 000 W/m² solar irradiance and with adequate ventilation. The temperature rise can be considerably higher when irradiance levels are greater than 1 000 W/m² and when modules have poor ventilation.

The following main requirements on the PV array design derive from this operating characteristic of PV modules.

- a) For PV technologies, the efficiency reduces as the operating temperature increases. Therefore adequate ventilation of the PV array should be a design goal, in order to ensure optimum performance for both modules and associated components.
- b) All the components and equipment that may be in direct contact or near the PV array (conductors, inverters, connectors, etc.) need to be capable of withstanding the expected maximum operating temperature of the PV array.
- c) Under cold conditions, for crystalline silicon technology based cells, the voltage increases (see 7.2 for further considerations).

NOTE For crystalline silicon solar cells, the maximum power decreases between 0,4 % and 0,5 % per each °C rise in operating temperature.

5.1.10 Performance issues

A PV array's performance may be affected by many factors, including but not limited to the following:

- shading or partial shading;
- temperature rise;
- voltage drop in cables;
- soiling of the surface of the array caused by dust, dirt, bird droppings, snow, industrial pollution, etc.;
- orientation;
- module mismatch;
- PV module degradation.

Care shall be taken in selecting a site for the PV array. Nearby trees and buildings may cause shadows to fall on the PV array during some part of the day.

It is important that shadowing be reduced as much as is practical. Designs should be optimized to consider the impact of module shading using suitable engineering analysis. Module manufacturer guidance should be consulted for acceptable and unacceptable shading scenarios.

Issues of performance degradation due to temperature rise and the need for good ventilation are important for some module technologies. Care should be taken to keep modules as cool as practicable.

In the design process, the sizing of cables within the array and in cable connections from the array to the application circuit affect the voltage drop in those cables under load. This can be particularly significant in systems with low output voltage and high output current. Pollution of the surface of PV modules caused by dust, dirt, bird droppings, snow, etc., can significantly reduce the output of the array. Arrangements should be made to clean the modules regularly in situations where significant pollution may be a problem. The cleaning instructions of the module manufacturer, if any, should be considered.

5.2 Mechanical design

5.2.1 General

Support structures and module mounting arrangements shall comply with applicable building codes regulations and standards and module manufacturer's mounting requirements.

Variations to these requirements for large-scale ground mounted PV power plant are addressed in the future publication IEC TS 62738.

5.2.2 Thermal aspects

Provisions should be taken in the mounting arrangement of PV modules to allow for the maximum expansion/contraction of the modules under expected operating temperatures, according to the manufacturer's recommendations. Similar provisions should be taken for other applicable metallic components, including mounting structures, conduits and cable trays.

When multiple spans are mechanically connected, the connection mechanism shall be designed to tolerate thermal contraction/expansion especially when it's also part of the bonding path.

5.2.3 Mechanical loads on PV structures

5.2.3.1 General

The PV array support structures should comply with national standards, industry standards and regulations with respect to loading characteristics. Particular attention should be given to wind, snow and seismic loads on PV arrays.

Consideration should be given to site drainage and, in areas where the ground freezes, the freeze-thaw characteristics of the soil shall also be taken into account.

5.2.3.2 Wind

PV modules, module mounting frames, and the methods used for attaching frames to buildings or to the ground shall be verified to meet or exceed the maximum expected wind speeds at the location according to local codes.

In assessing this component, the wind speed observed (or known) on site shall be used, with due consideration to wind events (cyclones, tornadoes, hurricanes, etc.). The PV array structure shall be secured in an appropriate manner or in accordance with local building standards.

Wind force applied to the PV array will generate a significant load for building structures. This load should be accounted for in assessing the capability of the building to withstand the resulting forces.

5.2.3.3 Material accumulation on PV array

Snow, ice, or other material may build up on the PV array and should be accounted for when selecting suitably rated modules, calculating the supporting structure for the modules and likewise, when calculating the building capability to support the array.

NOTE 1 Immediately after snow falls, these loads are often evenly distributed. After some time, they can be very unevenly distributed as the snow starts to slide down. This can lead to significant damage to the module and support structure.

NOTE 2 In some areas, sudden release of snow could create an impulse force on obstructions, in addition to the static load.

5.2.4 Corrosion

Module mounting frames, and the methods used for attaching modules to frames and frames to buildings or to the ground, shall be made from corrosion resistant materials suitable for the lifetime and duty of the system. for example aluminium, galvanized steel, treated timber, etc.

If aluminium is installed in a marine or other highly corrosive environment, it shall be anodized to a thickness and specification suitable for the location and duty of the system. Corrosive gases such as ammonia, in farming environments also need to be considered.

Care shall be taken to prevent electrochemical corrosion between dissimilar metals. This may occur between structures and the building and also between structures, fasteners and PV modules.

Stand-off materials shall be used to reduce electrochemical corrosion between galvanically dissimilar metal surfaces; for example nylon washers, rubber insulators, etc.

Manufacturer's instructions and local codes should be consulted regarding the design of mounting systems and any other connections such as earthing systems.

6 Safety issues

6.1 General

6.1.1 Overview

PV arrays for installation on buildings shall not have maximum voltages greater than 1 000 V DC. Where the maximum PV array voltage exceeds 1 000 V DC, the entire PV array and associated wiring and protection, shall have access restricted to competent persons only.

The future publication IEC TS 62738 documents requirement variations and additional considerations for several parts of Article 6 as they apply to large-scale PV power plants. These include requirements related to:

- site and component access to unqualified personnel;
- protection against overcurrent;
- fault detection and alarm;
- lightning and overvoltage protection.

6.1.2 Separation of PV array from main AC power output circuits

Separation of PV array DC power circuits from main AC power output circuits is an important issue for safety in some array designs (refer to 5.1.2.). The separation of the PV array DC power circuits from the main AC power output circuits may be either integral to the PCE or provided externally by a transformer with at least simple separation. If the simple separation is provided externally, then in order for the combination to be treated as a separated PCE, the following shall be complied with:

- a) there shall be no other equipment connected to the same winding of the external transformer as the PCE, or
- b) where the system is rated only for use in closed electrical operating areas, other equipment is allowed to be connected to the same winding as the PCE output, as follows:
 - other PCEs, if specifically rated for connecting to a common winding; and/or
 - associated loads connected through additional transformer(s) providing at least simple separation.

NOTE In a PCE with more than two external circuits, there can be separation between some pairs of circuits and no separation between others. For example, an inverter with PV, battery, and mains circuits can provide separation between the mains circuit and the PV circuit, but no separation between the PV and battery circuits.

Where more than one PCE output is connected to the same transformer winding, circulating currents shall be limited by selection of system topology (for example using unearthed arrays or high impedance functionally earthed arrays), design techniques in the PCE, and/or by protective means such as residual current monitoring with disconnection.

6.2 Protection against electric shock

6.2.1 General

For protection against electric shock, the requirements of IEC 60364-4-41 shall apply:

One of the following protective measures shall be used:

- double or reinforced insulation (see 6.2.2);
- extra-low voltage (SELV or PELV) (see 6.2.3).

6.2.2 Protective measure: double or reinforced insulation

The requirements of IEC 60364-4-41:2005, Clause 412, shall apply with the following additions.

The equipment, for example PV modules, junction boxes or cabinets, cables, used on the DC side (up to the DC terminals of the PV inverter) shall be class II or equivalent insulation.

6.2.3 Protective measure: extra-low-voltage provided by SELV or PELV

The requirements of IEC 60364-4-41:2005, Clause 414, shall apply with the following additions.

Basic protection is not required if the nominal voltage does not exceed 35 V DC as given by DVC-A (see IEC 62109-1).

6.3 Protection against thermal effects

Protection against thermal effects is provided in this document by:

- protection against the effects of insulation faults (refer to 6.4),
- overcurrent protection (refer to 6.5),
- appropriate rating of components (refer to Clause 7), and
- signage to alert emergency services workers (refer to Clause 10).

In DC systems, overheating of connections and consequent arc faults may occur when high resistance connections are present or develop due to temperature cycling in an installation. It is important that care be taken to ensure:

- all connections are correctly tightened to avoid points of failure over time,
- all connectors are properly locked into place, and
- all crimp connections are performed according to manufacturer's instructions. Special care should be taken in the site assembly of DC connectors.

NOTE Failure of connectors (due to poor assembly or crimping) has been identified as a statistically significant failure mode.

6.4 Protection against the effects of insulation faults

6.4.1 General

The protective measures to be applied, depend on how the PV system's DC circuits are earth referenced.

PV arrays may be categorised as

- non separated PV arrays, i.e. PV arrays where PV DC circuits are connected to an earth referenced system through a non-separated PCE,

- functionally earthed PV arrays, i.e. an array with one of the main DC conductors connected to a functional earth, and
- non earth referenced PV arrays, i.e. a PV array that has none of its main DC conductors referenced to earth either directly or through the PCE.

NOTE Functionally earthed systems include PV arrays connected via a protection/isolation means to the system earth or connected via a resistance to the system earth.

Some module technologies require a functional earth on either the positive or negative main conductor to bleed charge away from the PV cells. This is a functional/operational requirement or it may be required to prevent degradation of the cells. It is recommended that manufacturer's instructions be followed.

6.4.2 Detection and fault indication requirements

6.4.2.1 General

Table 1 shows the requirements for measurements of PV array earth insulation resistance and PV array residual currents as well as the actions and indications required if a fault is detected according to system type.

NOTE The system types are categorised by the type of earth referencing of the main DC PV array circuits in 6.4.1. This is independent of any frame earthing requirements.

Table 1 – Requirements for different system types based on PCE isolation and PV array functional earthing

		System type		
		Non separated PV arrays	Functionally earthed PV arrays	Non earth referenced PV arrays
Insulation resistance to earth of a PV array	Measurement	According to 6.4.2.2		
	Action on fault	Shut down PCE and disconnect all conductors of the AC circuit or all poles of the PV array from the PCE or disconnect all poles of the faulty portion of the array from the PCE (operation is allowed)	Shut down PCE and disconnect all poles of the PV array from earth ¹ or disconnect all poles of the faulty portion of the PV array from earth ¹ (operation is allowed)	Connection to the AC circuit is allowed (PCE is allowed to operate)
	Indication on fault	Indicate a fault in accordance with 6.4.2.5 If the insulation resistance of the PV array to earth has recovered to a value higher than the limit shown in Table 2, the circuit is allowed to reconnect.		
PV earth fault detection by means of Current monitoring	Detection/ protection	According to 6.4.2.3	Residual current monitoring according to 6.4.2.3 or a device or association of devices, in accordance with 6.4.2.4	Not required
	Action on fault	Shut down PCE and disconnect all conductors of the AC circuit or all poles of PV array from the PCE or disconnect all poles of the faulty portion of the PV array from the PCE (operation is allowed)	Disconnect all poles of the faulty portion of the PV array from the PCE; or functional earth connection shall be disconnected. Connection to the AC circuit is allowed. (PCE is allowed to operate)	
	Indication on fault	Indicate a fault in accordance with 6.4.2.5	Indicate a fault in accordance with 6.4.2.5	
For functional earthing requirements, refer to 7.4.2.				
Systems using non-isolated PCEs where the AC circuit is referenced to earth are not allowed to use functional earthing on the PV side of the PCE (refer to 5.1.2).				
¹ Disconnection from earth can be direct, by opening a device in the functional earthing path, or indirect by disconnecting all poles of the PV array or faulty portion of the PV array from the PCE, where the functional earthing circuit is in the PCE.				

6.4.2.2 Array insulation resistance detection

The requirements in 6.4.2.2 regarding detection and response to abnormal values of insulation resistance of the PV array main DC circuit to earth are intended to reduce hazards due to degradation of insulation.

A means shall be provided to measure the insulation resistance from the PV array to earth immediately before starting operation and at least once every 24 h. This can be done by an insulation measuring device according IEC 61557-2, or by an insulation monitoring device (IMD) according to IEC 61557-8 that is able to detect insulation faults to prevent a possible high risk of fire.

The functionality for insulation resistance monitoring or measurement may be provided within the PCE according to IEC 62109-2.

Minimum threshold values for detection shall be according to Table 2.

Table 2 – Minimum insulation resistance thresholds for detection of failure of insulation to earth

PV array rating kW	R limit kΩ
≤ 20	30
> 20 and ≤ 30	20
> 30 and ≤ 50	15
> 50 and ≤ 100	10
> 100 and ≤ 200	7
> 200 and ≤ 400	4
> 400 and ≤ 500	2
> 500	1

It is recommended that the threshold of detection for insulation resistance should be set at values greater than the minimum values specified in Table 2. A higher value will increase the safety of the PV installation by detecting potential faults earlier.

It is necessary to disconnect the PV array functional earth connection during the measurement.

The action on fault required is dependent on the type of system in use, and shall be according to Table 1.

In all cases of insulation fault, the insulation resistance detection measurements may continue, the fault indication may stop and the system may resume normal operation if the insulation resistance of the PV array to earth has recovered to a value higher than the limit above.

6.4.2.3 Protection by a residual current monitoring system

Where required by 6.4.2 Table 1 and where an earth fault interrupting means according to 6.4.2.4 is not provided, residual current monitoring shall be provided that functions whenever the PV array is connected to an earth reference with the automatic disconnection means closed. The residual current monitoring means shall measure the total (both AC and DC components) RMS residual current.

Detection shall be provided to monitor for excessive continuous residual current according to the limits shown below.

The residual current monitoring system shall cause disconnection within 0,3 s and indicate a fault in accordance with 6.4.2.5 if the continuous residual current exceeds:

- maximum 300 mA for PCEs with continuous output power rating ≤ 30 kVA;
- the lesser of 5 A or (10 mA per kVA) of rated continuous output power for PCEs with continuous output power rating > 30 kVA.

If the PV array is functionally earthed via a resistor of high enough value such that the maximum residual current that can occur on a single fault is less than the limits above, or where an earth fault interrupting device according to 6.4.2.4 is provided, then no residual current monitoring is required.

NOTE 1 It is possible to implement distributed residual current monitoring system for example at sub-array level or in smaller subsections of the array. This can be beneficial especially in large arrays as it enables smaller thresholds of detection to be implemented. This can lead to more rapid identification of potential faults and can assist in identifying the section of the array that can be affected.

If the limits of the residual current monitoring system are exceeded, one of the following measures for disconnection shall be applied:

- disconnection of the output circuit from any earthed output circuit; or
- disconnection of the PV array; or
- disconnection of all poles of the faulty part of the PV array from the PCE.

The residual current monitoring system may attempt to re-connect if the array insulation resistance meets the limit in 6.4.2.2.

NOTE 2 This residual current functionality can be provided by PCEs according to IEC 62109-2.

6.4.2.4 Functionally earthed PV arrays earth fault interrupting means

Where required by 6.4.2.1 Table 1, and where residual current monitoring according to 6.4.2.3 is not provided, a functionally earthed PV array shall be provided with a means of interrupting an earth fault.

If the PV array is functionally earthed via a resistor of high enough value such that the maximum current through the array functional earthing path due to a single fault is less than the limits in Table 3 below, then a means of interrupting an earth fault is not required.

The device or association of devices shall automatically interrupt the current in the functional earthing conductor in the event of an earth fault on the DC side, and shall

- be rated for the maximum voltage of the PV array $U_{OC\ ARRAY}$, and
- have a rated breaking capacity not less than the maximum short circuit current of the PV array $I_{SC\ ARRAY}$, and
- have a rated current not exceeding that given in Table 3.

Table 3 – Rated current of automatic earth fault interrupting means

Total PV array power rating at STC kW	Rated current I_n A
0 to 25	1
> 25 to 50	2
> 50 to 100	3
> 100 to 250	4
> 250	5

The rated current " I_n " refers to fuses and circuit breakers, for which tripping is ensured at a fault current of typically 130 % to 140 % of I_n , and will occur within max times of 60 min at

135 % and 2 minutes at 200 %. Where the earth fault interruption function is provided by current sensing and an automatic disconnection means such as a relay, the setting may be different than the relevant I_n value in Table 3 provided the system causes disconnection within 60 min at 135 % and 2 min at 200 % of the relevant I_n value.

6.4.2.5 Earth fault indication

As required by 6.4.2 Table 1, an earth fault indication system shall be installed. If a fault in a system recovers, the indication may be reset automatically provided a record of the fault is maintained either by a log of faults or by an indication of previous faults. If a record of the fault is not able to be maintained, the original indication of a fault shall be maintained even if the fault (e.g. the insulation resistance) has recovered to an acceptable value.

The indication shall be of a form that ensures that the system operator or owner of the system becomes aware of the fault. For example, the indication system may be a visible or audible signal placed in an area where operational staff or system owners will be aware of the signal or another form of fault communication like RS485, e-mail, SMS or similar.

A set of operational instructions shall be provided to the system owner which explains the need for immediate action to investigate and to correct the fault.

Many inverters have earth fault detection and indication in the form of indicator lights. However, typical inverter mounting locations mean that this indication may not be noticed. IEC 62109-2 requires that inverters have a local indication and also a means of signalling an earth fault remotely.

6.5 Protection against overcurrent

6.5.1 General

Overcurrent within a PV array can result from earth faults in array wiring or from fault currents due to short circuits in modules, in junction boxes, combiner boxes or in module wiring.

PV modules are current limited sources but can be subjected to overcurrents because they can be connected in parallel and also connected to external sources (e.g. batteries). The overcurrents can be caused by the sum of currents from

- multiple parallel adjacent strings,
- some types of inverters to which they are connected, and/or
- external sources.

6.5.2 Requirement for overcurrent protection

Overcurrent protection shall be provided in accordance with 6.5.3 to 6.5.7 and with PV module manufacturer's requirements.

6.5.3 Requirement for string overcurrent protection

String overcurrent protection shall be used if:

$$((N_S - 1) \times I_{SC_MOD}) > I_{MOD_MAX_OCPR}$$

The overcurrent protective devices of the DC side shall be either gPV fuses in accordance with the IEC 60269-6 standard or another devices in accordance with IEC 60947 (all parts) or IEC 60898-2, selected such that the cable current carrying capacity, module maximum reverse current rating and the maximum current of other equipment are not exceeded.

NOTE The thermal withstand capability of a PV module under reverse current is qualified during a 2 h test specified in the module safety test from IEC 61730 and is specified on the module as the "maximum overcurrent protection" value.

When circuit breakers with overcurrent protection elements are used, they may also provide the disconnecting means required in 7.4.1.

6.5.4 Requirement for sub-array overcurrent protection

Sub-array overcurrent protection shall be provided if more than two sub-arrays are connected to a single PCE.

6.5.5 Overcurrent protection sizing

6.5.5.1 PV string overcurrent protection

Where string overcurrent protection is required, either

- a) each PV string shall be protected with an overcurrent protection device (see Figures 3 to 6), where the overcurrent protection current rating of the string overcurrent protection device shall be I_n where:

$$I_n > 1,5 \times I_{SC_MOD}; \text{ and}$$

$$I_n < 2,4 \times I_{SC_MOD}; \text{ and}$$

$$I_n \leq I_{MOD_MAX_OCPR};$$

or

- b) strings may be grouped in parallel (see Figure 8) under the protection of one overcurrent device provided:

$$I_{ng} > 1,5 \times N_G \times I_{SC_MOD}; \text{ and}$$

$$I_{ng} < I_{MOD_MAX_OCPR} - ((N_G - 1) \times I_{SC_MOD})$$

where

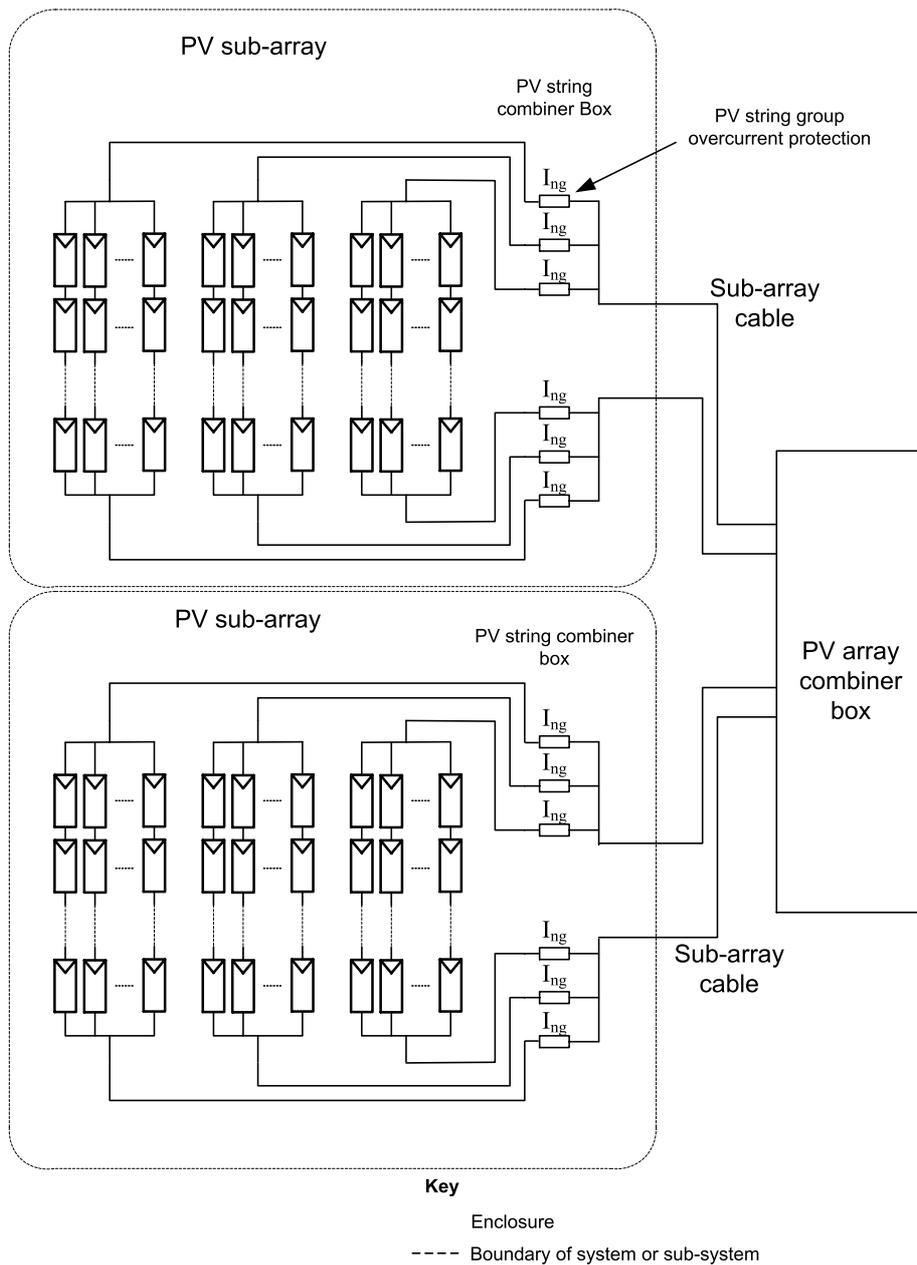
N_G is the number of strings in a group under the protection of the one overcurrent device;

I_{ng} is the overcurrent protection current rating of the group overcurrent protection device.

The factor of 1,5 considers a design allowance for high irradiance conditions. Individual designs should take into account local ambient irradiance and temperature conditions. Cycling load, grouping of fuses and unequal current flow through the parallel strings may lead to factors higher than 1,5.

In some PV module technologies, I_{SC_MOD} is higher than the nominal rated value during the first weeks or months of operation. This should be taken into account when establishing overcurrent protection and cable ratings.

NOTE With the provisions under the formulae above, strings can generally only be grouped under one overcurrent protection device if $I_{MOD_MAX_OCPR}$ is greater than $4 \times I_{SC_MOD}$.



IEC

NOTE 1 This is a special case and the design is only possible where the overcurrent protection rating of a PV module is much larger than its normal operating current.

NOTE 2 This is only an example and other switching, disconnecting and/or overcurrent protection devices can be required in individual cases, but for simplicity are not shown in this figure.

Figure 8 – Example of a PV array diagram where strings are grouped under one overcurrent protection device per group

6.5.5.2 PV sub-array overcurrent protection

The nominal rated current (I_n) of overcurrent protection devices for PV sub-arrays shall be determined with the following formula:

$$I_n > 1,25 \times I_{SC \text{ S-ARRAY}}; \text{ and}$$

$$I_n \leq 2,4 \times I_{SC \text{ S-ARRAY}}$$

The 1,25 multiplier used here instead of the 1,5 multiplier used for strings is to allow designer flexibility. Care has to be taken in using a lower multiplier in areas where heightened irradiance occurs frequently as this would be likely to cause nuisance overcurrent operation.

6.5.5.3 PV array overcurrent protection

PV array overcurrent protection is only required for systems connected to batteries or where other sources of current may feed into the PV array under fault conditions. The rated current (I_n) of PV array overcurrent protection devices shall be rated as follows:

$$I_n > 1,25 \times I_{SC \text{ ARRAY}}; \text{ and}$$

$$I_n \leq 2,4 \times I_{SC \text{ ARRAY}}$$

6.5.6 Overcurrent protection in PV systems connected to batteries

Overcurrent protection shall be provided in all PV systems connected to batteries. The PV array main cable protection may be built into the system immediately adjacent to the battery. If this is not the case, overcurrent protection shall be provided on the PV array main cable to protect this cable from fault currents originating from the battery system. See 6.5.5 for overcurrent protection sizing. All overcurrent protection used shall be capable of interrupting the maximum prospective fault current from the battery.

The PV array main cable overcurrent protection devices are commonly installed between the battery or batteries and the charge controller as close as possible to the battery or batteries. If these devices are appropriately rated, they provide protection to both, the charge controller and the PV array main cable. In such cases, no further PV array main cable overcurrent protection between the PV array and the charge controller is required.

6.5.7 Overcurrent protection location

Overcurrent protection devices where required by 6.5 for PV array, PV sub-array, and PV strings shall be placed:

- for string overcurrent protection devices, they shall be where the string cables are combined or connected to the sub-array or array main cables (refer to Figures 3 and 4);
- for sub-array overcurrent protection devices, they shall be where the sub-array cables are combined (refer to Figure 4);
- for array overcurrent protection devices, they shall be where the array main cables join the application circuit or the PCE (refer to Figures 2 to 4).

NOTE 1 The location of the overcurrent protection devices at the end of those cables which are furthest away from the PV, sub-array or string is to protect the system and wiring from fault currents flowing from other sections of the PV array or from other sources such as batteries.

Overcurrent protection devices shall be in readily available locations.

An overcurrent protective device required for a string cable or sub-array cable shall be placed in each live conductor (i.e. each live conductor not connected to the functional earth).

An exception applies for systems that are not functionally earthed (i.e. do not have any PV array DC live conductors connected to earth) and that have only two active conductors if

- there is segregation by a physical barrier between string cables and sub-array cables, or
- there are no sub-arrays and therefore no sub-array cables i.e. in small systems, an overcurrent protective device need only be placed in one unearthed live conductor of the string cable or sub-array cable. The polarity of this conductor shall be the same for all cables thus protected.

NOTE 2 This provision of a single overcurrent device is allowed for floating systems under these circumstances because of the requirement for detection and alarm on a single earth fault and because of the double insulation required on conductors in all array circuits.

6.6 Protection against effects of lightning and overvoltage

6.6.1 General

The installation of a PV array on a building often has a negligible effect on the probability of direct lightning strikes; therefore it does not necessarily imply that a lightning protection system should be installed if none is already present.

However, if the physical characteristics or prominence of the building do change significantly due to the installation of the PV array, it is recommended that the need for a lightning protection system be assessed in accordance with IEC 62305-2 and, if required, it should be installed in compliance with IEC 62305-3.

If a lightning protection system (LPS) is already installed on the building, the PV system should be integrated into the LPS as appropriate in accordance with IEC 62305-3.

In the case where no lightning system is required on a building or in a case of a free-standing array, overvoltage protection may still be required to protect the array and the inverter and all parts of the installation.

6.6.2 Protection against overvoltage

6.6.2.1 General

All DC cables should be installed so that positive and negative cables of the same string and the main array cable should be bundled together, avoiding the creation of loops in the system. Refer to 7.4.3.3. The requirement for bundling includes any associated earth/bonding conductors.

Long cables (e.g. PV main DC cables over about 50 m) should be either

- installed in earthed metallic conduit or trunking, where the conduit or trunking is connected to the equipotential bonding,
- be buried in the ground (using appropriate mechanical protection),
- be cables incorporating mechanical protection which will provide a screen, where the screen is connected to the equipotential bonding, or
- be protected by a surge protective device (SPD).

These measures will act to both shield the cables from inductive surges and, by increasing inductance, attenuate surge transmission. Be aware of the need to allow any water or condensation that may accumulate in the conduit or trunking to escape through properly designed and installed vents.

NOTE 1 To protect the DC system as a whole, surge protective devices can be fitted between active conductors and between active conductors and earth at the inverter end of the DC cabling and at the array. To protect specific equipment, surge protective devices can be fitted as close as is practical to the device.

The need for surge protective devices should be assessed according to IEC 62305 (all parts) and appropriate protective measures implemented. IEC 62305-4 can provide a methodology for protection of electrical and electronic systems in a lightning environment.

NOTE 2 IEC 61643-32, regarding low-voltage surge protective devices for photovoltaic installations, is currently under development.

6.6.2.2 Surge protection devices (SPDs)

6.6.2.2.1 General

SPDs are incorporated into electrical installations to limit transient overvoltages of atmospheric origin transmitted via the supply distribution system, whether a.c or DC or both, and against switching surges.

Some grid connect inverters (PCEs) have some form of in-built SPD; however discrete devices may also be required. In such cases, the coordination between the two SPDs should be verified with the equipment supplier.

To protect specific equipment, SPDs should be fitted as close as is practical to the equipment intended to be protected.

These measures are included here as a guide. Overvoltage protection is a complex issue and a full evaluation should be undertaken particularly in areas where lightning is common.

6.6.2.2.2 Surge protection devices (SPDs) DC

For the protection of the DC side, SPDs shall be compliant with EN 50539-11 and be explicitly rated for use on the DC side of a PV system. If the PV system is connected to other incoming networks (such as telecommunication and signalling services), SPDs will be required to protect the information technology equipment.

6.6.2.2.3 Surge protection devices (SPDs) information technology equipment

For the protection of information technology equipment SPDs shall be selected according to the requirements of IEC 61643-22. These SPDs shall comply with IEC 61643-21.

7 Selection and erection of electrical equipment

7.1 General

All power conversion equipment shall be qualified to IEC 62109-1 and any other relevant parts according to the equipment type.

PV array wiring and associated components are often exposed to UV, wind, water, snow and other environmental testing conditions. Wiring and components should be fit for purpose and erected in such a way as to minimise exposure to detrimental environmental affects.

PCE shall be selected according to the environmental requirements in IEC 62109-1:2010, Clause 6.

Particular attention is drawn to the need for prevention of water accumulation in cable/module support systems.

The future publication IEC TS 62738 documents requirement variations and additional considerations for several parts of this Clause 7 as they apply to large-scale PV power plants. These include requirements related to:

- equipment certification;
- PV array maximum design voltage;
- component ratings;
- disconnecter requirements and locations;
- cable selection and erection.

7.2 PV array maximum voltage

The PV array maximum voltage is considered to be equal to $U_{OC\ ARRAY}$ corrected for the lowest expected operating temperature.

Correction of the voltage for the lowest expected operating temperature shall be calculated according to PV module manufacturer’s instructions. Where PV module manufacturer’s instructions are not available for crystalline and multi-crystalline silicon modules, $V_{OC\ ARRAY}$ shall be multiplied by a correction factor according to Table 4 using the lowest daily ambient temperature as a reference.

NOTE The cell temperature early in the morning is very close to ambient.

Deviations from these methods that account for the coincidence of irradiance and lowest expected operating temperatures may be permitted with engineering justification and approval by the applicable manufacturers and local approving authorities.

Where the lowest expected ambient temperature is below -40 °C , or where technologies other than crystalline or multi-crystalline silicon are in use, voltage correction shall only be made in accordance with PV module manufacturer’s instructions.

PV strings constructed using DC conditioning units shall have a PV array maximum voltage in accordance with 5.1.5.

Table 4 – Voltage correction factors for crystalline and multi-crystalline silicon PV modules

Lowest expected operating temperature °C	Correction factor
24 to 20	1,02
19 to 15	1,04
14 to 10	1,06
9 to 5	1,08
4 to 0	1,10
-1 to -5	1,12
-6 to -10	1,14
-11 to -15	1,16
-16 to -20	1,18
-21 to -25	1,20
-26 to -30	1,21
-31 to -35	1,23
-36 to -40	1,25

NOTE Temperature of modules facing open sky can be up to 5 °C lower than ambient (air) temperature in some locations.

7.3 Component requirements

7.3.1 General

All components, shall comply with the following requirements:

- be rated for DC use;

- have a voltage rating equal to or greater than the PV array maximum voltage determined in 7.2;
- have a current rating equal to or greater than that shown in Table 5;
- have an IP rating suitable for their location and environment;
- have a temperature rating appropriate to their location and application.

For some PV technologies the I_{SC} current available during the first few weeks of operation is considerably greater than the normal rated value. In some technologies the I_{SC} increases over time. Equipment should be rated for the highest expected current value.

NOTE PV arrays are installed in full sun and ambient temperatures and temperatures inside enclosures can be very high. This is an important consideration when selecting components.

Where DCUs are used in the design of a PV array, attention is drawn to the voltage and current ratings related to DCUs described in 5.1.5.2.

All components used in salt mist conditions should be suitable for use in these conditions.

To avoid series arcs it is important to select terminals and connection equipment which can ensure contact pressure over the lifetime of the system.

7.3.2 PV modules

7.3.2.1 Operational conditions and external influences

PV modules shall comply with the relevant parts of the IEC 61215 series. Systems with voltages above 50 V DC should include bypass diodes.

Some thin film modules do not require bypass diodes installed. Module manufacturer's instructions should be followed to ensure bypass diodes are used where required.

7.3.2.2 Equipment class

PV modules shall be qualified to IEC 61730-1 and IEC 61730-2 and shall only be used in applications applicable to their class rating.

For building mounted applications, local building codes and regulations should be taken into account.

For protection against electric shock,

- class II modules according to IEC 61730-1 shall be used where system voltages exceed DVC-A.

7.3.3 PV array and PV string combiner boxes

7.3.3.1 Environmental effects

PV array and PV string combiner boxes exposed to the environment shall be at least IP 54 compliant in accordance with IEC 60529, and shall be UV resistant.

Higher IP ratings should be considered for tropical regions.

Any enclosure IP rating shall suit the environmental conditions. This IP rating shall apply for the relevant mounting position and orientation. Gasket materials chosen should be rated for the environment and duration of use and a replacement schedule identified if applicable.

7.3.3.2 Location of PV array and PV string combiner boxes

PV array and PV string combiner boxes which contain overcurrent and or switching devices shall be capable of being reached for inspection, maintenance or repairs without necessitating the dismantling of structural parts, cupboards, benches or the like.

NOTE 1 Under some conditions, combiner boxes can be part of the PCE. See 7.4.1.2.

NOTE 2 There is a growing trend to use pre-manufactured string wiring assemblies commonly referred to as "harnesses." Harnesses aggregate the output of multiple PV string conductors along a single main conductor. The harnesses are secured within the array, and can or cannot include fusing on the individual string conductors that tap off the main conductor, depending on over-current protection requirements. These are in a sense similar to combiner boxes in function and are used most commonly with thin film systems due to the very low string currents in each string. The purpose is to reduce balance of system components and cost for systems with large numbers of parallel low-current strings. In larger systems, the harness main conductors are then combined in a sub-array combiner box with larger fuses (e.g. 20 A to 30 A).

7.3.4 Circuit breakers

Circuit breakers used for overcurrent protection in PV arrays shall

- a) be certified to either IEC 60898-2 or IEC 60947-2,
- b) not be polarity sensitive (fault currents in a PV array may flow in the opposite direction of normal operating currents),
- c) be rated to interrupt full load and prospective fault currents from the PV array and any other connected power sources such as batteries, generators and the grid if present, and
- d) be rated for overcurrent according to 6.5.5.

7.3.5 Fuses

7.3.5.1 Accessibility

Where fuses are used they shall be only accessible with the use of a tool or key. i.e. only accessible by trained service personnel.

7.3.5.2 Fuse links

Fuses used in PV arrays shall comply with the following requirements:

- be rated to interrupt fault currents from the PV array and any other connected power sources such as batteries, generators and the grid, if present;
- be of an overcurrent and short circuit current protective type suitable for PV complying with IEC 60269-6.

When fuses are provided as means of isolation, where load breaking capabilities are required, the use of fused switch-disconnectors (fuse-combination units) is recommended.

7.3.5.3 Fuse bases and fuse holders

Fuse bases and fuse holders shall comply with the following requirements:

- have a current rating equal to or greater than the corresponding fuse link;
- shall not change fuse ratings or characteristics
- provide a degree of protection suitable for the location and not less than IP2X even when the fuse link or carrier is removed. In locations which require a tool for access if the fuse holder provides a degree of protection of less than IP2X, an additional protective cover may be used to provide the IP2X protection.

7.3.6 Disconnectors and switch-disconnectors

All disconnectors, shall comply with the following requirements:

- not have exposed live metal parts in connected or disconnected state;
- have a current rating equal to or greater than the associated overcurrent protection device, or in the absence of such device, have a current rating equal to or greater than the minimum required current carrying capacity of the circuit to which they are fitted according to Table 5.

Switch-disconnectors shall be certified to IEC 60947-1 and IEC 60947-3 and have mechanisms that have independent manual operation.

In addition, load breaking switch-disconnectors used for protection and/or disconnecting means shall comply with the following requirements:

- a) not be polarity sensitive (fault currents in a PV array may flow in the opposite direction of normal operating currents);
- b) be rated to interrupt full load and prospective fault currents from the PV array and any other connected power sources such as batteries, generators and the grid if present;
- c) when overcurrent protection is incorporated, it shall be rated according to 6.5.5;
- d) interrupt all live conductors simultaneously.

PV array switch-disconnectors shall interrupt all conductors (including functionally earthed conductors).

Plug connections for interruption under load may also be used in place of switch disconnectors, provided that equivalent level of safety can be assured.

NOTE Only specially constructed plugs and sockets are capable of interrupting load safely. Plugs and sockets which are not specially constructed for load interruption if disconnected under load represent a safety risk and generally incur damage to the connection which will compromise the quality of the electrical connection and could lead to overheating of the connection.

7.3.7 Cables

7.3.7.1 Size

7.3.7.1.1 General

Cable sizes for PV string cables, PV sub-array cables and PV array main cable shall be determined with regard to:

- a) overcurrent protection ratings where in use,
- b) the minimum current rating (refer to Table 5),
- c) the voltage drop and prospective fault current.

The largest cable size obtained from these criteria shall be applied.

PV arrays not connected to batteries are current limited systems but because of parallel connection of strings, and sub-arrays, abnormally high currents may flow in array wiring under fault conditions. Overcurrent protection is specified where required and cables need to be capable of handling the worst case current from any remote part of the array through the nearest overcurrent protection device plus the worst case current available from any adjacent parallel strings.

7.3.7.1.2 Current carrying capacity (CCC)

The minimum cable sizes for PV array wiring, based on CCC, shall be based upon a current rating calculated from Table 5, and the current carrying capacity of cables as specified in IEC 60287 (all parts). Cable derating factors taking into consideration cable location and installation method, according to IEC 60364-5-52, shall be applied.

Variations and additional considerations for large-scale ground mounted PV power plants with restricted access to personnel are addressed in the future publication IEC TS 62738.

In some PV module technologies, $I_{SC\ MOD}$ is higher than the nominal rated value during the first weeks or months of operation. In other technologies $I_{SC\ MOD}$ increases over time. This should be taken into account when establishing cable ratings.

Table 5 – Minimum current rating of circuits

Relevant circuit	Protection	Minimum current upon which cable cross-sectional area and or other circuit ratings should be chosen ^{a, b}
PV string	PV string overcurrent protection <u>not</u> provided	Systems <u>not</u> using DCUs: For a single string array $1,25 \times I_{SC\ MOD}$ For all other cases: $I_n + 1,25 \times I_{SC\ MOD} \times (N_{PO} - 1)$ where I_n is the current rating of the nearest downstream overcurrent protection device; N_{PO} is the total number of parallel connected strings protected by the nearest overcurrent protection device. NOTE a) The nearest downstream overcurrent protection may be the sub-array protection and if this is not present then it may be the array overcurrent protection if present. b) When no overcurrent protection is used in the complete array then N_{PO} is the total number of parallel connected strings in the complete PV array; and the rated current (I_n) of the nearest overcurrent protection device is replaced by zero.
		Systems where modules are connected via a DCU: For strings using DCUs, the minimum current rating shall be according to 5.1.5.2
	PV string overcurrent protection provided	Current rating (I_n) of the PV string overcurrent protection device (refer to 6.5)
PV sub-array	PV sub-array overcurrent protection <u>not</u> provided	The greater of the following: a) current rating (I_n) of the PV array overcurrent protection device + $1,25 \times$ sum of short circuit current of all other sub-arrays b) $1,25 \times I_{SC\ S-ARRAY}$ (of relevant array) NOTE When PV array overcurrent protection is not used, then I_n is replaced by zero in equation (a)
	PV sub-array overcurrent protection provided	Current rating (I_n) of the PV sub-array overcurrent protection device (refer to 6.5)
PV array	PV array overcurrent protection <u>not</u> provided	$1,25 \times I_{SC\ ARRAY}$
	PV array overcurrent protection provided	Current rating (I_n) of the PV array overcurrent protection device (refer to 6.5)
^a The operating temperature of PV modules and consequently their associated wiring can be significantly higher than the ambient temperature. A minimum operating temperature equal to the maximum expected ambient temperature +40 °C should be considered for cables installed near or in contact with PV modules. ^b The location and method of installation (i.e. enclosed, clipped, buried, etc.) of cables also need to be considered in establishing a cable rating. Cable manufacturer's recommendations need to be taken into account in establishing the rating according to installation method.		

Where an inverter or other power conversion equipment is capable of providing backfeed current into the array under fault conditions, the value of this backfeed current shall be taken into account in all calculations of circuit current ratings. In some circumstances, the backfeed current will have to be added to the circuit rating as calculated in Table 5.

NOTE Power conversion equipment backfeed current rating is a required rating under IEC 62109-1.

7.3.7.2 Type

Cables used within the PV array shall

- be suitable for DC application,
- have a voltage rating equal to or greater than the PV array maximum voltage determined in 7.2, and
- have a temperature rating according to the application.

PV modules frequently operate at temperatures of the order of 40 °C above ambient temperature. Cable insulation of wiring installed in contact or near PV modules shall be rated accordingly.

- If exposed to the environment, be UV-resistant, or be protected from UV light by appropriate protection, or be installed in UV-resistant conduit.
- Be water resistant.
- In all systems operating at voltages above DVC-A, cables shall be selected so as to minimise the risk of earth faults and short-circuits. This is commonly achieved using reinforced or double-insulated cables, particularly for cables that are exposed or laid in metallic tray or conduit. This can also be achieved by reinforcing the protection of the wiring as shown in the examples of Figure 9.
- Where movement of the cable is expected, the conductor of the cable shall be flexible (class 5 of IEC 60228). Examples where such cables are required are: string cables; trackers, and where cables are connected using plugs and sockets.
- Where no movement of the cable is expected, the conductor of the cable can be stranded (class 2 of IEC 60228) or flexible (class 5 of IEC 60228).

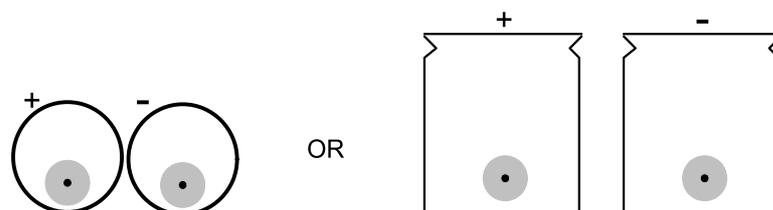
Cables for non fixed installation, i.e. flexible cables, should comply with EN 50618, or UL 4703.

NOTE IEC 62930, regarding electric cables for photovoltaic systems, is under development.



IEC

Figure 9a – Single or multi-conductor cable where each conductor is both insulated and sheathed



IEC

Figure 9b – Single conductor cable – in suitable insulated conduit/trunking

Figure 9 – Examples of reinforced protection of wiring

7.3.7.3 Erection method

The general requirements of IEC 60364-5-52 shall be considered.

Cables shall be supported so they do not suffer fatigue due to wind/snow affects. They shall also be protected from sharp edges. Methods of securement shall prevent cable damage due to excessive stress or tension due to loading or sharp radii bends. (Refer to manufacturer's instructions for minimum permissible bend radius). Cables shall be supported so that their properties and installation requirements are maintained over the stated life of the PV plant. All non-metallic conduit and ducting exposed to sunlight shall be of a UV resistant type.

Cable ties shall not be used as a primary means of support unless they have a lifetime greater than or equal to the life of the system or the scheduled maintenance period. Where cable ties are used as a means of support, they shall be installed such that they do not damage the cable.

NOTE Conduit, ducting and cable ties installed under an array can still be exposed to reflected UV radiation. Metallic cable ties can have sharp edges which over time and subject to wind affects can cause cable damage.

7.3.8 Segregation of AC and DC circuits

In addition to the requirements detailed in IEC 60364, segregation shall be provided between DC and AC circuits to the same requirements as for segregation of different voltage levels.

NOTE This requirement is so that double insulation to the highest voltage present is maintained between AC and DC circuits.

7.3.9 Plugs, sockets and connectors

Plugs and socket connectors mated together in a PV system shall be of the same type from the same manufacturer, i.e. a plug from one manufacturer and a socket from another manufacturer or vice versa shall not be used to make a connection.

Plugs, sockets and connectors shall comply with the following requirements:

- IEC 62852;
- be rated for DC use;
- have a voltage rating equal to or greater than the PV array maximum voltage determined in 7.2;
- be protected from contact with live parts in connected and disconnected state (e.g. shrouded);
- have a current rating equal to or greater than the current carrying capacity for the circuit to which they are fitted (refer to Table 5);
- be capable of accepting the cable used for the circuit to which they are fitted;
- require a deliberate force to separate;
- if accessible by untrained people then shall be of the locking type where two independent actions or a tool are required to disconnect;
- have a temperature rating suitable for their installation location;
- if multi-polar, be polarised;
- comply with class II for systems operating above DVC-A voltages;
- if exposed to the environment, be rated for outdoor use, be UV-resistant and be of an IP rating suitable for the location;
- shall be installed in such a way as to minimise strain on the connectors (e.g. supporting the cable on either side of the connector);
- plugs and socket outlets normally used for the connection of household equipment to low voltage AC power shall not be used in PV arrays.

NOTE The purpose of this requirement is to prevent confusion between AC and DC circuits within an installation.

7.3.10 Wiring in combiner boxes

Wherever possible, there should be segregation between positive and negative conductors within combiner boxes to minimise the risks of DC arcs occurring between these conductors.

7.3.11 Bypass diodes

Bypass diodes may be used to prevent PV modules from being reverse biased and consequent hot spot heating. If external bypass diodes are used, and they are not embedded in the PV module encapsulation or not part of factory mounted junction boxes, they shall comply with the following requirements:

- have a voltage rating at least $2 \times U_{OC\ MOD}$ of the protected module;
- have a current rating of at least $1,4 \times I_{SC\ MOD}$;
- be installed according to PV module manufacturer's recommendations;
- be installed so no live parts are exposed;
- be protected from degradation due to environmental factors.

7.3.12 Blocking diodes

Blocking diodes may be used to prevent reverse currents in sections of a PV array.

In some countries, blocking diodes are permitted as a replacement for overcurrent protection. In other countries, diodes are not considered reliable enough to replace overcurrent protection because their failure mode is generally to a short-circuited state when subjected to voltage transients. Local country requirements should be taken into account in system designs.

In systems containing batteries it is recommended that some device should be implemented to avoid reverse current leakage from the batteries into the array at night. A number of solutions exist to achieve this including blocking diodes.

If used, blocking diodes shall comply with the following requirements:

- have a voltage rating at least $2 \times$ PV array maximum voltage determined in 7.2;
- have a current rating I_{MAX} of at least 1,4 times the short circuit current at STC of the circuit that they are intended to protect; that is:
 - $1,4 \times I_{SC\ MOD}$ for PV strings;
 - $1,4 \times I_{SC\ S-ARRAY}$ for PV sub-arrays;
 - $1,4 \times I_{SC\ ARRAY}$ for PV arrays;
- be installed so no live parts are exposed;
- be protected from degradation due to environmental factors.

When there is a possibility of high short-circuit current of the PV module due to reflection from the snow or other conditions, the factor for calculation of I_{MAX} should be larger than 1,4. For example in the snow case, short circuit current is affected by ambient temperature, incline angle and azimuth angle of PV module, reflection of snow, geographical features and so on. I_{MAX} is decided according to the climatic condition, etc.

The use of blocking diodes is shown in detail in Annex C.

7.3.13 Power conversion equipment (PCE) including DC conditioning units (DCUs)

All PCEs and DCUs shall comply with IEC 62109-1, and additionally inverters shall comply with IEC 62109-2.

The PV input of DCUs and PCEs shall be rated for

- the maximum open circuit voltage of the input circuit connected.

The PV input of DCUs and PCEs shall have an $I_{SC\ PV}$ rating as defined in IEC 62109-1 of

- at least $1,25 \times$ the short circuit current of the input circuit connected at STC, unless additional overcurrent protection is provided that is rated to protect the PCE.

7.4 Location and installation requirements

7.4.1 Disconnecting means

7.4.1.1 General

Disconnecting means shall be provided in PV arrays according to Table 6 to isolate the PV array from the power conversion equipment and vice versa and to allow for maintenance and inspection tasks to be carried out safely.

The disconnecting means for PCEs shall be accessible and meet the requirements of a switch-disconnector (refer to 7.3.6).

NOTE Local installation codes can allow certain types of systems to be installed without a DC switch disconnector between modules and the PCE, for example below certain voltage and current thresholds, where DC switch disconnectors are provided elsewhere in the system, or where a plug and connector system is used that is either rated for disconnection under load or provided with a means to ensure no load current is flowing before opening the connector.

7.3.6 allows the use of load breaking connectors in place of switch disconnectors provided stated conditions of 7.3.6 are met.

7.4.1.2 Switch-disconnector for power conversion equipment (PCE)

Except for module integrated PCEs without disconnection means between the PV module and the PCE, it shall be possible to isolate the PCE from all poles of the PV array such that maintenance of the PCE is possible without risk of electrical hazards.

NOTE Module integrated PCEs are ones that are permanently attached to a PV module. (e.g. is a PCEs bonded to a PV backsheet).

Smaller PCEs are often repaired by replacing the PCE; whereas larger PCEs are often repaired by replacing internal components. For PCEs repaired by replacement, one of the following disconnecting methods shall be used:

- a) an adjacent and physically separate switch-disconnector; or
- b) a switch-disconnector that is mechanically connected to the PCE and allows the PCE to be removed from the section containing the switch-disconnector without risk of electrical hazards; or
- c) a switch-disconnector located within the PCE, if the PCE includes a means of isolation only operable when the switch-disconnector is in the open position; i.e. the maintainable section of the PCE can only be opened or withdrawn if the switch-disconnector is in the open position; or
- d) a switch-disconnector located within the PCE, if the PCE includes a means of isolation which can only be operated with a tool and is labeled with a readily visible warning sign or text indicating "Do not disconnect under load".

For PCEs repaired by replacing internal components, the switch-disconnector shall be located such that maintenance of the PCE (e.g. change of an inverter module, change of fans, cleaning of filters) is possible without risk of electrical hazards. This switch-disconnector may be in the same enclosure with the PCE, provided that protection is provided against inadvertent contact with any parts that remain energized with the switch-disconnector opened.

7.4.1.3 Installation

Suitably rated circuit-breakers, having the characteristics described in 7.3.4 and used for overcurrent protection may also provide load breaking disconnecting means.

The location of overcurrent protection devices shall be according to 6.5.7.

Table 6 – Disconnection device requirements in PV array installations

PV array voltage	Circuit or sub-circuit	Means of isolation	Requirement
DVC-A	String cable	Disconnection device	Recommended ^a
	Sub-array cable	Disconnection device	Required
	Array main cable	Switch-disconnector	Required
DVC-B and C	String cable	Disconnection device ^a	Recommended ^a
	Sub-array cable	Disconnection device ^a	Required
		Switch-disconnector	Recommended
	Array main cable	Switch-disconnector	Required
^a Sheathed (touch safe) plug and socket connector, fuse combination unit, fuseholder and withdrawable fuse-link, or isolator are examples of suitable disconnection devices. The ability of these devices to break load current needs to be according to the table.			

Disconnection devices not capable of breaking load current should be marked as no-load break and should not be generally accessible.

An additional DC switch-disconnector may be specified for systems with long DC cable runs through buildings. This switch is generally used at the point of cable entry into the building.

Where multiple sub-array disconnection devices are installed close to (i.e. within 2 m and within line of sight of) the power conversion equipment there is no need for a PV array main cable and therefore no need for a PV array load breaking switch. In this case the switches for the sub-arrays shall all be load breaking switches. This is also applicable for remote sub-array disconnection devices, where the sub-array combiners are not close to the PCE. In this case remote disconnection is allowed where an indication of the proper operation of the disconnection function is given at the PCE.

Where multiple disconnection devices are required to isolate power conversion equipment they shall all be switch disconnectors and shall either

- be ganged so that they all operate simultaneously, or
- they shall all be grouped in a common location and there shall be a warning sign indicating the need to isolate multiple supplies to isolate the equipment.

Where required in Table 6, disconnection devices shall be installed in all live conductors, with the exception of the PV array switch-disconnector which shall operate in all conductors including the functional earthed conductor.

Where load breaking (switch-disconnector) is a requirement this capability shall be in each conductor and the switching devices shall be ganged so that all switch poles in all conductors operate simultaneously.

7.4.2 Earthing and bonding arrangements

7.4.2.1 General

The following options for earthing or bonding of parts of a PV array exist.

- a) Functional earthing of conductive non-current carrying parts (e.g. to allow for better detection of leakage paths to earth). Earthing/bonding of exposed conductive parts of a PV array shall be performed in accordance with Figure 10 requirements.
- b) Earthing for lightning protection.
- c) Equipotential bonding to avoid uneven potentials across an installation.
- d) Functional earthing of one current carrying pole of the PV array, so called functionally earthed PV array. Refer to 7.4.2.4.3 and 7.4.2.4.4 for further details.

NOTE Some module types require earthing for proper operation. This earthing is considered to be functional earthing only.

An earth conductor may perform one or more of these functions in an installation. The dimensions and location of the conductor are very dependent on its function.

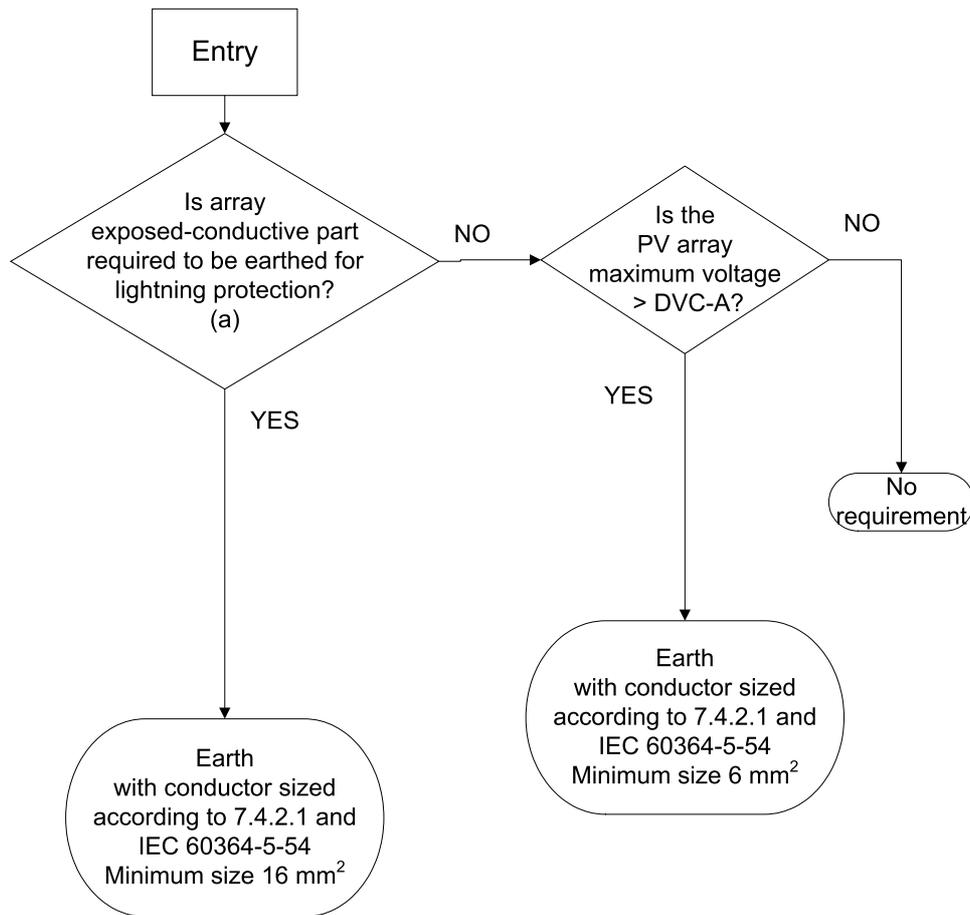
Annex B contains examples of functionally earthed PV systems.

7.4.2.2 Bonding conductor size

The conductor used to earth exposed metallic frames of the PV array shall have a minimum size of 6 mm² copper or equivalent.

For some system configurations the minimum conductor size may need to be larger due to lightning system requirements (refer to Figure 10).

Figure 11 shows an example of earthing requirements of exposed conductive parts on a PV array.

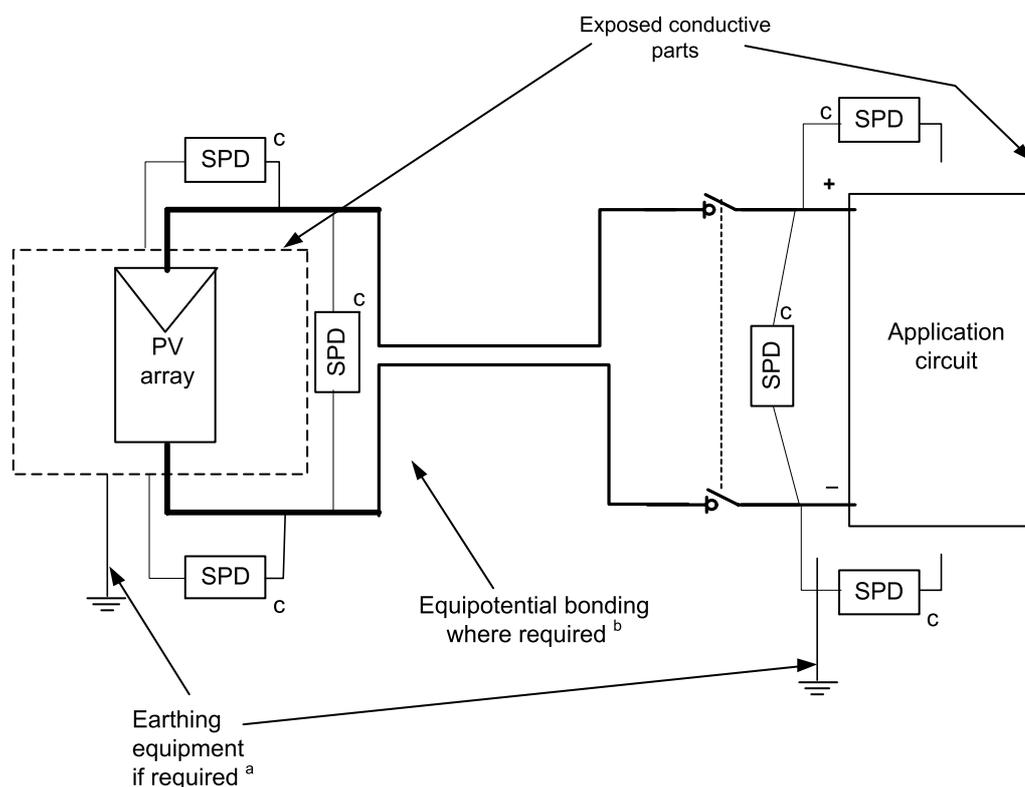


IEC

NOTE To realize earthing in the field, see IEC 62305-3.

a To answer this question, see the recommendations of IEC 62305-2 and IEC 62305-3 or refer to local information such as number of thunder days per year or other lightning characteristics. Assessment should include relative position of the PV array to other buildings, and structures able to protect the PV array from lightning strikes.

Figure 10 – PV array exposed conductive parts functional earthing/bonding decision tree



IEC

- ^a The earth connections shown in this diagram are all functional earth connections. The exposed metal frame connections may also be required for lightning protection.
- ^b Equipotential bonding between the PV array and application circuit is essential in protecting electrical equipment against lightning overvoltages. The equipotential bonding conductor should be run as physically close as possible to the live conductors to reduce wiring loops.
- ^c Overvoltage protection surge protective devices (SPDs).

Figure 11 – Exposed conductive parts earthing in a PV array

A high impedance shall exist between all live conductors and the equipment earthing conductors.

7.4.2.3 Separate earth electrode

If a separate earth electrode is provided for the PV array, this electrode shall be connected to the main earthing terminal of the electrical installation by main equipotential bonding conductors.

See recommendations on the design of electrodes for lightning protection in IEC 62305-3.

7.4.2.4 Equipotential bonding

7.4.2.4.1 General

There are two forms of equipotential bonding: main equipotential bonding and supplementary equipotential bonding.

Main equipotential bonding is the connection of exposed conductive parts to the main earthing terminal. These conductors are termed "main equipotential bonding conductors".

Supplementary equipotential bonding is the connection of exposed conductive parts to exposed conductive parts and/or extraneous conductive parts. Supplementary equipotential bonding may be required in order to keep the magnitude of the voltages between

simultaneously accessible exposed conductive parts and/or extraneous conductive parts sufficiently low to prevent electric shock.

PV array frame bonding shall be done in accordance with the decision tree presented in Figure 10.

7.4.2.4.2 PV array bonding conductors

PV array bonding conductors shall be run as close to the positive and negative PV array and or sub-array conductors as possible to reduce induced voltages due to lightning.

7.4.2.4.3 Functional earthing terminal of PV array

When the PV array is earthed as described in 7.4.2.1 d), the connection to earth shall be made at a single point and this point shall be connected to the main earthing terminal of the electrical installation.

Some electrical installations may have sub-earthing terminals. Connection of the PV functional earth to sub-earthing terminals is acceptable provided it has been considered for this use.

The functional earth connection may be established inside the PCE.

In systems without batteries, the connection to earth shall be between the PV array and the power conversion equipment and as close as possible to the power conversion equipment.

In systems containing batteries, the connection to earth shall be between the charge controller and the battery protection device.

NOTE If in some countries disconnection devices are required/allowed to interrupt functional earth conductors, the location of the earth connection is important to interruption.

7.4.2.4.4 Functional earthing conductor of PV array

Where a functional earth (either a direct earth connection or via a resistor) is used to connect one of the main PV array conductors to earth, the minimum current carrying capacity of the functional earth conductor shall be

- no less than the nominal rating of the earth fault interrupting means (refer to 6.4.2.4) for a system with direct functional earth connection without a resistor, or
- no less than $(PV \text{ array maximum voltage})/R$, where R is the resistance value used in series with the functional earth connection for a system which has a functional earth connection via a series resistor.

With respect to material and type, insulation, identification, installation and connections, functional earthing conductors shall comply with the provisions for functional earthing conductors specified in national wiring standards, or in absence of such standards, with the provisions set out in IEC 60364-5-54.

Some module technologies require a functional earth on either the positive or negative main conductor of the system to bleed charge away from the PV cells. This is a functional/operational requirement or it may be required to prevent degradation of the cells. It is recommended that manufacturer's instructions be followed. It is also recommended that where possible the functional earthing to bleed charge from the cells be via a resistor and not directly to earth. The recommended resistor value should be the highest resistor value allowable as per manufacturer's instructions.

7.4.3 Wiring system

7.4.3.1 General

Wiring of PV arrays shall be undertaken with care (to prevent damage occurring) such that the possibility of line-to-line and line-to-earth faults occurring is minimised.

All connections shall be verified for tightness and polarity during installation to reduce the risk of faults and possible arcs during commissioning, operation and future maintenance.

7.4.3.2 Compliance with wiring standards

The PV array wiring shall comply with the cable and installation requirements in this document and the wiring requirements mandated by local standards and regulations. In absence of national standards and or regulations, wiring systems used in PV arrays shall comply with IEC 60364 (all parts).

Particular attention needs to be given to the protection of wiring systems against external influences.

7.4.3.3 Wiring loops

To reduce the magnitude of lightning-induced overvoltages, the PV array wiring should be laid in such a way that the area of conductive loops is minimum, par exemple by laying cables in parallel as shown in Figure 12.

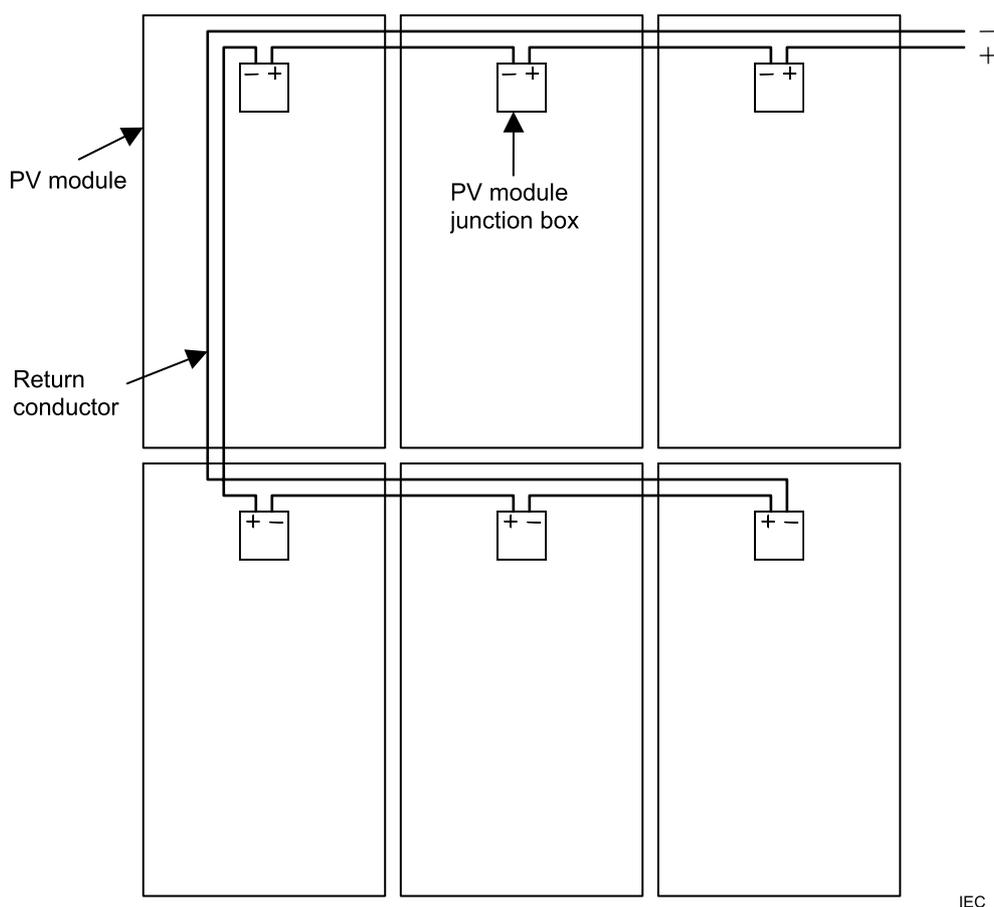


Figure 12 a) – Wiring minimum loop area example 1

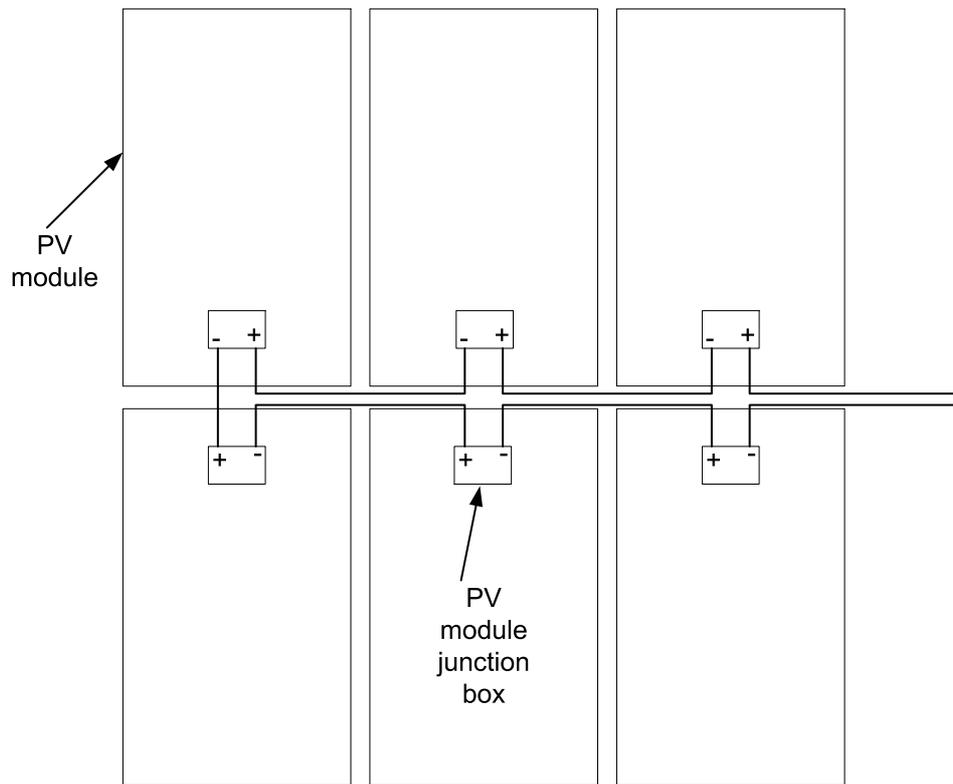


Figure 12 b) – Wiring minimum loop area example 2

IEC

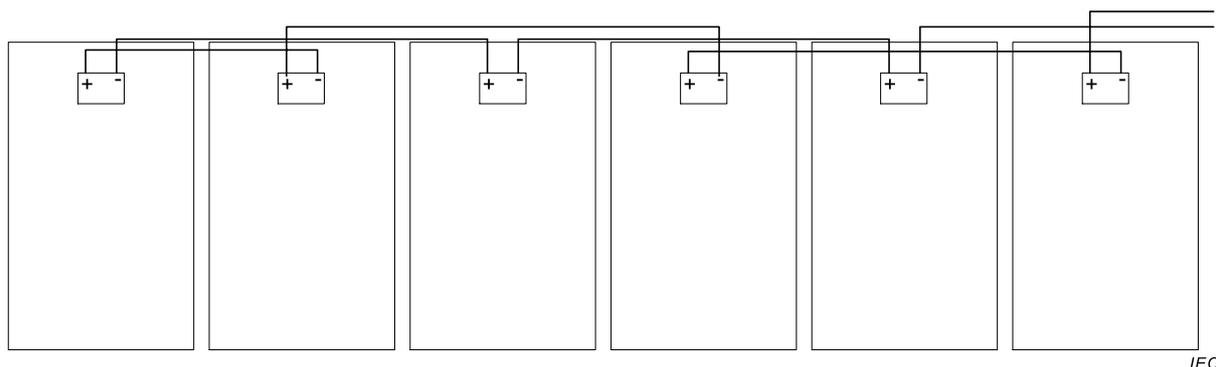


Figure 12 c) – Wiring minimum loop area example 3

IEC

Figure 12 – Examples of PV string wiring with minimum loop area

7.4.3.4 String wiring

In the case where wiring of PV strings between modules is not protected by conduit or other enclosures, in addition to the requirements for all array wiring the following requirements shall also apply:

- cables are protected from mechanical damage, and
- the cable is clamped to relieve tension in order to prevent the conductor from coming free from the connection.

7.4.3.5 Wiring installation in combiner boxes

The following provisions apply to the installation of wiring systems combiner boxes.

Where conductors enter a combiner box without conduit, a tension relief system shall be used to avoid cable disconnections inside the box (for example by using a gland connector).

All cable entries when installed shall maintain the IP rating of the enclosure.

Water condensation inside combiner boxes can be a problem in some locations; provision may need to be provided to drain water build-up.

For PV arrays operating at a voltage greater than DVC-A, where any return conductor is routed through module junction boxes and/or combiner boxes, such return conductor(s) shall be a double-insulated cable, and the cable and its insulation shall maintain double insulation status over its entire length, particularly through junction and combiner boxes (i.e. these provisions also apply to any joints).

7.4.3.6 Wiring identification

Except where the wiring is concealed in a wall, permanent indelible identification shall be provided for PV array cabling installed in or on buildings. PV array (and sub-array) cabling shall be identified by one of the following methods.

- PV cabling using distinctively marked PV cables shall be permanently, legibly and indelibly marked (e.g. cables to IEC 62930).
- Where cabling is not distinctively marked, distinctive coloured labels marked with the words 'SOLAR DC' shall be attached at an interval not exceeding 5 m under normal conditions and not exceeding 10 m on straight runs where a clear view is possible between labels.
- Where cable is enclosed in a conduit or ducting, labelling shall be attached to the exterior of the enclosure at intervals not exceeding 5 m.

Where multiple PV sub-arrays and or string conductors enter a combiner box or PCE they should be grouped or identified in pairs so that positive and negative conductors of the same circuit may easily be distinguished from other pairs.

Colour coding for DC systems required by IEC 60445:2010 is not required for PV systems.

NOTE PV cables are commonly black in colour to assist in UV resistance.

8 Acceptance

Acceptance testing should be performed according to the requirements of IEC 62446-1.

9 Operation/maintenance

Refer to the operation and maintenance requirements in IEC 62446-1.

10 Marking and documentation

10.1 Equipment marking

All electrical equipment shall be marked according to the requirements for marking in IEC or to local standards and regulations when applicable. Markings should be in the local language or use appropriate local warning symbols. English examples of sign texts are included here.

10.2 Requirements for signs

All signs required in Clause 10 shall

- i) comply with IEC,
- ii) be indelible,
- iii) be legible from at least 0,8 m unless otherwise specified in the relevant clauses (or see examples of signs in Annex A),

- iv) be constructed and affixed to remain legible for the life of the equipment it is attached or related to, and
- v) be understandable by the operators.

Examples of signs are given in Annex A.

10.3 Identification of a PV installation

For reasons of safety of the various operators (maintenance, personnel, inspectors, public distribution network operators, emergency aid services, etc.), it is essential to indicate the presence of a photovoltaic installation on a building.

A sign, such as shown in Figure A.2, shall be fixed

- at the origin of the electrical installation,
- at the metering position, if remote from the origin,
- at the consumer unit or distribution board to which the supply from the inverter is connected, and
- at all points of isolation of all sources of supply.

10.4 Labelling of PV array and PV string combiner boxes

A sign containing the text 'SOLAR DC' shall be attached to PV array and PV string combiner boxes as well as labels indicating "live during daylight" to DC combiner boxes and switches.

10.5 Labelling of disconnection devices

10.5.1 General

Disconnection devices shall be marked with an identification name or number according to the PV array wiring diagram.

All switches shall have the ON and OFF positions clearly indicated.

10.5.2 PV array disconnecting device

The PV array DC switch disconnecter shall be identified by a sign affixed in a prominent location adjacent to the switch disconnecter.

Where multiple disconnection devices are used that are not ganged (refer to 7.4.1.3) signage shall be provided warning of multiple DC sources and the need to turn off all switch disconnectors to safely isolate equipment.

10.6 Documentation

Documentation shall be provided in accordance with IEC 62446-1 specifications for PV arrays.

Annex A (informative)

Examples of signs

Annex A provides examples (see Figures A.1 and A.2) of appropriate signs as specified in Clause 10.



Figure A.1 – Example of sign required on PV array combiner boxes (10.4)

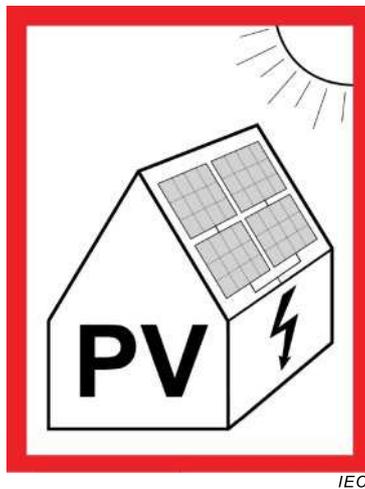


Figure A.2 – Example of switchboard sign for identification of PV on a building

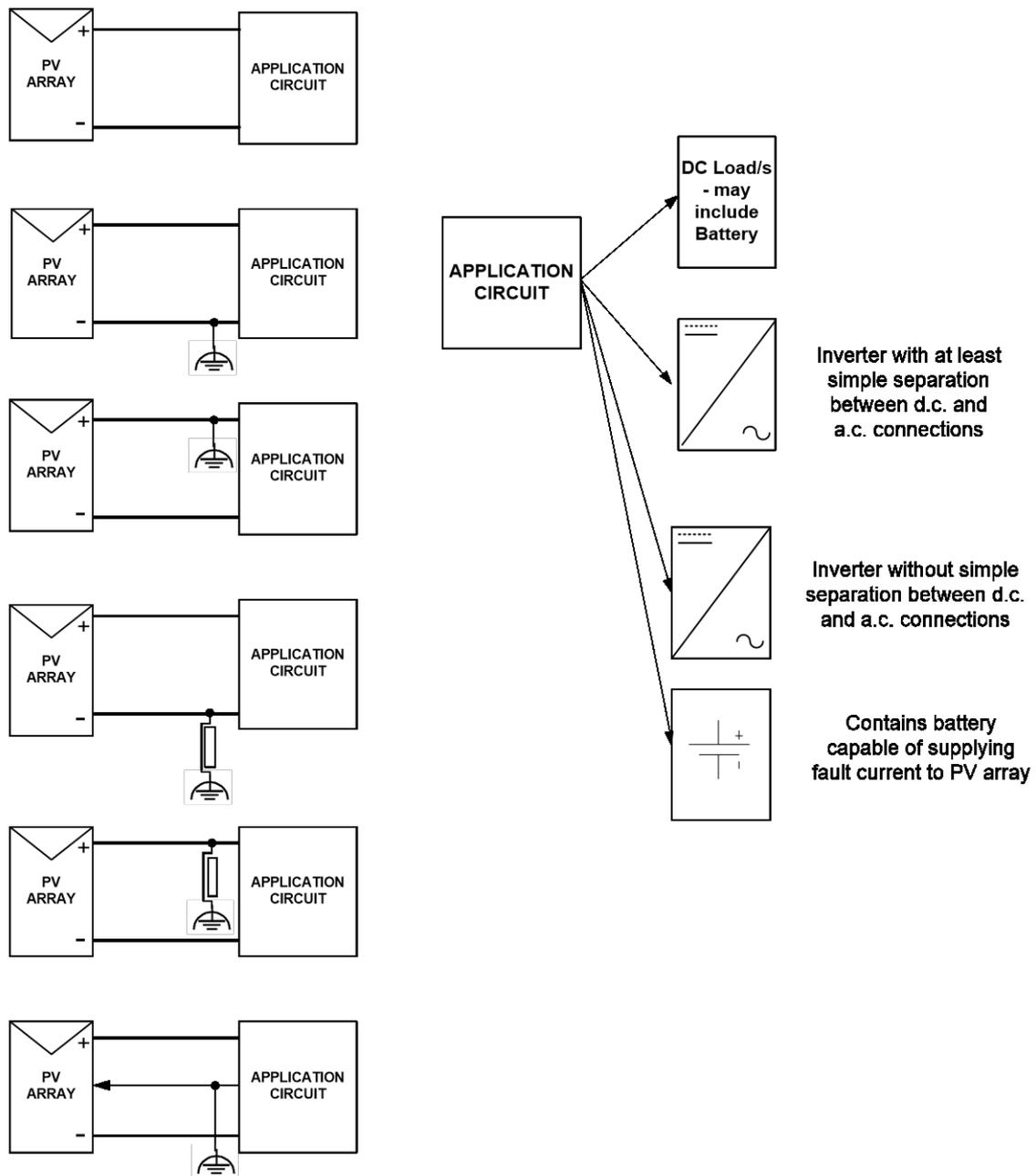
The sign should comply with the local fire services information requirements.

National committees or national regulations should decide on the labels and locations of such markings.

Annex B (informative)

Examples of system functional earthing configurations in PV arrays

Refer to Figure B.1

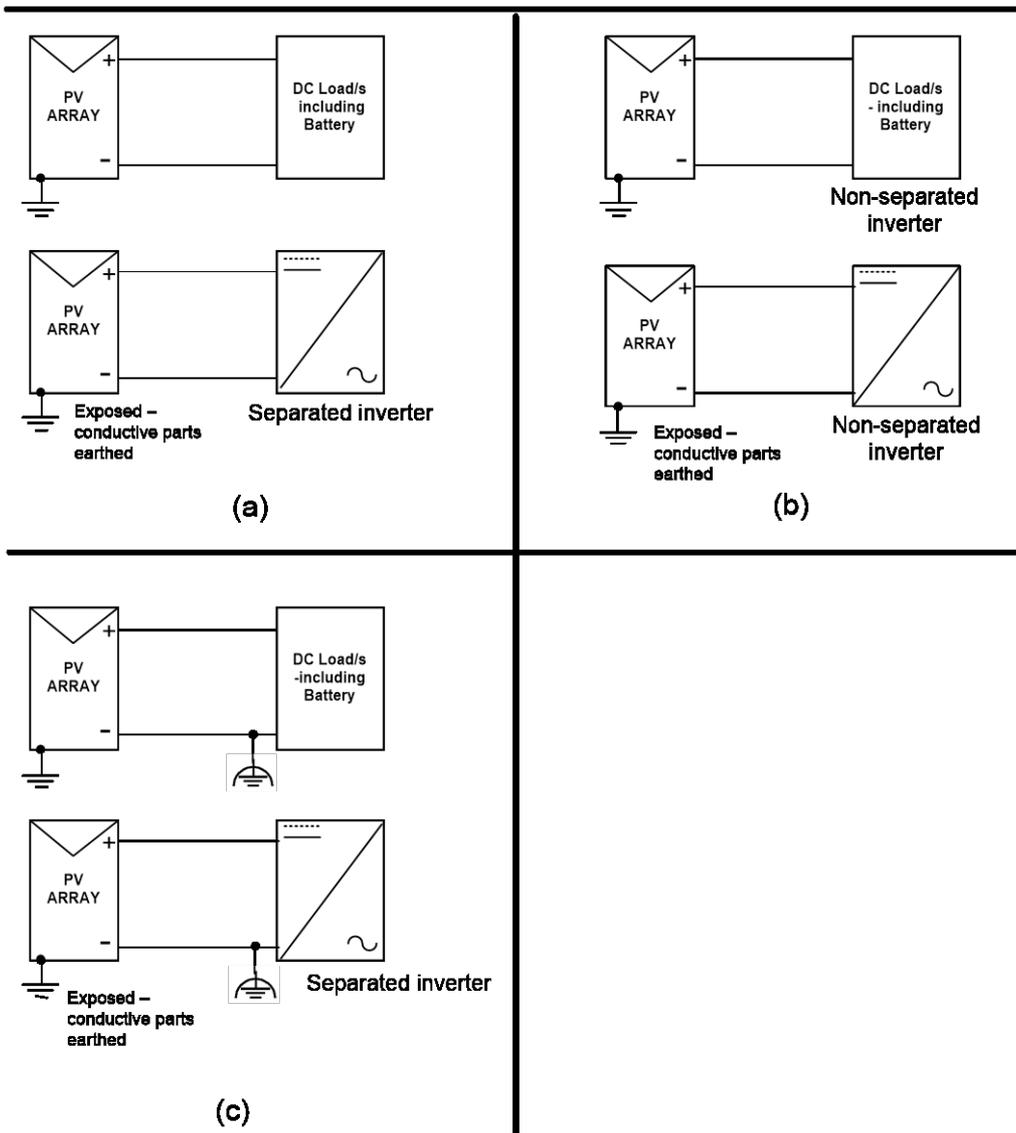


IEC

NOTE The earth connections shown in this diagram are all functional earth connections.

Figure B.1 – System functional earthing/grounding

Examples of common PV system configurations are shown in Figures B.2 (a) to (c). These diagrams do not describe every possible PV system connection.



IEC

NOTE 1 (a) and (b) are the same circuit arrangements showing that for both separated and non-separated inverters the exposed conductive parts are earthed.

NOTE 2 The earth connections shown in this diagram are all functional earth connections. The exposed metal frame connections can also be required for lightning protection.

Figure B.2 – Examples different PV configurations in common use

Annex C (informative)

Blocking diode

C.1 Introduction

This informative annex describes blocking diodes intended to be used to prevent reverse current in a PV array.

C.2 Use of blocking diodes to prevent overcurrent/fault current in arrays

A blocking diode is an effective means of stopping reverse current in PV arrays. Overcurrent/fault current in arrays is generally caused by current flowing from one section of an array operating normally into a section of an array containing a fault. The fault current is in the reverse direction. Provided correctly rated and functioning blocking diodes are in use in the PV array, reverse currents are prevented and fault currents either eliminated or significantly reduced (see examples in Figures C.1, C.2 and C.3).

In some countries, blocking diodes are allowed to replace overcurrent protection devices. This is an effective method of overcurrent/fault prevention provided the reliability of blocking diodes over time can be assured.

C.3 Examples of blocking diode use in fault situations

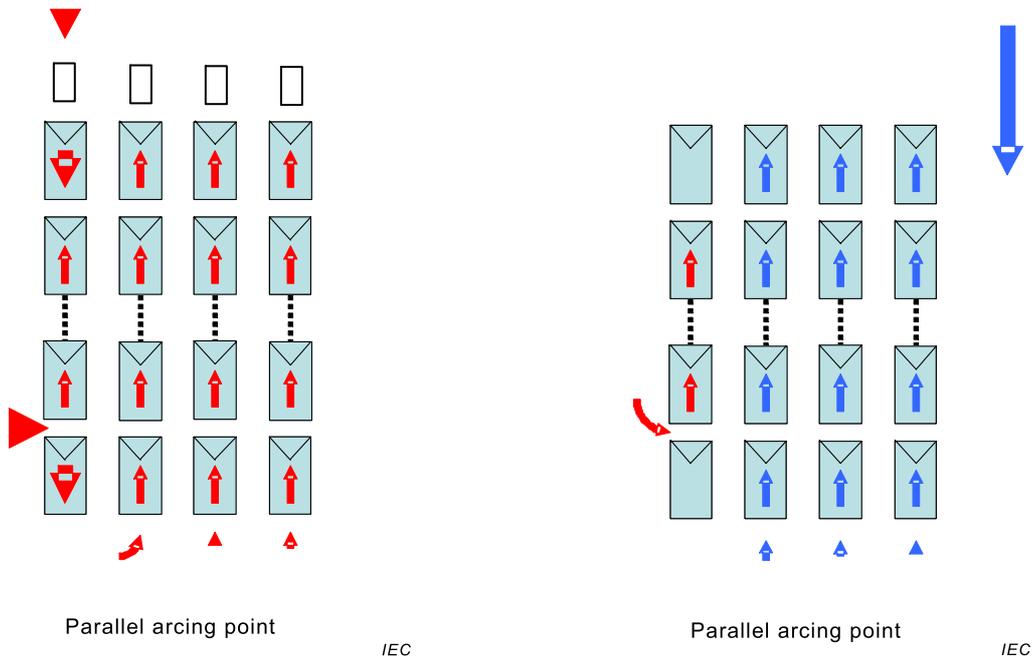
C.3.1 General

Article C.3 shows examples of the use of blocking diodes to prevent or significantly reduce fault current in PV arrays.

C.3.2 Short circuit in PV string

If a short circuit develops in a string without blocking diodes as shown in Figure C.1a), a fault current will flow around the faulted modules and extra fault current in the reverse direction will flow in some modules with the source of that current being from other strings. The reverse current can be interrupted by an overcurrent protection device provided the current is greater than the interrupting current of the overcurrent device. This may not be the case under low illumination conditions.

The situation of the same fault with an array with blocking diodes in each string is shown in Figure C.1b). In this case the fault current compared to case (a) is significantly reduced and as a result the fire hazard is reduced because the blocking diodes prevent a contribution to the fault current from other parallel strings. This functionality for this type of fault is useful for all systems types whether the PV array is earthed or not and whether the inverter is a separated inverter or not.

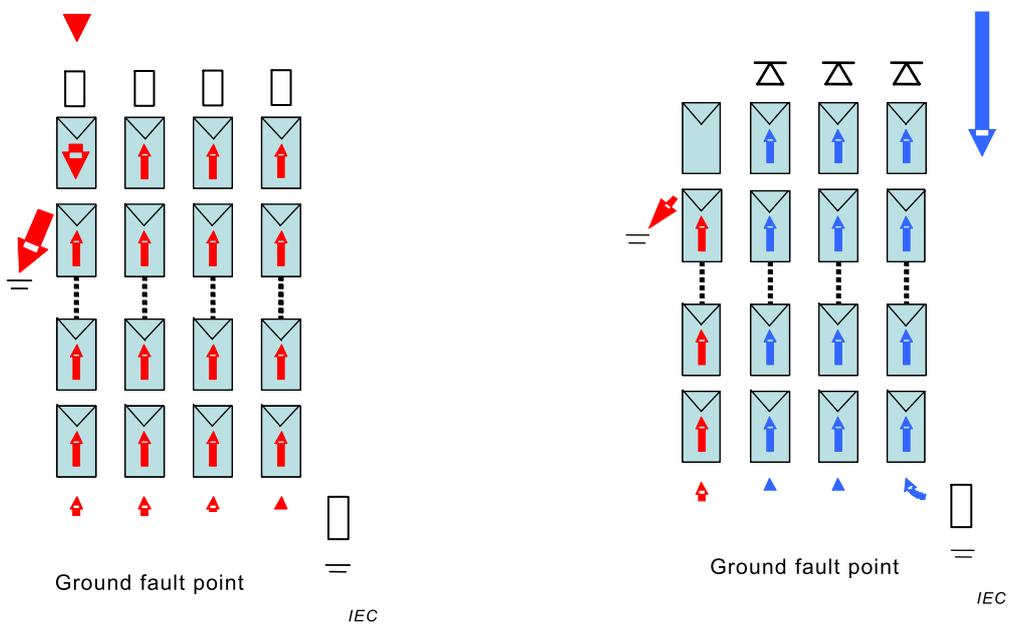


a) without a blocking diode

b) with a blocking diode at each string

Figure C.1 – Effect of blocking diode where there is a short circuit in PV string

Figure C.2 shows the fault current paths when an earth fault occurs in a string of a PV array which is installed with a negative side functional earth. The worst case fault occurs when the earth fault is closest to the top of the string (i.e. the side furthest away from earth). In this case the blocking diodes need to be installed in the positive side of the strings.



a) without a blocking diode

b) with a blocking diode in each strings

Figure C.2 – Effect of blocking diode where there is an earth fault on a system with earthing on the minus side

Figure C.3 shows the fault current paths when an earth fault occurs in a string of a PV array which is installed with a positive side functional earth. The worst case fault occurs when the

earth fault is closest to the bottom of the string (i.e. the side furthest away from earth). In this case, the blocking diodes need to be installed in the negative side of the strings.

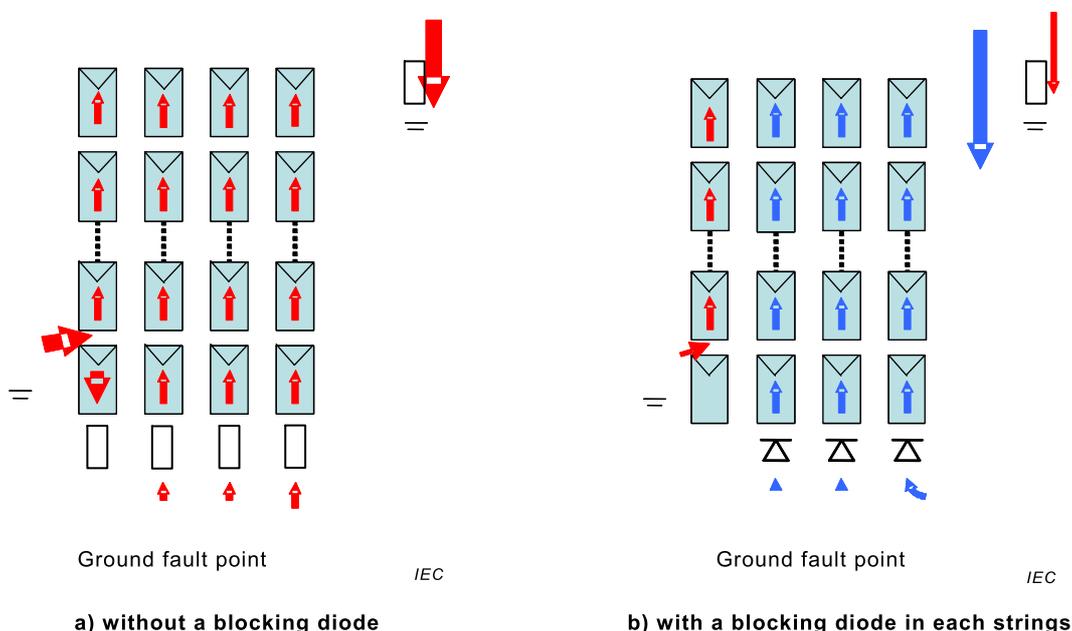


Figure C.3 – Effect of blocking diode where there is an earth fault on a system with positive side earthing

Figures C.1 to C.3 show the operation of a blocking diode in eliminating the fault current contribution from adjacent strings of the array. In this document a method of detecting and interrupting an earth fault is required and can be implemented using other means than blocking diodes. Figure C.2 shows the situation of a directly earthed array with no impedance in the earth connection. It is preferred in this document to install functional earths with limiting resistors in the earth connection. If this method is used, the potential fault current under these conditions is significantly reduced by the effect of the resistance limiting the maximum current.

C.4 Specification of blocking diode

Blocking diodes shall comply with the requirements in 7.3.12.

C.5 Heat dissipation design for blocking diode

Because the voltage drop of a blocking diode in forward current operation might become over 1 V, it is necessary to consider a heat dissipation design of diode for reliability. A heatsink may be required to keep diode junction temperatures within safe limits. A heat dissipation design methodology is shown in the following procedures.

- Calculate maximum current I_{MAX} by PV module current $I_{SC\ MOD}$ in STC.

$$I_{MAX} = 1,4 \times I_{SC\ MOD} \text{ (Use higher factor dependent on operating conditions)}$$
- Obtain the operating forward voltage of the blocking diode U_{D_OP} at I_{MAX} from the operating characteristic of diode.
- Calculate power dissipation P_{CAL}

$$P_{CAL} = V_{D_OP} \times I_{MAX}$$
- Calculate the thermal resistance R_{TH} as follows so that junction temperature T_J of blocking diode should not exceed the limit value in consideration of ambient temperature T_{AMB} .

$$R_{TH} = (T_J - T_{AMB})/P_{CAL}$$

- If the thermal resistance required is less than the diode's junction to case plus case to air thermal resistance, then a heatsink will be required.

When there is a possibility of increased short-circuit current of the PV module e.g. due to the reflection of snow or other conditions, the multiplier for the calculation of I_{MAX} should be larger than 1,4.

Annex D (informative)

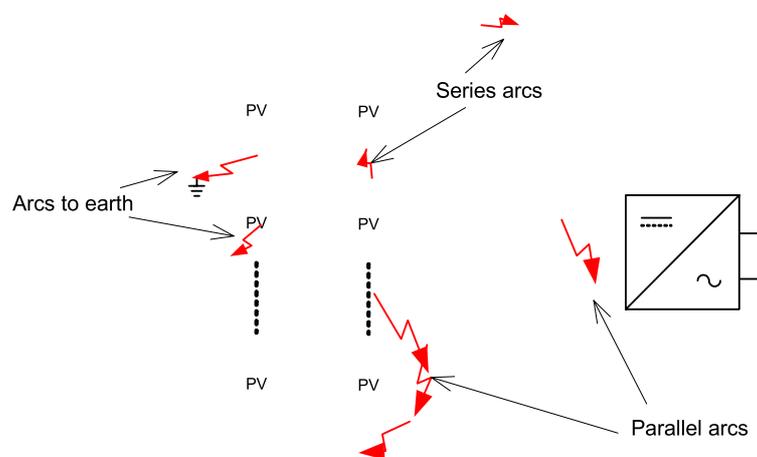
Arc fault detection and interruption in PV arrays

Unlike traditional electrical products, PV modules and wiring do not have an overall enclosure to contain arcs and fires resulting from component or system faults. Many PV systems operate at DC voltages which are very capable of sustaining DC arcs.

There are three main categories of arcs in PV systems (refer to Figure D.1):

- series arc which may result from a faulty connection or a series break in wiring;
- a parallel arc which may result as a partial short circuit between adjacent wiring which is at different potentials;
- arcs to earth which result from failure of insulation.

If an arc develops due to a fault in a PV array this can result in significant damage to the array and may also result in damage to adjacent wiring and building structures. The most serious arc is likely to be a parallel arc because of the energy that is available to feed this type of arc, especially when the arc is between the main PV array conductors. This document requires double insulation on cables used in PV array wiring and because of this double insulation requirement parallel arcs are very unlikely unless caused as a result of significant insulation damage due to fire damage or severe mechanical damage to cables. The most likely type of arc to occur in a PV system is a series arc. This is because PV systems typically contain a very large number of series connections. Series arcs are generally able to be stopped quickly by removing the electrical load from the PV array. In the case where a PCE is the only load for the section of the PV array experiencing a series arc, this may be accomplished by shutting down the PCE (e.g. grid connected inverter systems). Parallel arcs are much more difficult to extinguish but are also much less likely to occur.



IEC

Figure D.1 – Examples of types of arcs in PV arrays

If a series arc is not extinguished quickly it may propagate to involve other conductors and produce parallel arcs. It is therefore desirable to have a method of detecting and interrupting arcs in PV systems quickly. A standard has been developed by Underwriters Laboratories – UL1699B: *Photovoltaic (PV) DC Arc-Fault Circuit Protection* and manufacturers are in the process of developing equipment to meet this document. The purpose of the arc fault circuit protection equipment is to detect and discriminate accurately arcs in PV arrays and to take action to interrupt the arc.

NOTE IEC 63027, regarding DC arc detection and interruption in photovoltaic power system, is under development.

Annex E (normative)

DVC limits

The voltage limits for each DVC level are given in Table E.1.

Table E.1 – Summary of the limits of the decisive voltage classes

Decisive voltage classification (DVC)	Limits of working voltage V		
	AC voltage (r.m.s.) U_{ACL}	AC voltage (peak) U_{ACPL}	DC voltage (mean) U_{DCL}
A ¹	≤ 25 (16)	≤ 35,4 (22,6)	≤ 60 (35)
B	> 25 and ≤ 50 (> 16 and ≤ 33)	> 35,4 and ≤ 71 (> 22,6 and ≤ 46,7)	> 60 and ≤ 120 (> 35 and ≤ 70)
C	> 50 (> 33)	> 71 (> 46,7)	> 120 (> 70)
The values in parentheses are to be used for wiring and components installed in wet locations. ¹ DVC-A circuits are allowed under fault conditions to have voltages up to the DVC-B limits, for maximum 0,2 s.			

NOTE For more information on DVC, refer to IEC 62109-1.

Bibliography

IEC 60050-151:2001, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 151: Electrical and magnetic devices*

IEC 60050-195:1998, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 195: Earthing and protection against electric shock*

IEC 60050-442:1998, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 442: Electrical accessories*

IEC 60050-461:2008, *International Electro-technical Vocabulary – Part 461: Electric cables*

IEC 60050-811:1991, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 811: Electric traction*

IEC 60050-826:2004, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 826: Electrical installations*

IEC 60269-1, *Low-voltage fuses – Part 1: General requirements*

IEC 60364-5-53, *Electrical installations of buildings – Part 5-53: Selection and erection of electrical equipment – Isolation, switching and control*

IEC 60904-2:2015, *Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices*

IEC 60904-3:2016, *Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*

IEC 61008-1:2010, *Residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection for household and similar uses (RCCBs) – Part 1: General rules*

IEC 61643-32², *Low-voltage surge protective devices – Surge protective devices for specific use including DC – Part 32: Selection and application principles – SPDs connected to photovoltaic installations*

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

IEC TS 61836:2007, *Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols*

IEC 62246-1:2015, *Reed switches – Part 1: Generic specification*

IEC 62305 (all parts), *Protection against lightning*

IEC 62305-4, *Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures*

IEC TS 62738³, *Design guidelines and recommendations for ground-mounted photovoltaic power plants*

² Under preparation. Stage at the time of publication: IEC CCDV 61643-32:2016.

³ Under preparation. Stage at the time of publication: IEC 2CD 62738:2016.

IEC 63027⁴, *DC arc detection and interruption in photovoltaic power systems*

EN 50618, *Electric cables for photovoltaic systems*

UL1699B, *Photovoltaic (PV) DC Arc-Fault Circuit Protection*

UL 4703, *Photovoltaic wire*

⁴ Under preparation. Stage at the time of publication: IEC ANW 63027:2016.

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	74
1 Domaine d'application et objet	76
2 Références normatives	77
3 Termes, définitions, symboles et termes abrégés	78
3.1 Termes, définitions et symboles.....	78
3.2 Abréviations.....	86
4 Conformité avec l'IEC 60364 (toutes les parties)	86
5 Configuration de système de groupe photovoltaïque.....	86
5.1 Généralités	86
5.1.1 Configuration fonctionnelle d'un système photovoltaïque.....	86
5.1.2 Architectures des systèmes photovoltaïques.....	87
5.1.3 Schémas électriques des groupes	87
5.1.4 Utilisation de PCE à plusieurs entrées en courant continu.....	92
5.1.5 Chaînes composées d'unités de traitement en courant continu.....	93
5.1.6 Configuration série-parallèle.....	94
5.1.7 Batteries dans les systèmes	95
5.1.8 Examen des conditions de défaut présumées dans un groupe photovoltaïque	95
5.1.9 Considérations relatives à la température de fonctionnement	96
5.1.10 Problèmes de performances.....	96
5.2 Réalisation mécanique	97
5.2.1 Généralités	97
5.2.2 Aspects thermiques.....	97
5.2.3 Charges mécaniques sur les structures photovoltaïques	97
5.2.4 Corrosion.....	98
6 Problèmes de sécurité	98
6.1 Généralités	98
6.1.1 Vue d'ensemble	98
6.1.2 Séparation entre le groupe photovoltaïque et les circuits de sortie en courant alternatif du réseau.....	99
6.2 Protection contre les chocs électriques	99
6.2.1 Généralités	99
6.2.2 Mesure de protection: double isolation ou isolation renforcée.....	99
6.2.3 Mesure de protection: système très basse tension (SELV ou PELV).....	99
6.3 Protection contre les effets thermiques	100
6.4 Protection contre les effets des défauts d'isolement	100
6.4.1 Généralités	100
6.4.2 Exigences relatives à la détection et à l'indication de défauts.....	100
6.5 Protection contre les surintensités	104
6.5.1 Généralités	104
6.5.2 Exigence de protection contre les surintensités.....	105
6.5.3 Exigence pour la protection contre les surintensités des chaînes	105
6.5.4 Exigence pour la protection contre les surintensités des sous-groupes.....	105
6.5.5 Dimensionnement de la protection contre les surintensités.....	105
6.5.6 Protection contre les surintensités des systèmes photovoltaïques raccordés à des batteries	108

6.5.7	Emplacement de la protection contre les surintensités	108
6.6	Protection contre les effets de la foudre et des surtensions	109
6.6.1	Généralités	109
6.6.2	Protection contre les surtensions.....	109
7	Choix et mise en œuvre des matériels électriques	111
7.1	Généralités	111
7.2	Tension maximale du groupe photovoltaïque	111
7.3	Exigences relatives aux composants	112
7.3.1	Généralités	112
7.3.2	Modules photovoltaïques.....	113
7.3.3	Boîtiers de combinateur de groupe photovoltaïque et de chaîne photovoltaïque	113
7.3.4	Disjoncteurs.....	114
7.3.5	Fusibles.....	114
7.3.6	Sectionneurs et interrupteurs-sectionneurs	114
7.3.7	Câbles	115
7.3.8	Séparation des circuits à courant alternatif et à courant continu	119
7.3.9	Fiches, prises et leur connectique associée	119
7.3.10	Câblage dans les boîtiers de combinateur	120
7.3.11	Diodes de dérivation	120
7.3.12	Diodes antiretour	120
7.3.13	Équipement de conversion de puissance (PCE) avec unité de traitement en courant continu (DCU).....	121
7.4	Exigences pour l'emplacement et l'installation.....	121
7.4.1	Moyens de déconnexion.....	121
7.4.2	Agencements de la mise à la terre et des liaisons équipotentielles	124
7.4.3	Système de câblage.....	128
8	Acceptation	131
9	Fonctionnement/maintenance	131
10	Marquage et documentation.....	131
10.1	Marquage des équipements.....	131
10.2	Exigences relatives à la signalisation.....	131
10.3	Identification d'une installation photovoltaïque	131
10.4	Étiquetage des boîtiers de combinateur de groupe photovoltaïque et de chaîne photovoltaïque	132
10.5	Étiquetage des dispositifs de déconnexion.....	132
10.5.1	Généralités	132
10.5.2	Dispositif de coupure du groupe photovoltaïque.....	132
10.6	Documentation.....	132
Annexe A (informative) Exemples de signalisation		133
Annexe B (informative) Exemples de configurations système de mise à la terre fonctionnelle dans un groupe photovoltaïque		134
Annexe C (informative) Diode antiretour		136
C.1	Introduction.....	136
C.2	Utilisation de diodes antiretour pour éviter les surintensités/courants de défaut dans les groupes	136
C.3	Exemples de diodes antiretour utilisées en situation de défaut	136
C.3.1	Généralités	136
C.3.2	Court-circuit dans la chaîne photovoltaïque	136

C.4	Spécification de la diode antiretour.....	138
C.5	Conception de dissipation de la chaleur pour la diode antiretour	138
Annexe D (informative)	Détection et interruption de défaut d'arc dans un groupe photovoltaïque.....	140
Annexe E (normative)	Limites de CTD.....	142
Bibliographie	143
Figure 1	– Configuration fonctionnelle générale d'un système photovoltaïque.....	86
Figure 2	– Schéma d'un groupe photovoltaïque à chaîne unique	88
Figure 3	– Schéma d'un groupe photovoltaïque à plusieurs chaînes en parallèle	89
Figure 4	– Schéma d'un groupe photovoltaïque à plusieurs chaînes en parallèle et divisé en sous-groupes	90
Figure 5	– Groupe photovoltaïque utilisant un PCE à plusieurs entrées MPPT en courant continu.....	91
Figure 6	– Groupe photovoltaïque utilisant un PCE à plusieurs entrées en courant continu connectées en interne à un bus en courant continu commun.....	92
Figure 7	– Chaîne photovoltaïque composée d'unités de traitement en courant continu	94
Figure 8	– Diagramme de groupe photovoltaïque dont les chaînes sont regroupées sous un seul dispositif de protection contre les surintensités.....	107
Figure 9	– Exemples de protection renforcée du câblage	119
Figure 10	– Arbre de décision de mise à la terre/liaison fonctionnelle pour les masses d'un groupe photovoltaïque.....	125
Figure 11	– Mise à la terre des masses d'un groupe photovoltaïque.....	126
Figure 12	– Câblages de chaîne photovoltaïque avec surface de boucle minimale.....	130
Figure A.1	– Exemple de signalisation exigée sur les boîtiers de combinateur de groupe photovoltaïque (10.4)	133
Figure A.2	– Exemple de signalisation d'avertissement pour l'identification d'un système photovoltaïque sur un bâtiment.....	133
Figure B.1	– Mise à la terre/masse fonctionnelle du système	134
Figure B.2	– Exemples de différentes configurations photovoltaïques communément utilisées.....	135
Figure C.1	– Effet d'une diode antiretour en cas de court-circuit dans une chaîne photovoltaïque.....	137
Figure C.2	– Effet d'une diode antiretour en cas de défaut à la terre sur un système avec mise à la terre du côté négatif.....	137
Figure C.3	– Effet d'une diode antiretour en cas de défaut à la terre sur un système avec mise à la terre du côté positif.....	138
Figure D.1	– Exemples de types d'arcs dans les groupes photovoltaïques.....	140
Tableau 1	– Exigences relatives aux différents types de systèmes en fonction du sectionnement du PCE et de la mise à la terre fonctionnelle du groupe photovoltaïque	101
Tableau 2	– Seuils de résistance d'isolement minimaux pour la détection des défaillances de l'isolement par rapport à la terre.....	102
Tableau 3	– Courant assigné des dispositifs d'interruption automatique en cas de défaut à la terre	104
Tableau 4	– Facteurs de correction de tension pour les modules photovoltaïques au silicium cristallin et multicristallin.....	112
Tableau 5	– Valeurs assignées minimales du courant des circuits.....	117

Tableau 6 – Exigences relatives aux dispositifs de déconnexion dans les installations de groupes photovoltaïques	123
Tableau E.1 – Résumé des limites des classes de tension déterminante	142

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

GROUPES PHOTOVOLTAÏQUES (PV) – EXIGENCES DE CONCEPTION

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale IEC 62548 a été établie par le comité d'études 82 de l'IEC: Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.

La présente norme annule et remplace la première édition de l'IEC TS 62548 parue en 2013.

La présente norme inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) dispositions pour les systèmes couvrant les unités de traitement en courant continu;
- b) importante révision de l'Article 6 concernant les problèmes de sécurité qui couvre les dispositions pour la protection contre les chocs électriques incluant le contrôle d'isolement de groupe et la détection de défaut de mise à la terre.

Le texte de ce document est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
82/1149/FDIS	82/1166/RVD

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

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

L'attention est attirée sur la coexistence des normes IEC 60364-7-712 et IEC 62548. Elles ont été développées en étroite collaboration par différents comités d'études.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

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

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

GROUPES PHOTOVOLTAÏQUES (PV) – EXIGENCES DE CONCEPTION

1 Domaine d'application et objet

Cette Norme internationale définit les exigences de conception relatives aux groupes photovoltaïques, y compris les dispositions concernant le câblage en courant continu des groupes, les dispositifs de protection électrique, la commutation et la mise à la terre. Le domaine d'application couvre toutes les parties du groupe photovoltaïque, à l'exception des dispositifs de stockage d'énergie, des équipements de conversion de puissance et des charges. Les dispositions relatives aux équipements de conversion de puissance ne sont cependant couvertes que dans le cas où il existe des problèmes de sécurité en courant continu. L'interconnexion de petites unités de traitement en courant continu destinées à la connexion des modules photovoltaïques est également couverte.

Le présent document vise à traiter des exigences de sécurité de conception qui découlent des caractéristiques particulières des systèmes photovoltaïques. Les systèmes à courant continu, les groupes photovoltaïques en particulier, présentent certains dangers qui viennent s'ajouter à ceux des systèmes d'alimentation en courant alternatif conventionnels, notamment leur tendance à produire et à maintenir des arcs électriques sous des intensités de courant inférieures ou égales à celles des courants de fonctionnement normal.

Dans les systèmes connectés au réseau, les exigences de sécurité du présent document dépendent cependant essentiellement des onduleurs associés aux groupes photovoltaïques qui sont conformes aux exigences de l'IEC 62109-1 et de l'IEC 62109-2.

Les exigences relatives à l'installation dépendent aussi essentiellement de la conformité à la série IEC 60364 (voir Article 4).

Les groupes photovoltaïques de moins de 100 W, avec une tension inférieure à 35 V en courant continu en circuit ouvert dans des conditions normales d'essai ne sont pas couverts par le présent document.

Les groupes photovoltaïques de systèmes raccordés au réseau connectés à des systèmes moyenne tension ou haute tension ne sont pas couverts par le présent document. Les variations et les exigences complémentaires relatives aux centrales photovoltaïques à grande échelle montées au sol avec accès limité au personnel seront également traitées dans l'IEC TS 62738¹.

Des exigences complémentaires peuvent être nécessaires pour les installations plus spécifiques (systèmes de concentration, systèmes de suivi ou systèmes photovoltaïques intégrés, par exemple).

La présente norme internationale inclut également des exigences de protection complémentaires applicables aux groupes photovoltaïques lorsqu'ils sont directement connectés aux batteries en courant continu.

¹ En préparation. Stade au moment de la publication: IEC 2CD 62738.

2 Références normatives

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

IEC 60228, *Ames des câbles isolés*

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 60287 (toutes les parties), *Câbles électriques – Calcul du courant admissible*

IEC 60364-1, *Installations électriques à basse tension – Partie 1: Principes fondamentaux, détermination des caractéristiques générales, définitions*

IEC 60364-4 (toutes les parties), *Installations électriques à basse tension – Partie 4: Protection pour assurer la sécurité*

IEC 60364-4-41:2005, *Installations électriques à basse tension – Partie 4-41: Protection pour assurer la sécurité – Protection contre les chocs électriques*

IEC 60364-5 (toutes les parties), *Installations électriques des bâtiments – Partie 5: Choix et mise en œuvre des matériels électriques*

IEC 60364-5-52, *Installations électriques à basse-tension – Partie 5-52: Choix et mise en oeuvre des matériels électriques – Canalisations*

IEC 60364-5-54, *Installations électriques basse-tension – Partie 5-54: Choix et mise en oeuvre des matériels électriques – Installations de mise à la terre et conducteurs de protection*

IEC 60364-6, *Installations électriques à basse tension – Partie 6: Vérification*

IEC 60445:2010, *Principes fondamentaux et de sécurité pour les interfaces homme-machines, le marquage et l'identification – Identification des bornes de matériels, des extrémités de conducteurs et des conducteurs*

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

IEC 60898-2, *Disjoncteurs pour la protection contre les surintensités pour installations domestiques et analogues – Partie 2: Disjoncteurs pour le fonctionnement en courant alternatif et en courant continu*

IEC 60947 (toutes les parties), *Appareillage à basse tension*

IEC 60947-1, *Appareillage à basse tension – Partie 1: Règles générales*

IEC 60947-2, *Appareillage à basse tension – Partie 2: Disjoncteurs*

IEC 60947-3, *Appareillage à basse tension – Partie 3: Interrupteurs, sectionneurs, interrupteurs-sectionneurs et combinés-fusibles*

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

IEC 61557-2, *Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. – Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection – Partie 2: Résistance d'isolement*

IEC 61557-8, *Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. – Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection – Partie 8: Contrôleur permanent d'isolement pour réseaux IT*

IEC 61643-21, *Parafoudres basse tension – Partie 21: Parafoudres connectés aux réseaux de signaux et de télécommunications – Prescriptions de fonctionnement et méthodes d'essais*

IEC 61643-22, *Parafoudres basse tension – Partie 22: Parafoudres connectés aux réseaux de signaux et de télécommunications – Principes de choix et d'application*

IEC 61730-1, *Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) – Partie 1: Exigences pour la construction*

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

IEC 62109-1:2010, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements* (disponible en anglais seulement)

IEC 62109-2, *Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques – Partie 2: Exigences particulières pour les onduleurs*

IEC 62305-2, *Protection contre la foudre – Partie 2: Evaluation des risques*

IEC 62305-3, *Protection contre la foudre – Partie 3: Dommages physiques sur les structures et risques humains*

IEC 62446-1, *Systèmes photovoltaïques (PV) – Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance – Partie 1: Systèmes connectés au réseau électrique – Documentation, essais de mise en service et examen*

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

IEC 62930, *Electric cables for photovoltaic systems* (disponible en anglais seulement)

EN 50539-11, *Parafoudres basse tension – Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu – Partie 11: Exigences et essais pour parafoudres connectés aux installations photovoltaïques*

3 Termes, définitions, symboles et termes abrégés

3.1 Termes, définitions et symboles

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions 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>

3.1.1

diode antiretour

diode connectée en série avec des modules, panneaux, sous-groupes et groupes en vue de bloquer le courant de retour généré dans ces modules, panneaux, sous-groupes et groupes

3.1.2

conducteur de liaison

conducteur fourni pour la liaison équipotentielle fonctionnelle ou de protection

3.1.3

diode de dérivation

diode connectée en parallèle à une ou à plusieurs cellules dans le sens direct du courant pour permettre au courant du module de contourner les cellules voilées ou défectueuses et empêcher des dommages dus à des points chauds ou des cellules chaudes qui résulteraient de la polarisation par une tension inverse des autres cellules de ce module

3.1.4

câble

assemblage d'un ou plusieurs conducteurs ou fibres optiques, muni d'une enveloppe protectrice et éventuellement de matériaux de remplissage, d'isolation et de protection

[SOURCE: IEC 60050-151:2001,151-12-38]

3.1.5

dispositif de commande de la charge

unité utilisée entre une batterie et un groupe photovoltaïque pour réguler la charge fournie à la batterie

3.1.6

local électrique fermé

local ou emplacement de matériels électriques dont l'accès est limité aux personnes qualifiées ou averties par ouverture d'une porte ou retrait d'une barrière à l'aide d'une clé ou d'un outil et qui est clairement marqué à l'aide d'une signalisation d'avertissement appropriée

3.1.7

personne compétente

personne qui a acquis, par une formation, une qualification et/ou par l'expérience, les connaissances et les compétences nécessaires pour exécuter correctement les tâches exigées

3.1.8

unité de traitement en courant continu

DCU

unité reliée à des modules photovoltaïques individuels ou à des groupes de modules photovoltaïques, qui permet le traitement en courant continu de la sortie photovoltaïque

Note 1 à l'article: L'abréviation "DCU" est dérivée du terme anglais développé correspondant "DC conditioning unit".

3.1.9

classification de la tension déterminante

CTD

tension maximale générée en continu entre deux parties actives choisies arbitrairement, ou entre des parties actives et la terre du groupe photovoltaïque, dans les conditions de fonctionnement assignées les plus défavorables pour l'utilisation prévue

Note 1 à l'article: Voir Annexe E.1 pour consulter les limites des classes de tension déterminante.

3.1.10

sectionneur

dispositif de commutation mécanique qui assure, en position ouverte, une distance de sectionnement conforme aux exigences spécifiées

Note 1 à l'article: Un sectionneur est capable d'ouvrir et de fermer un circuit lorsqu'un courant d'intensité négligeable est interrompu ou établi, ou bien lorsqu'il ne se produit aucune variation notable de la tension aux bornes de chacun des pôles du sectionneur. Il est aussi capable de supporter des courants dans les conditions normales du circuit et de supporter des courants pendant une durée spécifiée dans des conditions anormales telles que celles du court-circuit.

[SOURCE: IEC 60050-441:2000, 441-14-05, modifiée — La définition a été reformulée.]

3.1.11

double isolation

isolation comprenant à la fois une isolation principale et une isolation supplémentaire

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-06-08]

3.1.12

élément conducteur étranger

partie conductrice ne faisant pas partie de l'installation électrique et susceptible d'introduire un potentiel électrique, généralement celui d'une terre locale

[SOURCE: IEC 60050-851:2008, 851-14-57, modifiée — La note a été supprimée.]

3.1.13

groupe photovoltaïque mis à la terre de façon fonctionnelle

groupe photovoltaïque dont un conducteur est intentionnellement mis à la terre pour des raisons autres que la sécurité

Note 1 à l'article: Ce système n'est pas considéré comme un groupe mis à la terre.

Note 2 à l'article: La mise à la terre d'un conducteur au moyen d'une impédance ou, plus simplement, la mise à la terre temporaire du groupe pour des raisons liées au fonctionnement ou aux performances constituent des exemples de mise à la terre fonctionnelle d'un groupe.

Note 3 à l'article: Dans un PCE conçu pour un groupe non connecté à une mise à la terre fonctionnelle qui utilise un réseau de mesure résistif pour mesurer l'impédance du groupe par rapport à la terre, ce réseau de mesure n'est pas considéré comme une forme de mise à la terre fonctionnelle.

3.1.14

manœuvre indépendante manuelle

manœuvre indépendante manuelle d'un dispositif mécanique de connexion

manœuvre à accumulation d'énergie dans laquelle l'énergie provient de l'énergie manuelle accumulée et libérée en une seule manœuvre continue (par exemple la libération d'un ressort), de telle sorte que la vitesse et la force de la manœuvre sont indépendantes de l'action de l'opérateur

[SOURCE: IEC 60050-441:2000, 441-16-16, modifiée — La parenthèse a été ajoutée à la définition.]

3.1.15

éclairage énergétique

G

énergie photovoltaïque rayonnée électromagnétique par unité de surface

Note 1 à l'article: Exprimé en W/m^2 .

3.1.16 $I_{MOD_MAX_OCPR}$

valeur maximale pour la protection contre les surintensités du module photovoltaïque, déterminée par l'IEC 61730-2

Note 1 à l'article: Cette valeur est souvent spécifiée par les fabricants de modules comme la valeur maximale de fusible série qui renvoie au courant assigné du fusible dans l'IEC 60269-1 et l'IEC 60269-6.

3.1.17 I_n

courant nominal assigné

3.1.18 $I_{SC\ ARRAY}$

courant de court-circuit du groupe photovoltaïque dans les conditions normales d'essai, égal à

$$I_{SC\ ARRAY} = I_{SC\ MOD} \times N_S$$

où

N_S est le nombre total de chaînes photovoltaïques reliées en parallèle dans le groupe photovoltaïque

3.1.19 $I_{SC\ MOD}$

courant de court-circuit d'un module photovoltaïque ou d'une chaîne photovoltaïque dans les conditions normales d'essai, spécifié par le fabricant sur la plaque signalétique du produit

Note 1 à l'article: Comme les chaînes photovoltaïques sont un assemblage de modules photovoltaïques reliés en série, le courant de court-circuit d'une chaîne est égal à $I_{SC\ MOD}$.

3.1.20 $I_{SC\ S-ARRAY}$

courant de court-circuit d'un sous-groupe photovoltaïque dans les conditions normales d'essai, égal à

$$I_{SC\ S-ARRAY} = I_{SC\ MOD} \times N_{SA}$$

où

N_{SA} est le nombre total de chaînes photovoltaïques reliées en parallèle dans le sous-groupe photovoltaïque

3.1.21**PCE séparé**

PCE équipé au moins d'une séparation simple entre les circuits de sortie en courant alternatif et les circuits photovoltaïques

Note 1 à l'article: La séparation peut être intégrée ou externe au PCE, c'est-à-dire fournie en externe par un transformateur équipé au moins d'une séparation simple.

3.1.22**boîte de jonction**

enveloppe fermée ou protégée dans laquelle les circuits sont interconnectés

3.1.23**partie active**

conducteur ou partie conductrice destiné à être sous tension en exploitation normale, y compris un conducteur neutre, mais par convention, pas un conducteur PEN, un conducteur PEM ou un conducteur PEL

Note 1 à l'article: La notion n'implique pas nécessairement un risque de choc électrique.

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-02-19, modifiée — La définition a été reformulée.]

3.1.24

basse tension

tension supérieure à CTD-A, mais qui ne dépasse pas 1 000 V en courant alternatif ou 1 500 V en courant continu

3.1.25

borne principale de terre

borne ou barre fournie pour connecter le conducteur principal de mise à la terre de protection, les conducteurs de liaison et, le cas échéant, le conducteur de mise à la terre fonctionnelle

3.1.26

suivi du point de puissance maximal

MPPT

stratégie de contrôle dans laquelle l'exploitation du groupe photovoltaïque est toujours égale au ou proche du point des caractéristiques de tension-courant du dispositif photovoltaïque, où le produit du courant et de la tension produit la puissance électrique maximale dans des conditions d'exploitation spécifiées

Note 1 à l'article: L'abréviation "MPPT" est dérivée du terme anglais développé correspondant "maximum power point tracking".

3.1.27

PCE non séparé

PCE sans séparation simple entre la sortie en courant alternatif et les circuits photovoltaïques

3.1.28

conducteur PEL

conducteur assurant à la fois les fonctions de conducteur de mise à la terre de protection et de conducteur de ligne

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-02-14]

3.1.29

conducteur PEM

conducteur assurant les fonctions de conducteur de mise à la terre de protection et de conducteur de point milieu

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-02-13]

3.1.30

conducteur PEN

conducteur assurant à la fois les fonctions de conducteur de mise à la terre de protection et de conducteur de neutre

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-02-12]

3.1.31

équipement de conversion de puissance

PCE

dispositif qui convertit la puissance électrique fournie par le groupe photovoltaïque afin de lui donner des valeurs de fréquence et/ou de tension appropriées pour alimenter une charge, la stocker dans une batterie ou l'injecter dans le réseau électrique

Note 1 à l'article: L'abréviation "PCE" est dérivée du terme anglais développé correspondant "*power conversion equipment*".

Note 2 à l'article: Voir Figure 2 à Figure 4.

3.1.32**mise à la terre de protection**

mise à la terre d'un point d'un équipement ou d'un système pour des raisons de sécurité

3.1.33**groupe photovoltaïque**

ensemble de modules photovoltaïques, de chaînes photovoltaïques ou de sous-groupes photovoltaïques électriquement interconnectés

Note 1 à l'article: Pour les besoins du présent document, un groupe photovoltaïque correspond à l'ensemble des composants, jusqu'aux bornes d'entrée en courant continu de l'onduleur ou de tout autre équipement de conversion de puissance ou charge en courant continu.

Note 2 à l'article: Le groupe photovoltaïque n'inclut pas les fondations du groupe, le dispositif de suivi, les circuits de régulation thermique et les autres composants de ce type.

Note 3 à l'article: Un groupe photovoltaïque peut consister en un module photovoltaïque unique, en une chaîne photovoltaïque unique, en plusieurs chaînes connectées en parallèle ou en plusieurs sous-groupes photovoltaïques connectés en parallèle et en leurs composants électriques associés (voir Figure 2 à Figure 4). Pour les besoins du présent document, la limite d'un groupe photovoltaïque correspond au côté sortie du dispositif de déconnexion du groupe photovoltaïque.

3.1.34**câble principal de groupe photovoltaïque**

câble de sortie d'un groupe photovoltaïque transportant le courant de sortie total du groupe

3.1.35**cellule photovoltaïque**

dispositif le plus élémentaire qui utilise l'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la conversion directe non thermique de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique

Note 1 à l'article: Le terme privilégié est "cellule solaire photovoltaïque" ou "cellule photovoltaïque". Dans le langage courant, le dispositif est appelé "cellule solaire".

Note 2 à l'article: La définition d'origine de l'IEC TS 61836:2007, 3.1.43 a), a été modifiée et développée pour plus de clarté.

3.1.36**boîtier de combinateur de groupe photovoltaïque**

boîte de jonction à laquelle les sous-groupes photovoltaïques sont connectés et qui peut également contenir des dispositifs de protection contre les surintensités et/ou des interrupteurs-sectionneurs

Note 1 à l'article: En général, les petits groupes ne contiennent aucun sous-groupe et sont simplement constitués de chaînes, contrairement aux groupes importants qui sont généralement constitués de plusieurs sous-groupes.

3.1.37**tension maximale du groupe photovoltaïque**

$U_{OC\ ARRAY}$ corrigée pour les conditions de température ambiante les plus défavorables

Note 1 à l'article: Voir 7.2.

3.1.38**module photovoltaïque**

ensemble complet de cellules photovoltaïques interconnectées protégées de l'environnement

3.1.39**chaîne photovoltaïque**

circuit constitué d'un ou de plusieurs modules connectés en série

3.1.40**câble de chaîne photovoltaïque**

câble servant à interconnecter les modules d'une chaîne photovoltaïque ou à connecter la chaîne à un boîtier de combinateur, un PCE ou d'autres charges en courant continu

Note 1 à l'article: Voir Figure 2 à Figure 4.

3.1.41**boîtier de combinateur de chaîne photovoltaïque**

boîte de jonction à laquelle les chaînes photovoltaïques sont connectées, et qui peut également contenir des dispositifs de protection contre les surintensités et/ou des interrupteurs-sectionneurs

Note 1 à l'article: Voir Figure 4.

Note 2 à l'article: Les boîtiers de combinateurs de chaîne photovoltaïque ne concernent que les groupes photovoltaïques qui sont divisés en sous-groupes.

3.1.42**sous-groupe photovoltaïque**

sous-ensemble électrique d'un groupe photovoltaïque constitué de chaînes photovoltaïques connectées en parallèle

3.1.43**câble de sous-groupe photovoltaïque**

câble de sortie d'un sous-groupe photovoltaïque, transportant le courant de sortie du sous-groupe auquel il est associé

Note 1 à l'article: Les câbles d'un sous-groupe photovoltaïque ne concernent que les groupes photovoltaïques qui sont divisés en sous-groupes (voir Figure 4 pour plus d'explications).

3.1.44**accessible facilement**

pouvant être atteint pour inspection, maintenance ou réparation, sans nécessiter le démontage de pièces structurelles, de composants du groupe photovoltaïque, d'armoires, de bancs ou d'éléments similaires

3.1.45**isolation renforcée**

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

Note 1 à l'article: Une isolation renforcée peut comporter plusieurs couches qui ne peuvent pas être essayées séparément en tant qu'isolation principale ou isolation supplémentaire

[SOURCE: IEC 60050-195:1998,195-06-09]

3.1.46 N_S

nombre total de chaînes connectées en parallèle dans un groupe photovoltaïque

3.1.47**blindage****écran métallique**

<d'un câble> couche métallique disposée autour des conducteurs et mise à la terre afin de maintenir le champ électrique du câble à l'intérieur de celui-ci et/ou de protéger le câble des influences électriques externes

Note 1 à l'article: Les gaines métalliques, les armures et les âmes concentriques mises à la terre peuvent également servir d'écrans de protection.

[SOURCE: IEC 60050-461:1984, 461-03-04, modifiée — Les mots "les rubans métalliques, les tresses métalliques" ont été supprimés de la note, ainsi que la seconde note.]

3.1.48

séparation simple

séparation entre des circuits ou entre un circuit et la terre par une isolation principale

[SOURCE: IEC 60050-826:2004, 826-12-28, modifiée — La définition a été reformulée.]

3.1.49

parties simultanément accessibles

conducteurs ou parties conductrices qui peuvent être touchés simultanément par une personne ou par un animal

Note 1 à l'article: Les parties simultanément accessibles peuvent être: des parties actives, des masses, des éléments conducteurs étrangers, des conducteurs de protection ou des prises de terre.

[SOURCE: IEC 60050-826:2004, 826-12-12, modifiée — Dans la note, les mots "le sol ou un plancher conducteur" ont été remplacés par "des prises de terre".]

3.1.50

conditions normales d'essai

STC

valeurs de référence de l'éclairement énergétique dans le plan ($G_{l,ref} = 1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$), de la température de cellule de jonction de la cellule photovoltaïque ($25\text{ }^{\circ}\text{C}$) et de la masse d'air ($AM = 1,5$) à utiliser pendant les essais de tout dispositif photovoltaïque

[SOURCE: IEC 61836:2007, 3.4.16 e)]

3.1.51

isolation supplémentaire

isolation indépendante prévue, en plus de l'isolation principale, en tant que protection en cas de défaut

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-06-07]

3.1.52

interrupteur-sectionneur

dispositif mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit et, le cas échéant, dans les conditions spécifiées de surcharge en service, ainsi que de supporter, pendant une durée spécifiée, des courants dans des conditions anormales spécifiées du circuit, telles que des conditions de court-circuit.

Note 1 à l'article: Un interrupteur-sectionneur est conforme aux exigences applicables à un sectionneur.

Note 2 à l'article: Les interrupteurs-sectionneurs assurent une fonction de sectionnement à coupure de charge. Dans le présent document, ces commutateurs seront identifiés comme des "isolateurs" par des éléments de signalisation et des étiquettes d'avertissement, dans un souci de clarté pour le public.

3.1.53

$U_{OC\,ARRAY}$

tension en circuit ouvert dans les conditions normales d'essai d'un groupe photovoltaïque, égale à

$$U_{OC\,ARRAY} = U_{OC\,MOD} \times M$$

où

M est le nombre de modules photovoltaïques reliés en série dans une chaîne photovoltaïque donnée du groupe photovoltaïque

Note 1 à l'article: Le présent document prend pour hypothèse que toutes les chaînes du groupe photovoltaïque sont connectées en parallèle; la tension en circuit ouvert du groupe photovoltaïque et de la chaîne photovoltaïque est donc $U_{OC\ ARRAY}$.

3.1.54

$U_{OC\ MOD}$

tension en circuit ouvert d'un module photovoltaïque dans les conditions normales d'essai, d'après les instructions du fabricant dans la spécification du produit

3.2 Abréviations

- CTD-A classe de tension déterminante de type A, conformément à l'IEC 62109-1. Voir également Annexe E.
- CTD-B classe de tension déterminante de type B, conformément à l'IEC 62109-1
- CTD-C classe de tension déterminante de type C, conformément à l'IEC 62109-1

4 Conformité avec l'IEC 60364 (toutes les parties)

La conception, la mise en œuvre et la vérification du système photovoltaïque doivent satisfaire aux exigences des normes

- IEC 60364-1,
- IEC 60364-4 (toutes les parties),
- IEC 60364-5 (toutes les parties), et
- IEC 60364-6.

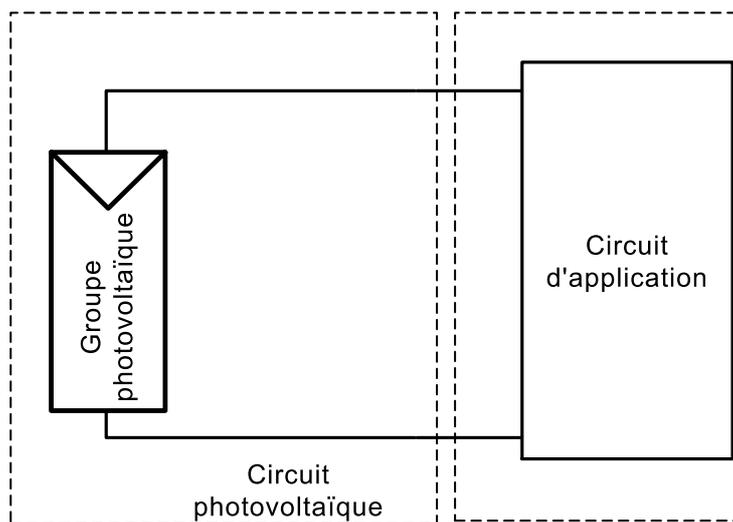
5 Configuration de système de groupe photovoltaïque

5.1 Généralités

5.1.1 Configuration fonctionnelle d'un système photovoltaïque

Les groupes photovoltaïques servent à fournir de l'énergie à un circuit d'application.

La Figure 1 représente la configuration fonctionnelle générale d'un système photovoltaïque.



IEC

Figure 1 – Configuration fonctionnelle générale d'un système photovoltaïque

Trois types de circuits d'application sont pris en considération:

- cas du groupe photovoltaïque connecté à des charges en courant continu;
- cas du groupe photovoltaïque connecté à un système à courant alternatif via un équipement de conversion avec au moins une séparation simple;
- cas du groupe photovoltaïque connecté à un système en courant alternatif via un équipement de conversion qui ne comporte pas de séparation simple.

5.1.2 Architectures des systèmes photovoltaïques

La relation d'un groupe photovoltaïque à la terre est déterminée par l'éventuelle utilisation d'une mise à la terre du groupe pour des raisons fonctionnelles, par l'impédance de cette connexion, ainsi que par l'état de mise à la terre du circuit d'application (par exemple onduleur ou autre équipement) auquel il est raccordé. Cela et l'emplacement de la mise à la terre affectent la sécurité du groupe photovoltaïque (voir Annexe B).

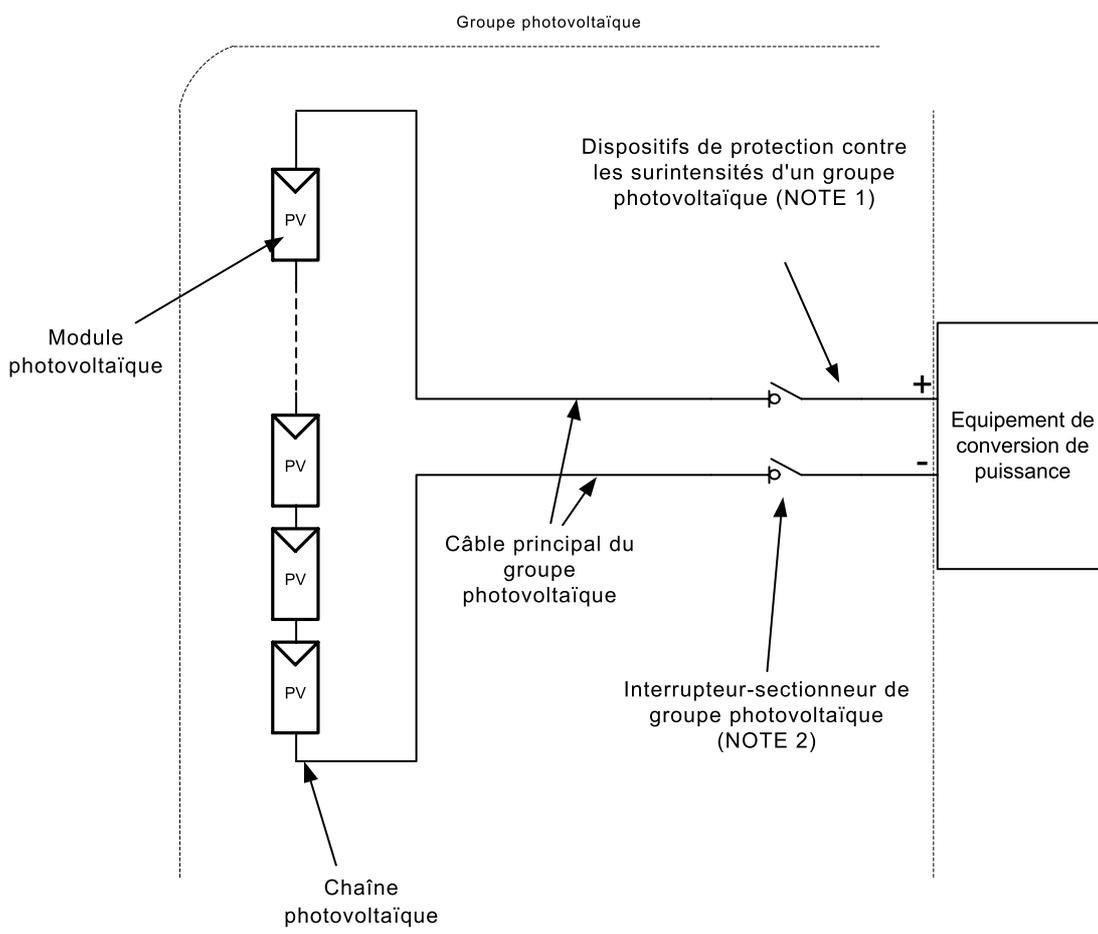
Les exigences des fabricants de modules photovoltaïques et d'équipements de conversion de puissance auxquels le groupe photovoltaïque est connecté doivent être prises en considération dans la détermination des mesures les plus appropriées pour la mise à la terre du système.

La mise à la terre de protection n'est admise pour aucun des conducteurs du groupe photovoltaïque. La mise à la terre de l'un des conducteurs du groupe photovoltaïque pour des raisons fonctionnelles n'est pas admise, sauf s'il existe au moins une séparation simple entre les circuits d'alimentation en courant continu du groupe photovoltaïque et les circuits de sortie en courant alternatif du réseau, fournis au sein même du PCE ou depuis l'extérieur via un transformateur distinct. Voir 6.1.2.

La mise à la terre d'un conducteur via les connexions internes inhérentes au PCE via le conducteur neutre est autorisée dans un système sans au moins une séparation simple.

5.1.3 Schémas électriques des groupes

Les schémas de la Figure 2 à la Figure 4 montrent les configurations électriques de base d'un système photovoltaïque à une chaîne, à plusieurs chaînes parallèles et à plusieurs sous-groupes, respectivement.



Légende

Éléments qui ne sont pas exigés dans tous les cas

----- Limite du système ou du sous-système

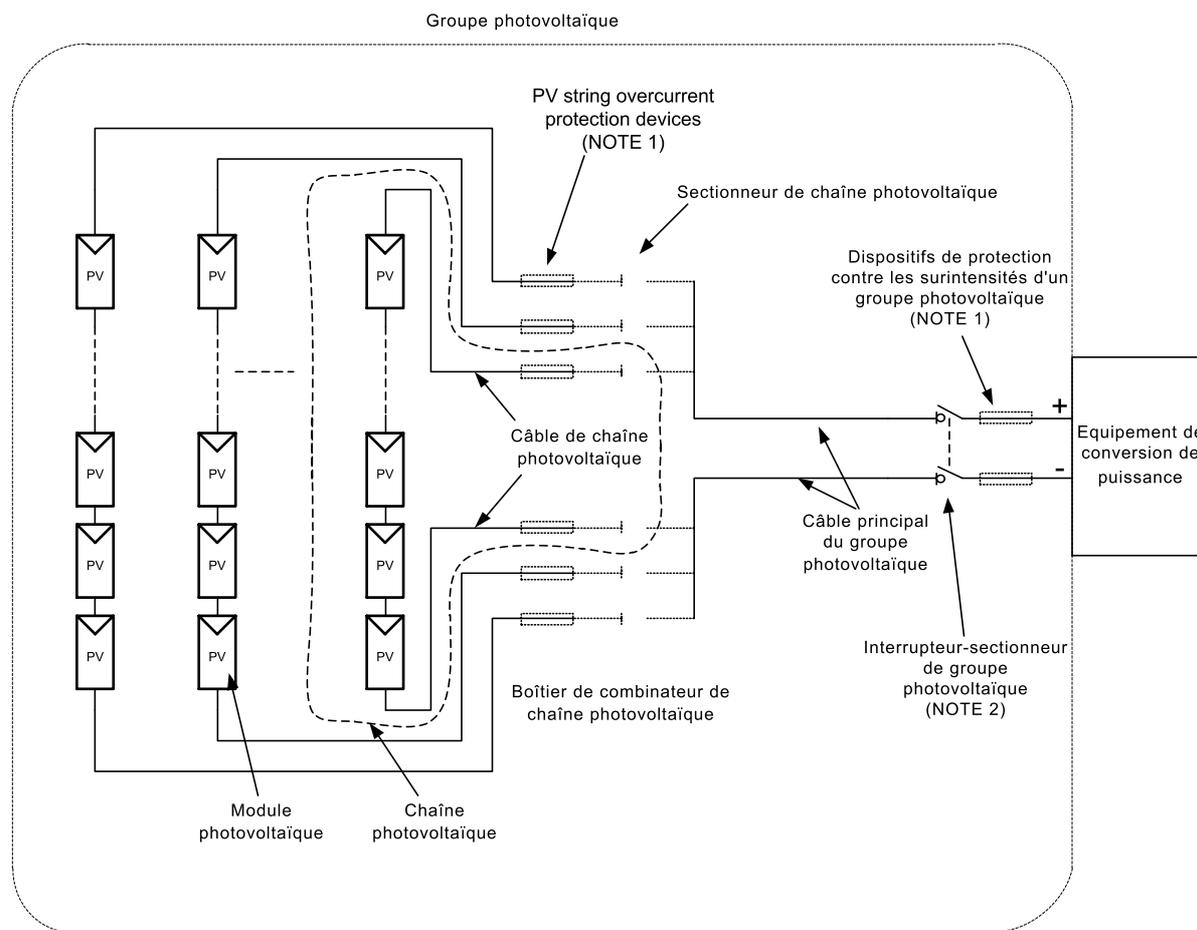
IEC

NOTE 1 Dispositifs de protection contre les surintensités si cela est exigé (voir 6.5).

NOTE 2 Voir 7.3.6 et 7.4.1 au sujet des exigences applicables à un interrupteur-sectionneur/isolateur de groupe photovoltaïque.

NOTE 3 Les dispositifs de protection contre les surintensités et les interrupteurs-sectionneurs peuvent se trouver à l'intérieur d'un équipement de conversion de puissance dans certaines conditions (voir 7.4.1.2).

Figure 2 – Schéma d'un groupe photovoltaïque à chaîne unique



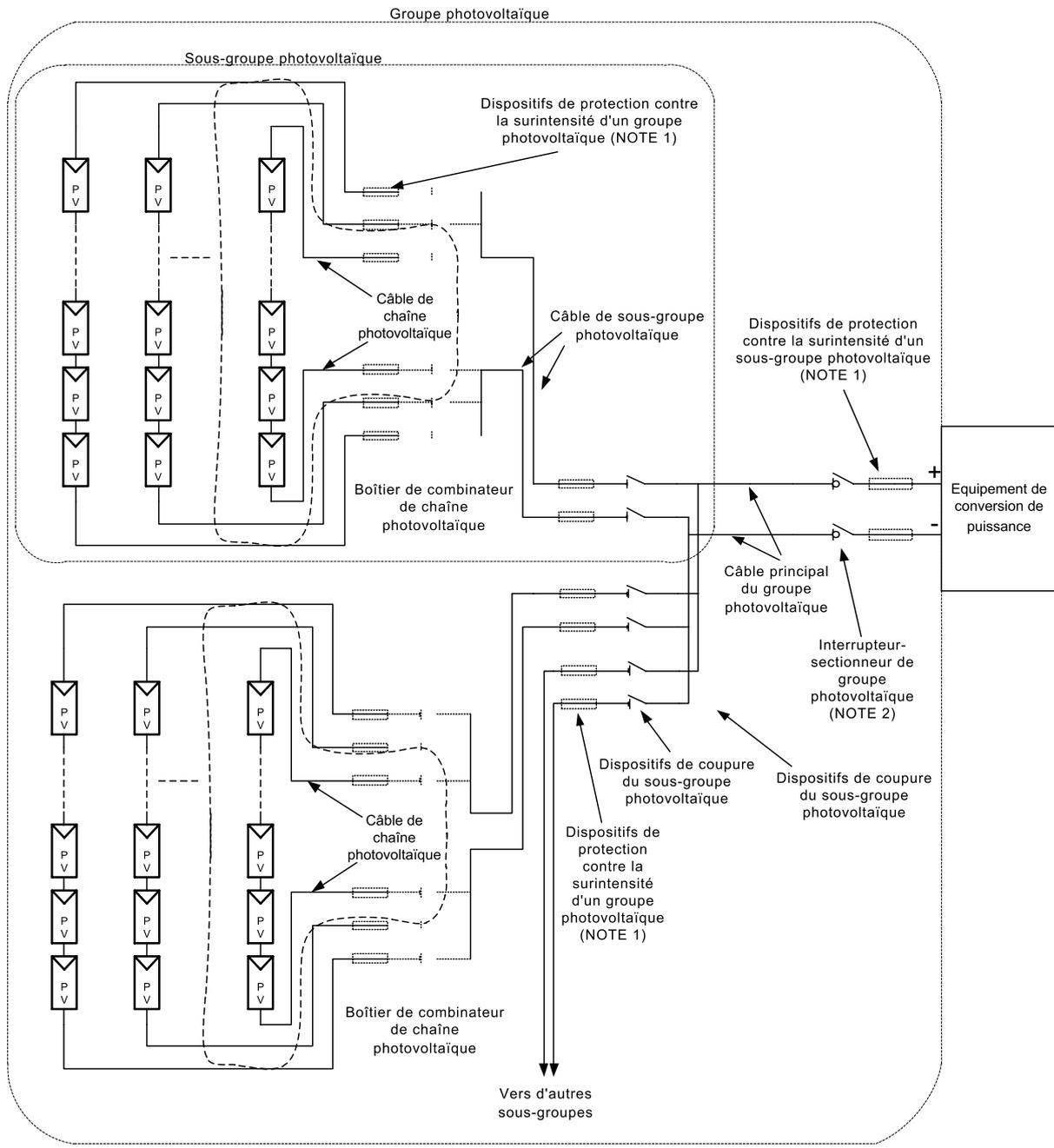
IEC

NOTE 1 Dispositifs de protection contre les surintensités si cela est exigé (voir 6.5).

NOTE 2 Voir 7.3.6 et 7.4.1 au sujet des exigences applicables à un interrupteur-sectionneur/isolateur de groupe photovoltaïque.

NOTE 3 Dans certains systèmes, le câble principal du groupe photovoltaïque peut ne pas exister et toutes les chaînes photovoltaïques ou tous les sous-groupes photovoltaïques peuvent se terminer dans un boîtier de combinateur immédiatement adjacent à l'équipement de conversion de puissance, ou situé à l'intérieur.

Figure 3 – Schéma d'un groupe photovoltaïque à plusieurs chaînes en parallèle



Légende

- Eléments qui ne sont pas exigés dans tous les cas
- Enveloppe
- Limite du système ou du sous-système

IEC

NOTE 1 Dispositifs de protection contre les surintensités si cela est exigé (voir 6.5).

NOTE 2 Voir 7.3.6 et 7.4.1 au sujet des exigences applicables à un interrupteur-sectionneur/isolateur de groupe photovoltaïque.

NOTE 3 Dans certains systèmes, le câble principal du groupe photovoltaïque peut ne pas exister et toutes les chaînes photovoltaïques ou tous les sous-groupes photovoltaïques peuvent se terminer dans un boîtier de combinateur immédiatement adjacent à l'équipement de conversion de puissance, ou situé à l'intérieur.

Figure 4 – Schéma d'un groupe photovoltaïque à plusieurs chaînes en parallèle et divisé en sous-groupes

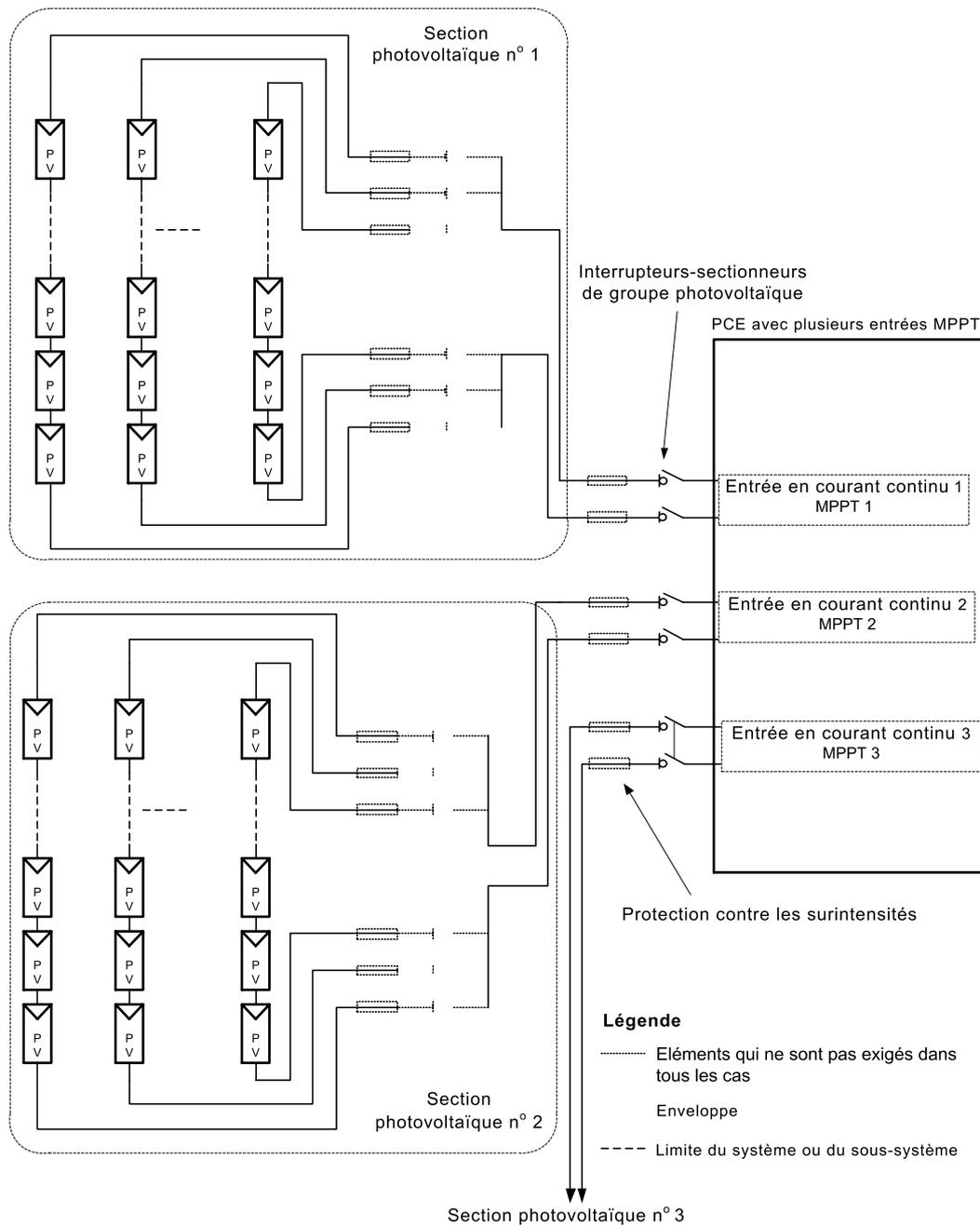
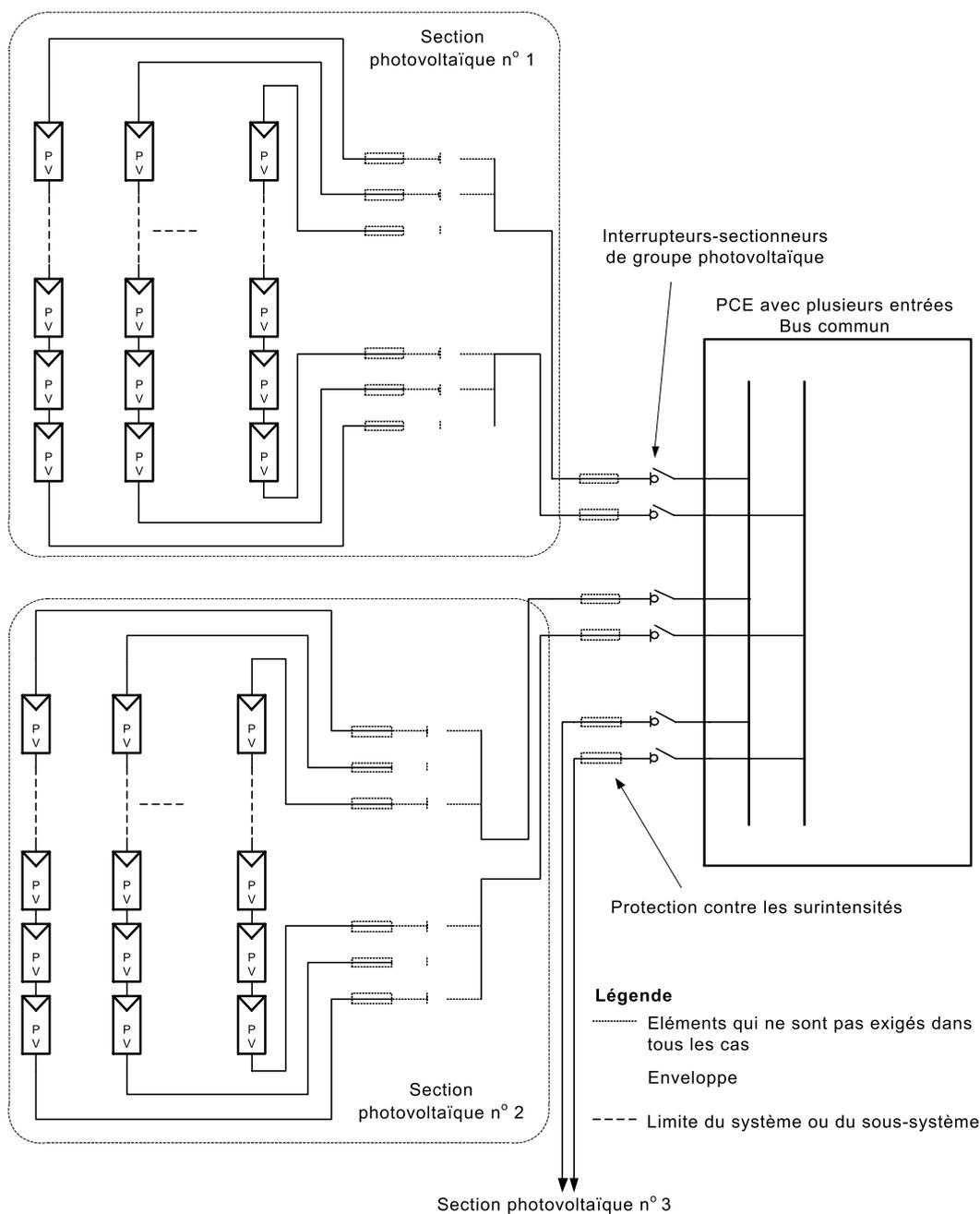


Figure 5 – Groupe photovoltaïque utilisant un PCE à plusieurs entrées MPPT en courant continu



IEC

Figure 6 – Groupe photovoltaïque utilisant un PCE à plusieurs entrées en courant continu connectées en interne à un bus en courant continu commun

5.1.4 Utilisation de PCE à plusieurs entrées en courant continu

5.1.4.1 Généralités

Les groupes photovoltaïques sont souvent connectés à des PCE à plusieurs entrées en courant continu (voir Figures 5 et 6). Si plusieurs entrées en courant continu sont utilisées, la protection contre les surintensités et le dimensionnement du câble dans les différentes sections d'un ou plusieurs groupes photovoltaïques dépendent de façon critique des limitations des courants de retour (c'est-à-dire des courants des PCE vers les groupes) fournis par les circuits d'entrée des PCE.

5.1.4.2 PCE à entrées MPPT (suivi du point de puissance maximal) séparées

Lorsque le PCE fournit des entrées de suivi du point de puissance maximal séparées, la protection contre les surintensités de la section du groupe connectée à ces entrées doit prendre en considération tout courant de retour, comme exigé dans l'IEC 62109-1 et l'IEC 62109-2.

Chaque section photovoltaïque connectée à une entrée (voir Figure 5) peut être traitée dans le cadre de ce document comme un groupe photovoltaïque distinct. Chaque groupe photovoltaïque doit avoir un interrupteur-sectionneur pour assurer le sectionnement du PCE. Les dispositions relatives aux interrupteurs-sectionneurs décrites en 7.4.1 s'appliquent, et une signalisation d'avertissement doit être fournie, conformément au 10.5.2.

5.1.4.3 PCE avec plusieurs entrées interconnectées en interne dans le PCE

Lorsque plusieurs circuits d'entrée d'un PCE sont mis en parallèle en interne dans un bus en courant continu commun, chaque section photovoltaïque connectée à l'une de ces entrées (voir Figure 6) doit être traitée, dans le cadre de ce document, comme un sous-groupe, et toutes les sections photovoltaïques combinées doivent être classées comme appartenant au groupe photovoltaïque complet. Le sectionnement du PCE doit être assuré par interrupteur-sectionneur au niveau du groupe pour le groupe photovoltaïque complet ou par un interrupteur-sectionneur au niveau de chaque sous-groupe. Lorsque plusieurs interrupteurs-sectionneurs sont utilisés, les dispositions relatives aux interrupteurs-sectionneurs multiples décrites en 7.4.1.3 s'appliquent, et une signalisation d'avertissement doit être fournie, conformément au 10.5.2.

5.1.5 Chaînes composées d'unités de traitement en courant continu

5.1.5.1 Généralités

Sur certains groupes, les unités de traitement en courant continu (DCU) peuvent être connectées aux modules photovoltaïques individuels ou aux petits groupes de modules photovoltaïques afin de permettre le traitement en courant continu de la sortie photovoltaïque ou son arrêt automatique dans certaines conditions définies. La Figure 7 présente un exemple de ce type de configuration.

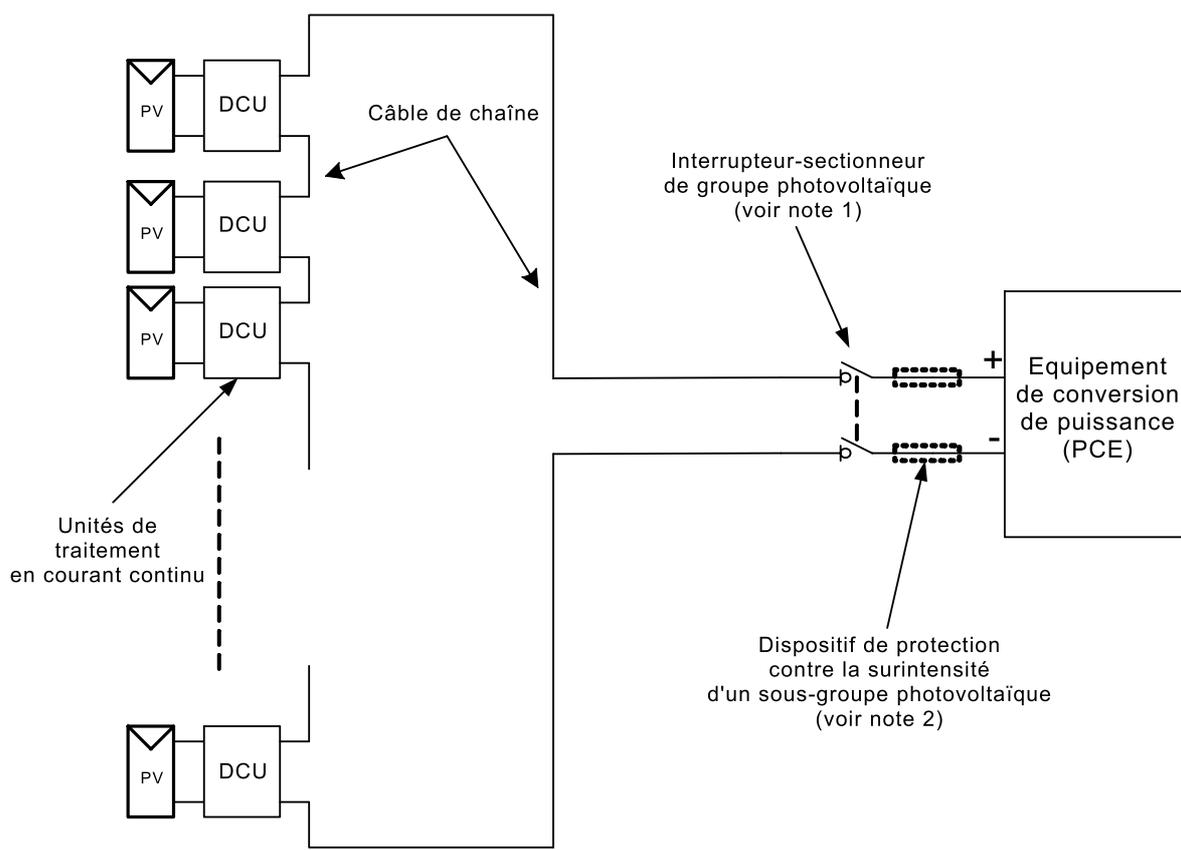
Les DCU doivent être qualifiées conformément à l'IEC 62109-1.

NOTE Une future partie de la série IEC 62109 peut spécifiquement traiter des DCU.

5.1.5.2 Tension et courant assignés des circuits en aval

Lorsque les DCU sont connectées aux modules photovoltaïques:

- le courant assigné appliqué aux circuits en aval doit correspondre à la sortie maximale de la DCU ($I_{DCU-max}$) ou à $1,25 \times I_{SC_MOD}$, la valeur retenue étant la plus élevée des deux;
- la tension assignée appliquée aux circuits en aval doit correspondre à la sortie maximale de la DCU ($U_{DCU-max}$) multipliée par le nombre de DCU en série, ou à la valeur de la tension maximale d'un groupe photovoltaïque (donc calculée sans DCU), la valeur retenue étant la plus élevée des deux;
- il existe une exception. Quand un laboratoire d'essai accrédité peut confirmer par écrit que le système (c'est-à-dire la combinaison des DCU et de l'onduleur ou de l'unité de contrôle) limite la tension du bus (lorsque la tension du bus correspond à la tension à l'entrée de l'onduleur) à $U_{BUS-MAX}$ pour l'ensemble des scénarios opérationnels et des scénarios de défaut unique possibles associés à cette combinaison de DCU et d'onduleur (ou d'unité de contrôle). La tension assignée des systèmes doit correspondre à la tension d'entrée maximale assignée de l'onduleur ou à $U_{BUS-MAX}$, la valeur retenue étant la plus élevée des deux.



Légende

----- Eléments qui ne sont pas exigés dans tous les cas IEC

NOTE 1 Voir 7.3.6 et 7.4.1 sur les exigences applicables à un interrupteur-sectionneur de groupe photovoltaïque.

NOTE 2 Dispositifs de protection contre les surintensités si cela est exigé (voir 6.5).

Figure 7 – Chaîne photovoltaïque composée d'unités de traitement en courant continu

5.1.6 Configuration série-parallèle

Les groupes photovoltaïques doivent être conçus de manière à empêcher les courants de circulation au sein du groupe. Les chaînes photovoltaïques connectées en parallèle doivent afficher des tensions de circuit ouvert analogues, dans une mesure de 5 % par chaîne.

NOTE 1 Il s'agit d'une question de sécurité importante. Lorsque les chaînes connectées en parallèle affichent des tensions différentes, des courants de circulation apparaissent. Lorsque le sectionneur en courant continu du groupe est en position ouverte, ces courants de circulation peuvent continuer de circuler et représentent un danger en cas de rupture des connexions séries.

Il convient que l'ensemble des chaînes photovoltaïques connectées en parallèle d'un groupe photovoltaïque offre une technologie compatible dont les caractéristiques (module/chaîne) sont similaires aux recommandations du fabricant. Toutes les chaînes photovoltaïques connectées en parallèle dans un groupe photovoltaïque doivent présenter des caractéristiques électriques assignées similaires en matière de tension de circuit ouvert et de tension pour la puissance maximale dans les conditions normales d'essai, ainsi que de coefficients de température.

Des écarts peuvent être admis, sous réserve de supervision technique et d'approbation par les fabricants concernés et les autorités d'approbation locales, sur justification technique.

Il s'agit d'un problème de conception que le concepteur/l'installateur doit prendre en considération, en particulier lors du remplacement de modules photovoltaïques ou de la modification d'un système existant.

Il convient que les modules photovoltaïques appartenant électriquement à la même chaîne affichent la même orientation, avec une précision de $\pm 5^\circ$ (azimut et angle d'inclinaison).

Lorsque chaque module photovoltaïque (ou petit groupe de modules photovoltaïques) est connecté à des dispositifs de MPPT individuels et que les sorties desdits dispositifs sont ensuite connectées à un onduleur ou un autre PCE, chaque module ou groupe photovoltaïque peut être orienté différemment sous réserve que la conception générale respecte les paramètres de conception énoncés par le fabricant.

NOTE 2 Les DCU peuvent contenir des unités MPPT, et donc permettre la connexion de modules dans différentes orientations, conformément à 5.1.6.

5.1.7 Batteries dans les systèmes

Les batteries des systèmes photovoltaïques peuvent être une source de courants de défaut présumés élevés; il convient de leur installer une protection contre les courants de défaut. La protection contre les courants de défaut relative aux systèmes avec batterie s'installe généralement entre la batterie et le dispositif de commande de la charge, s'il y en a un, et aussi près que possible de la batterie. Cette protection peut être utilisée pour protéger le câble principal du groupe photovoltaïque contre les surintensités, à la condition que ce câble soit assigné pour supporter un courant de même intensité que le dispositif de protection contre les surintensités de la batterie.

Il convient de placer la protection contre les surintensités de la batterie dans tous les conducteurs actifs (non reliés à la terre).

5.1.8 Examen des conditions de défaut présumées dans un groupe photovoltaïque

Quel que soit le type d'installation, l'origine des courants de défaut doit être identifiée.

Les systèmes contenant des batteries peuvent avoir des courants de défaut présumés élevés dus aux caractéristiques des batteries (voir 5.1.7).

Dans un système photovoltaïque sans batterie, les cellules photovoltaïques (et par conséquent les groupes photovoltaïques) se comportent comme des sources de courant en cas de défauts à basse impédance. Les courants de défaut peuvent donc ne pas être beaucoup plus élevés que les courants de pleine charge normaux, même en situation de court-circuit.

Le courant de défaut dépend du nombre de chaînes, de l'emplacement du défaut et du niveau d'éclairement énergétique. Cela rend les courts-circuits très difficiles à détecter dans un groupe photovoltaïque. Certains courants de défaut peuvent provoquer des arcs électriques dans un groupe photovoltaïque, même s'ils sont d'une intensité inférieure au seuil de déclenchement du dispositif de protection contre les surintensités.

Les implications de ces caractéristiques sur la conception du groupe photovoltaïque sont les suivantes: les risques d'apparition de défauts entre phases, de défauts à la terre et de déconnexions accidentelles des câbles dans le groupe photovoltaïque doivent être réduits davantage que dans le cas d'installations électriques conventionnelles.

NOTE Dans les installations électriques conventionnelles, en cas de panne, le courant de défaut élevé inhérent au système fera généralement fondre un fusible ou déclenchera un disjoncteur ou tout autre système de protection.

Voir 6.5 pour les exigences relatives à la protection contre les surintensités et 6.4 pour les exigences relatives à la protection en cas de défaut d'isolement.

5.1.9 Considérations relatives à la température de fonctionnement

L'installation ne doit pas provoquer un dépassement de la température de fonctionnement maximale assignée de n'importe quel composant.

Les valeurs assignées indiquées pour les modules photovoltaïques correspondent aux conditions normales d'essai (25 °C).

Dans des conditions de fonctionnement normales, la température des cellules augmente de façon significative au-dessus de la température ambiante. Un échauffement type de 25 °C par rapport à la température ambiante est fréquent pour les modules photovoltaïques en silicium cristallin sous un éclairage énergétique solaire de 1 000 W/m² et avec une ventilation suffisante. L'échauffement peut être bien plus important en présence d'un niveau d'éclairage énergétique supérieur à 1 000 W/m² et lorsque les modules sont mal ventilés.

Les exigences principales suivantes pour la conception d'un groupe photovoltaïque découlent de cette caractéristique de fonctionnement des modules photovoltaïques.

- a) L'efficacité des technologies photovoltaïques diminue lorsque la température de fonctionnement augmente. Il convient par conséquent d'intégrer parmi les objectifs de conception une ventilation adéquate du groupe photovoltaïque, afin d'optimiser le fonctionnement des modules et des composants associés.
- b) Il est nécessaire que tous les composants et les équipements qui peuvent être en contact direct ou se trouver à proximité immédiate du groupe photovoltaïque (conducteurs, onduleurs, connecteurs, etc.) soient capables de supporter la température de fonctionnement maximale prévue pour les groupes photovoltaïques.
- c) Dans un environnement froid, avec les cellules en technologie de silicium cristallin, la tension augmente (voir 7.2 pour plus d'informations).

NOTE Pour les cellules solaires au silicium cristallin, la puissance maximale diminue de 0,4 % à 0,5 % pour chaque °C de hausse de la température de fonctionnement.

5.1.10 Problèmes de performances

Les performances d'un groupe photovoltaïque peuvent être affectées par de nombreux facteurs, entre autres ceux indiqués ci-dessous:

- les ombres, même partielles;
- l'échauffement;
- les chutes de tension dans les câbles;
- les salissures de la surface du groupe, provoquées par de la poussière, des impuretés, des déjections d'oiseaux, de la neige, de la pollution industrielle, etc.;
- l'orientation;
- un module non compatible;
- la dégradation du module photovoltaïque.

Le site d'implantation du groupe photovoltaïque doit être choisi avec soin. Le groupe photovoltaïque peut être ombragé à certains moments de la journée par des arbres ou des bâtiments situés à proximité.

Il est important de réduire autant que possible les sources d'ombre. Il convient d'optimiser la conception afin de tenir compte de l'impact des ombres sur un module à l'aide d'analyses techniques adaptées. Il convient que les lignes directrices du fabricant concernant les scénarios d'ombrage acceptables et non acceptables soient consultées.

Les problèmes de dégradation des performances dus à l'échauffement et au besoin d'une ventilation adaptée sont importants pour certaines technologies de module. Il convient de maintenir ces modules aussi froids que possible.

Lors du processus de conception, le dimensionnement des câbles dans le groupe et dans les raccordements entre le groupe et le circuit d'application affecte la chute de tension dans ces câbles en présence d'une charge. Cela peut revêtir une importance particulière dans les systèmes à faible tension de sortie et d'intensité de sortie élevée. La pollution de la surface des modules photovoltaïques par la poussière, la saleté, les déjections d'oiseaux, la neige, etc., peut diminuer considérablement le rendement du groupe. Il convient d'organiser un nettoyage régulier des modules si la pollution peut constituer un problème important. Le cas échéant, il convient que les instructions de nettoyage du fabricant du module soient prises en considération.

5.2 Réalisation mécanique

5.2.1 Généralités

Les structures de support et les éléments de montage des modules doivent être conformes aux réglementations et aux normes de construction, ainsi qu'aux exigences de montage du fabricant.

Les variations par rapport à ces exigences pour les centrales photovoltaïques montées au sol à grande échelle seront traitées dans une future publication de la norme IEC TS 62738.

5.2.2 Aspects thermiques

Il convient de monter les modules photovoltaïques de façon à tenir compte de la dilatation et de la contraction maximales des modules aux températures de fonctionnement prévues, en se référant aux recommandations du fabricant. Il convient de prendre des dispositions similaires pour les autres composants métalliques utilisés, par exemple les structures de support, les conduits et les chemins de câbles.

Lorsque plusieurs portées sont connectées par voie mécanique, le mécanisme de connexion doit être conçu de manière à supporter les contractions/dilatations thermiques, notamment lorsqu'elles concernent également la zone de soudure.

5.2.3 Charges mécaniques sur les structures photovoltaïques

5.2.3.1 Généralités

Il convient que les structures support du groupe photovoltaïque soient conformes aux normes nationales, aux normes industrielles et aux réglementations relatives aux caractéristiques de charge. Il convient de prêter une attention particulière aux charges que font subir le vent, la neige et les séismes aux groupes photovoltaïques.

Il convient d'accorder une attention particulière au drainage du site, et les caractéristiques de gel-dégel du sol doivent être prises en considération pour les zones sujettes au gel.

5.2.3.2 Vent

Les modules photovoltaïques, les bâtis de montage des modules et les méthodes utilisées pour fixer les bâtis sur les bâtiments ou sur le sol doivent être vérifiés afin de satisfaire aux exigences liées aux vitesses maximales de vent prévues à cet emplacement conformément aux codes locaux, voire de les dépasser.

Lors de l'évaluation de ce point, la vitesse du vent observée sur le site (ou la vitesse connue) doit être utilisée, en fonction des événements climatiques (cyclones, tornades, ouragans, etc.). La structure d'un groupe photovoltaïque doit être sécurisée de manière appropriée ou conformément aux normes locales de la construction.

La force du vent appliquée au groupe photovoltaïque générera une charge importante sur les structures du bâtiment. Il convient d'en tenir compte et d'évaluer la capacité du bâtiment à supporter les forces résultantes.

5.2.3.3 Accumulation de matériaux sur le groupe photovoltaïque

La neige, la glace et d'autres matériaux peuvent s'accumuler sur le groupe photovoltaïque; il convient d'en tenir compte pour choisir des modules assignés appropriés, calculer la structure de support des modules, ainsi que pour estimer la capacité du bâtiment à supporter le groupe.

NOTE 1 Immédiatement après une chute de neige, ces charges sont souvent régulièrement distribuées. Après d'un certain temps, elles peuvent être distribuées irrégulièrement, parce que la neige commence à glisser. Cela peut provoquer des dommages significatifs sur le module et sur la structure de support.

NOTE 2 Dans certaines régions, une chute soudaine de neige peut générer une force d'impulsion au niveau des obstructions, laquelle vient s'ajouter à la charge statique.

5.2.4 Corrosion

Les bâtis de montage des modules, ainsi que les méthodes utilisées pour connecter les modules aux bâtis et les bâtis aux bâtiments ou au sol, doivent être composés de matériaux résistants à la corrosion adaptés à la durée de vie et à l'utilisation du système, par exemple en aluminium, en acier galvanisé à chaud, en bois traité, etc.

Si de l'aluminium est installé dans un environnement fortement corrosif, maritime par exemple, il doit être anodisé selon une épaisseur et une spécification adaptées à l'emplacement et à l'utilisation du système. Dans des parcs, les gaz corrosifs comme l'ammoniac doivent également être pris en considération.

Des précautions doivent être prises afin de ne pas créer de corrosion électrochimique entre des métaux dissemblables. Cela peut se produire entre les structures et le bâtiment ou entre les structures, les éléments de fixation et les modules photovoltaïques.

Des matériaux élevés doivent être utilisés pour réduire les risques de corrosion électrochimique entre des surfaces métalliques dissemblables galvaniquement; par exemple, des rondelles en nylon, des isolants en caoutchouc, etc.

Il convient de consulter les instructions du fabricant et les codes locaux pour la conception des systèmes de montage et des autres connexions, comme les systèmes de mise à la terre.

6 Problèmes de sécurité

6.1 Généralités

6.1.1 Vue d'ensemble

La tension maximale des groupes photovoltaïques à installer sur des bâtiments ne doit pas dépasser 1 000 V en courant continu. Si la tension maximale d'un groupe photovoltaïque dépasse 1 000 V en courant continu, l'accès à l'ensemble du groupe photovoltaïque et aux protections et câblages associés doit être réservé aux personnes compétentes.

La future publication l'IEC TS 62738 documente les variations des exigences et les considérations complémentaires applicables à différentes parties de cet Article 6 dès lors qu'elles concernent les centrales photovoltaïques à grande échelle. Elle englobe les exigences relatives à ce qui suit:

- accès aux sites et composantes du personnel non qualifié;
- protection contre les surintensités;
- détection des défauts et alarmes;
- protection contre la foudre et les surtensions.

6.1.2 Séparation entre le groupe photovoltaïque et les circuits de sortie en courant alternatif du réseau

La séparation entre les circuits en courant continu d'un groupe photovoltaïque et les circuits de sortie en courant alternatif principaux représente une importante question de sécurité sur certains groupes (voir 5.1.2). La séparation entre les circuits en courant continu d'un groupe photovoltaïque et les circuits de sortie en courant alternatif principaux peut être intégrée ou externe au PCE, c'est-à-dire fournie en externe par un transformateur équipé au moins d'une séparation simple. Lorsque la séparation simple est assurée en externe, pour que la combinaison soit considérée comme un PCE séparé, les critères suivants doivent être satisfaits:

- a) aucun autre équipement ne doit être connecté au même enroulement de transformateur externe que celui du PCE; ou
- b) lorsque le système est uniquement assigné pour une utilisation dans un local électrique fermé, la connexion d'autres équipements au même enroulement que celui de la sortie du PCE est autorisée comme suit:
 - autre PCE, lorsque celui-ci est spécialement assigné pour une connexion à un enroulement commun; et/ou
 - charges associées connectées au travers de transformateurs supplémentaires qui assurent au moins une séparation simple.

NOTE Dans un PCE à plusieurs circuits externes, il peut exister une séparation entre certaines paires de circuits là où d'autres paires n'en comptent aucune. Par exemple, un onduleur avec des circuits photovoltaïques, des batteries et des alimentations peut fournir une séparation entre le circuit d'alimentation et le circuit photovoltaïque, mais ne fournir aucune séparation entre le circuit photovoltaïque et le circuit de batterie.

Lorsque plusieurs sorties de PCE sont connectées à un même enroulement de transformateur, les courants de circulation doivent être limités par le choix d'une topologie système (utilisation de groupes non reliés à la terre ou de groupes photovoltaïques mis à la terre de façon fonctionnelle à haute impédance, par exemple), de techniques de conception du PCE et/ou de moyens de protection, par exemple la surveillance du courant résiduel avec déconnexion.

6.2 Protection contre les chocs électriques

6.2.1 Généralités

Pour la protection contre les chocs électriques, les exigences de l'IEC 60364-4-41 doivent s'appliquer.

L'une des mesures de protection suivantes doit être utilisée:

- double isolation ou isolation renforcée (voir 6.2.2);
- système très basse tension (SELV ou PELV) (voir 6.2.3).

6.2.2 Mesure de protection: double isolation ou isolation renforcée

Les exigences de l'IEC 60364-4-41:2005, Article 412, doivent s'appliquer avec les ajouts suivants.

L'équipement (modules photovoltaïques, boîtes de jonction, armoires ou câbles, par exemple) utilisé côté courant continu (jusqu'aux bornes en courant continu de l'onduleur photovoltaïque) doit offrir une isolation de classe II ou équivalente.

6.2.3 Mesure de protection: système très basse tension (SELV ou PELV)

Les exigences de l'IEC 60364-4-41:2005, Article 414, doivent s'appliquer avec les ajouts suivants:

La protection de base n'est pas exigée si la tension nominale ne dépasse pas 35 V en courant continu comme indiqué pour la CTD-A (voir l'IEC 62109-1).

6.3 Protection contre les effets thermiques

Dans ce document, la protection contre les effets thermiques est assurée comme suit:

- protection contre les effets des défauts d'isolement (voir 6.4);
- protection contre les surintensités (voir 6.5);
- choix adapté de la caractéristique assignée des composants (voir Article 7);
- signalisation visant à alerter le personnel des services d'urgence (voir Article 10).

Sur les systèmes en courant continu, une surchauffe des connexions avec défauts d'arc peut apparaître lorsque des connexions haute résistance existent ou se développent en raison du cycle thermique d'une installation. Il est important de s'assurer que:

- toutes les connexions sont correctement serrées en vue d'éviter les points de défaillance au fil du temps,
- tous les connecteurs sont parfaitement installés et sécurisés, et que
- toutes les connexions serties sont réalisées conformément aux instructions du fabricant. Il convient d'être particulièrement vigilant lors de l'assemblage sur site des connecteurs en courant continu.

NOTE La défaillance des connecteurs (en raison d'un mauvais assemblage ou d'un mauvais sertissage) a été identifiée comme un mode de défaillance statistiquement important.

6.4 Protection contre les effets des défauts d'isolement

6.4.1 Généralités

Les mesures de protection à appliquer varient en fonction de la manière dont les circuits en courant continu du système photovoltaïque sont référencés à la terre.

Les groupes photovoltaïques peuvent être classés selon les catégories suivantes:

- groupes photovoltaïques non séparés, c'est-à-dire dans lesquels les circuits en courant continu sont connectés à un système référencé à la terre via un PCE non séparé;
- groupes photovoltaïques mis à la terre de façon fonctionnelle, c'est-à-dire dont l'un des conducteurs en courant continu principaux est connecté à une terre fonctionnelle;
- groupes photovoltaïques non référencés à la terre, c'est-à-dire dont aucun conducteur en courant continu principal n'est référencé à la terre directement ou via le PCE.

NOTE Les systèmes mis à la terre de façon fonctionnelle incluent les groupes photovoltaïques connectés à la terre du système via un dispositif de protection ou de sectionnement, ou via une résistance.

Certaines technologies de module exigent une mise à la terre fonctionnelle sur le conducteur principal positif ou négatif afin de purger la charge des cellules photovoltaïques. Il s'agit d'une exigence fonctionnelle/opérationnelle, ou bien d'une exigence qui peut s'appliquer pour empêcher la dégradation des cellules. Il convient que les instructions du fabricant soient suivies.

6.4.2 Exigences relatives à la détection et à l'indication de défauts

6.4.2.1 Généralités

Le Tableau 1 représente les exigences de mesure de la résistance d'isolement du groupe photovoltaïque par rapport à la terre, des courants résiduels du groupe photovoltaïque, mais aussi les actions et les indications exigées en cas de défaut et en fonction du type de système.

NOTE Les différents types de systèmes sont répartis en catégories en fonction du type de référence à la terre des circuits principaux en courant continu du groupe photovoltaïque, comme indiqué en 6.4.1. Cette catégorisation ne dépend d'aucune exigence de mise à la terre.

Tableau 1 – Exigences relatives aux différents types de systèmes en fonction du sectionnement du PCE et de la mise à la terre fonctionnelle du groupe photovoltaïque

		Type de système		
		Groupes photovoltaïques non séparés	Groupes photovoltaïques mis à la terre de façon fonctionnelle	Groupes photovoltaïques non référencés à la terre
Résistance d'isolement par rapport à la terre d'un groupe photovoltaïque	Mesure	Conformément à 6.4.2.2		
	Action en cas de défaut	Arrêter le PCE et déconnecter tous les conducteurs du circuit en courant alternatif ou toutes les phases du groupe photovoltaïque du PCE ou déconnecter toutes les phases de la section défectueuse du groupe du PCE (exploitation autorisée)	Arrêter le PCE et déconnecter toutes les phases du groupe photovoltaïque reliées à la terre ¹ ou déconnecter toutes les phases de la section défectueuse du groupe photovoltaïque reliées à la terre ¹ (exploitation autorisée)	La connexion au circuit en courant alternatif est admise (exploitation du PCE autorisée).
	Indication en cas de défaut	Indication de défaut conforme à 6.4.2.5 Si la résistance d'isolement du groupe photovoltaïque par rapport à la terre est rétablie à une valeur supérieure à la limite énoncée au Tableau 2, le circuit peut être reconnecté.		
Détection des défauts à la terre du groupe photovoltaïque par surveillance du courant	Détection/ protection	Conformément à 6.4.2.3	Surveillance du courant résiduel conforme à 6.4.2.3 ou dispositif ou groupe de dispositifs conforme à 6.4.2.4	Non exigé
	Action en cas de défaut	Arrêter le PCE et déconnecter tous les conducteurs du circuit en courant alternatif ou toutes les phases du groupe photovoltaïque du PCE ou déconnecter toutes les phases de la section défectueuse du groupe photovoltaïque du PCE (exploitation autorisée)	Déconnecter toutes les phases de la section défectueuse du groupe photovoltaïque du PCE, ou La mise à la terre fonctionnelle doit être déconnectée. La connexion au circuit en courant alternatif est autorisée. (PCE peut fonctionner)	
	Indication en cas de défaut	Indication de défaut conforme à 6.4.2.5	Indication de défaut conforme à 6.4.2.5	
Concernant les exigences de mise à la terre fonctionnelle, voir 7.4.2.				
Les systèmes qui utilisent des PCE non sectionnés dont le circuit en courant alternatif est référencé à la terre ne peuvent pas utiliser la mise à la terre fonctionnelle du côté photovoltaïque du PCE (voir 5.1.2).				
¹ La déconnexion de la terre peut être directe (ouverture d'un dispositif sur le chemin de mise à la terre fonctionnelle) ou indirecte (déconnexion de toutes les phases du groupe photovoltaïque ou de la section défectueuse du groupe photovoltaïque du PCE lorsque le circuit de mise à la terre fonctionnelle se trouve dans le PCE).				

6.4.2.2 Détection de la résistance d'isolement du groupe

Les exigences 6.4.2.2 concernant la détection et la réponse à des valeurs anormales de la résistance d'isolement du circuit en courant continu principal du groupe photovoltaïque par rapport à la terre sont destinées à réduire les dangers liés à la dégradation de l'isolation.

Un moyen de mesure de la résistance d'isolement du groupe photovoltaïque par rapport à la terre doit être fourni et utilisé juste avant la mise en fonctionnement, puis toutes les 24 h au moins. Il peut s'agir d'un dispositif de mesure de l'isolement conforme à l'IEC 61557-2 ou d'un contrôleur permanent d'isolement (CPI) conforme à l'IEC 61557-8, capable de détecter les défaut d'isolement et de prévenir les risques d'incendie potentiellement élevés.

Cette fonctionnalité de contrôle ou de mesure de la résistance d'isolement peut être intégrée au PCE, conformément à l'IEC 62109-2.

Les valeurs de seuil minimales pour la détection doivent être définies conformes au Tableau 2.

Tableau 2 – Seuils de résistance d'isolement minimaux pour la détection des défaillances de l'isolement par rapport à la terre

Caractéristique assignée du groupe photovoltaïque kW	Limite R kΩ
≤ 20	30
> 20 et ≤ 30	20
> 30 et ≤ 50	15
> 50 et ≤ 100	10
> 100 et ≤ 200	7
> 200 et ≤ 400	4
> 400 et ≤ 500	2
> 500	1

Il convient que le seuil de détection de la résistance d'isolement soit défini à des valeurs supérieures aux valeurs minimales spécifiées dans le Tableau 2. Une valeur plus élevée augmentera la sécurité de l'installation photovoltaïque grâce à la détection plus rapide des défauts potentiels.

Il est nécessaire de déconnecter la connexion à la terre fonctionnelle du groupe photovoltaïque pendant la mesure.

L'action exigée en cas de défaut dépend du type de système utilisé et doit être conforme au Tableau 1.

Quel que soit le défaut d'isolement, les mesures de détection de la résistance d'isolement peuvent se poursuivre, l'indication de défaut peut s'interrompre et le système peut reprendre un fonctionnement normal si la résistance d'isolement du groupe photovoltaïque par rapport à la terre est rétablie à une valeur supérieure à la limite énoncée ci-dessus.

6.4.2.3 Protection par un système de surveillance du courant résiduel

Lorsque le Tableau 1 en 6.4.2 l'exige et lorsqu'aucun dispositif d'interruption en cas de défaut à la terre n'est fourni conformément au 6.4.2.4, la surveillance du courant résiduel doit être assurée de manière fonctionnelle dès le groupe photovoltaïque est connecté à une référence terrestre et que le système de déconnexion automatique est fermé. Le système de

surveillance du courant résiduel doit mesurer le courant résiduel efficace total (des composants en courant continu et en courant alternatif).

Une détection doit être assurée afin de contrôler le courant résiduel continu excessif conformément aux limites définies ci-après.

Le système de surveillance du courant résiduel doit provoquer la déconnexion dans les 0,3 s et indiquer un défaut conformément à 6.4.2.5 lorsque le courant résiduel continu dépasse:

- la valeur maximale de 300 mA pour les PCE avec puissance assignée de sortie continue ≤ 30 kVA;
- 5 A (ou 10 mA par kVA, la valeur retenue étant la plus faible) d'alimentation de sortie continue assignée pour les PCE avec puissance assignée de sortie continue > 30 kVA.

Lorsque le groupe photovoltaïque est mis à la terre de façon fonctionnelle via une résistance suffisante pour que le courant résiduel maximal qui peut être généré lors d'un défaut unique soit inférieur aux limites ci-dessus, ou lorsqu'un dispositif d'interruption en cas de défaut à la terre est fourni conformément au 6.4.2.4, la surveillance du courant résiduel n'est pas exigée.

NOTE 1 Il est possible de mettre en œuvre le système de surveillance du courant résiduel distribué au niveau du sous-groupe ou dans des sous-sections plus petites du groupe, par exemple. Cela peut être particulièrement bénéfique dans les grands groupes, car cela permet de mettre en œuvre des seuils de détection plus faibles. Cela peut conduire à une identification plus rapide des défauts potentiels et peut aider à l'identification de la section du groupe qui peut être affectée.

Lorsque les limites du système de surveillance du courant résiduel sont dépassées, l'une des mesures de déconnexion suivantes doit être utilisée

- déconnexion du circuit de sortie de l'un des circuits de sortie relié à la terre; ou
- déconnexion du groupe photovoltaïque; ou
- déconnexion de toutes les phases de la section défectueuse du groupe photovoltaïque du PCE.

Le système de surveillance du courant résiduel peut tenter de se reconnecter si la résistance d'isolement du générateur respecte les limites énoncées en 6.4.2.2.

NOTE 2 Cette fonction de courant résiduel peut être assurée par le PCE conformément à l'IEC 62109-2.

6.4.2.4 Dispositif d'interruption en cas de défaut à la terre pour les groupes photovoltaïques mis à la terre de façon fonctionnelle

Lorsque le Tableau 1 en 6.4.2.1 l'exige et lorsque la surveillance du courant résiduel n'est pas assurée conformément à 6.4.2.3, un groupe photovoltaïque mis à la terre de façon fonctionnelle doit comporter un dispositif d'interruption en cas de défaut à la terre.

Lorsque le groupe photovoltaïque est mis à la terre de façon fonctionnelle via une résistance suffisante pour que le courant maximal sur le chemin de mise à la terre fonctionnelle du groupe généré lors d'un défaut unique soit inférieur aux limites du Tableau 3 ci-dessous, aucun dispositif d'interruption en cas de défaut à la terre n'est exigé.

Le dispositif ou groupe de dispositifs doit automatiquement couper le courant au niveau du conducteur de mise à la terre fonctionnelle en cas de défaut à la terre côté courant continu, et doit:

- être assigné à la tension maximale d'un groupe photovoltaïque $U_{OC\ ARRAY}$ et
- offrir un pouvoir de coupure assigné supérieur ou égal au courant de court-circuit maximal du groupe photovoltaïque $I_{SC\ ARRAY}$, et
- afficher un courant assigné inférieur ou égal à celui indiqué au Tableau 3.

Tableau 3 – Courant assigné des dispositifs d'interruption automatique en cas de défaut à la terre

Puissance assignée totale du groupe photovoltaïque dans les conditions normales d'essai	Courant assigné I_n
kW	A
de 0 à 25	1
25 à 50	2
50 à 100	3
100 à 250	4
250	5

Le courant assigné " I_n " renvoie aux fusibles et disjoncteurs dont le déclenchement est assuré à un courant de défaut généralement compris entre 130 % et 140 % de I_n et survient dans un délai maximal correspondant à 60 min à 135 % et à 2 min à 200 %. Lorsque la fonction d'interruption en cas de défaut à la terre est assurée par un système de détection de courant et de déconnexion automatique (un relais, par exemple), le réglage peut être différent de la valeur I_n du Tableau 3 sous réserve que le système déclenche la déconnexion sous 60 min à 135 % de cette valeur I_n et sous 2 min à 200 % de cette valeur I_n .

6.4.2.5 Indication des défauts à la terre

Conformément au 6.4.2, Tableau 1, un système d'indication des défauts à la terre doit être installé. Lorsque le système est rétabli à la suite d'un défaut, l'indication peut être réinitialisée automatiquement, sous réserve que le défaut soit enregistré via un journal de défaut ou via l'indication des précédents défauts. Lorsque le défaut ne peut être enregistré, l'indication de défaut d'origine doit être conservée, et ce même si le défaut a été corrigé (résistance d'isolement rétablie à une valeur acceptable, par exemple).

Le format de l'indication doit permettre d'avertir l'opérateur ou le propriétaire du système du défaut. Par exemple, le système d'indication peut être un signal visible ou audible placé à un endroit où le personnel opérationnel ou le propriétaire du système le percevra, ou bien toute autre forme de communication d'un défaut (RS485, courriel, SMS ou autre).

Un ensemble d'instructions opérationnelles doit être donné au propriétaire du système pour lui expliquer la nécessité d'une action immédiate pour rechercher le défaut et le corriger.

De nombreux onduleurs disposent d'indications et de détections des défauts à la terre sous forme de voyants lumineux. Les emplacements typiques des onduleurs impliquent cependant que cette indication peut ne pas être visible. L'IEC 62109-2 exige que les onduleurs disposent d'une indication locale, mais aussi d'un moyen de signaler à distance les défauts à la terre.

6.5 Protection contre les surintensités

6.5.1 Généralités

Les surintensités dans un groupe photovoltaïque peuvent provenir de défauts à la terre dans le câblage du groupe ou de courants de défaut dus à des courts-circuits dans les modules, les boîtes de jonction, les boîtiers de combinateur ou le câblage du module.

Les modules photovoltaïques sont des sources de courant limité, mais peuvent être sujets à des surintensités, car ils peuvent être connectés en parallèle et être également connectés à des sources externes (par exemple, des batteries). Les surintensités peuvent être provoquées par la somme des courants issus de

- plusieurs chaînes parallèles adjacentes,

- certains types d'onduleurs auxquels ils sont connectés, et/ou
- de sources externes.

6.5.2 Exigence de protection contre les surintensités

La protection contre les surintensités doit être fournie conformément aux indications de 6.5.3 à 6.5.7 et aux exigences du fabricant du module photovoltaïque.

6.5.3 Exigence pour la protection contre les surintensités des chaînes

Une protection contre les surintensités des chaînes doit être utilisée si:

$$((N_S - 1) \times I_{SC_MOD}) > I_{MOD_MAX_OCPR}$$

Les dispositifs de protection contre les surintensités côté courant continu doivent désigner des fusibles gPV conformes à l'IEC 60269-6 ou tout autre système conforme à l'IEC 60947 (toutes les parties) ou l'IEC 60898-2, de sorte que le courant admissible du câble, le courant inverse maximal assigné du module et le courant maximal des autres équipements soient respectés.

NOTE La résistance thermique d'un module photovoltaïque en courant inverse est qualifiée lors d'un essai de 2 h spécifié dans la section sur les essais de sécurité des modules de l'IEC 61730. Elle est spécifiée sur le module comme la "valeur maximale de protection contre les surintensités".

Si des disjoncteurs équipés d'éléments de protection contre les surintensités sont utilisés, ils peuvent aussi constituer le moyen de déconnexion exigé en 7.4.1.

6.5.4 Exigence pour la protection contre les surintensités des sous-groupes

La protection contre les surintensités des sous-groupes doit être fournie si plus de deux sous-groupes sont connectés dans un seul PCE.

6.5.5 Dimensionnement de la protection contre les surintensités

6.5.5.1 Protection contre les surintensités des chaînes photovoltaïques

Lorsqu'une protection contre les surintensités est exigée pour les chaînes,

- a) chaque chaîne photovoltaïque doit être protégée par un dispositif de protection contre les surintensités (voir Figures 3 à 6), dont le courant assigné de protection contre les surintensités doit être I_n où:

$$I_n > 1,5 \times I_{SC_MOD}; \text{ et}$$

$$I_n < 2,4 \times I_{SC_MOD}; \text{ et}$$

$$I_n \leq I_{MOD_MAX_OCPR};$$

ou

- b) les chaînes peuvent être groupées en parallèle (voir Figure 8) et protégées par un dispositif de protection contre les surintensités, sous réserve que:

$$I_{ng} > 1,5 \times N_G \times I_{SC_MOD}; \text{ et}$$

$$I_{ng} < I_{MOD_MAX_OCPR} - ((N_G - 1) \times I_{SC_MOD})$$

où

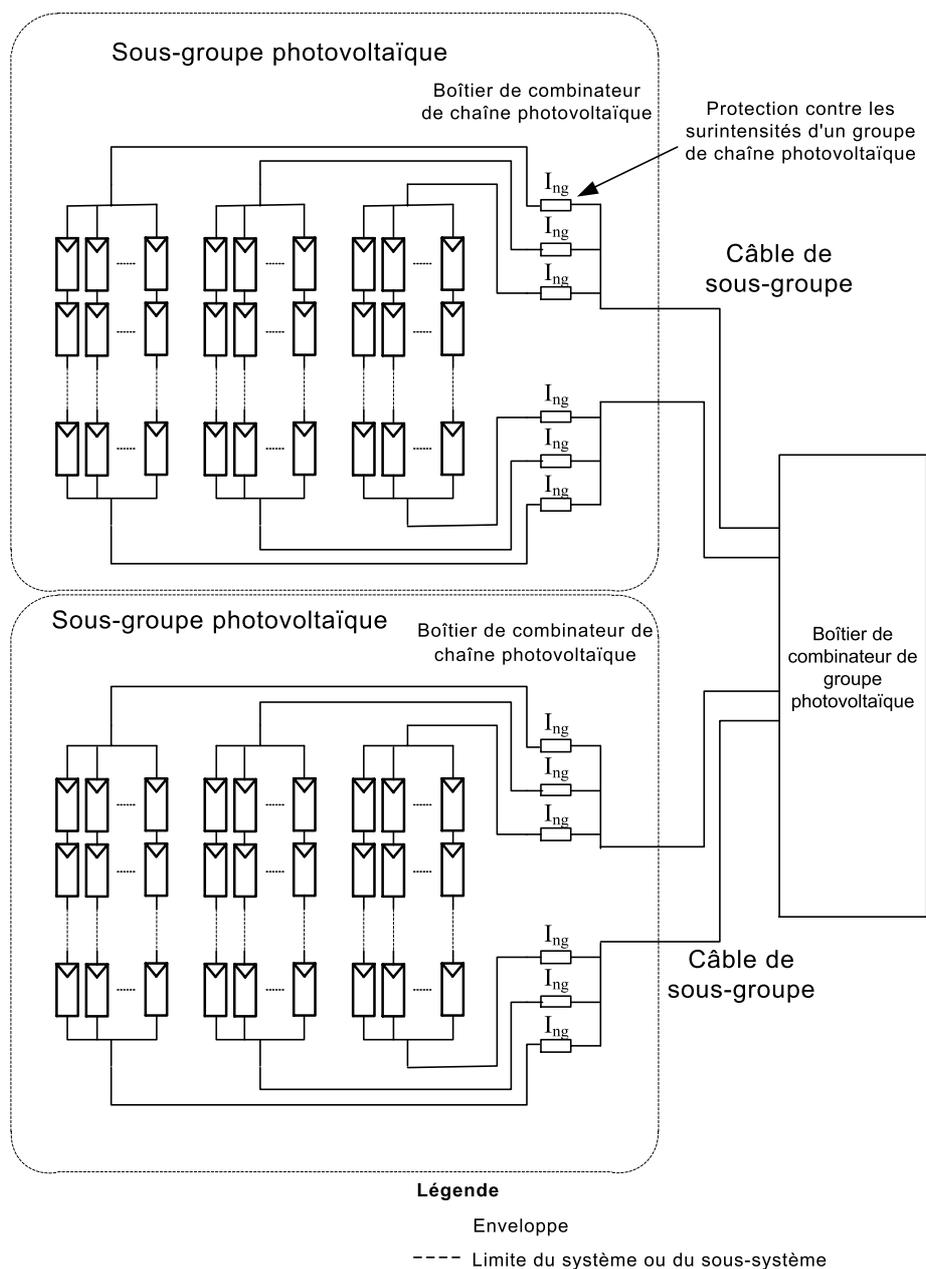
N_G est le nombre de chaînes d'un groupe protégées par un dispositif de protection contre les surintensités;

I_{ng} est le courant assigné de protection contre les surintensités du dispositif de protection contre les surintensités du groupe.

Le facteur de 1,5 est la tolérance de conception pour des conditions d'éclairage énergétique élevé. Il convient que les conceptions individuelles tiennent compte des conditions d'éclairage énergétique et de température ambiante. L'adoption de cycles de charge, le groupement de fusibles et la circulation d'un courant irrégulier au sein de chaînes parallèles peuvent entraîner un facteur supérieur à 1,5.

Pour certaines technologies de module photovoltaïque, I_{SC_MOD} est supérieur à la valeur assignée nominale au cours des premières semaines ou des premiers mois d'utilisation. Il convient d'en tenir compte au moment de définir la protection contre les surintensités et les valeurs nominales des câbles.

NOTE Conformément aux dispositions de la formule ci-dessus, les chaînes ne peuvent généralement être regroupées sous un seul dispositif de protection contre les surintensités que quand $I_{MOD_MAX_OCPR}$ est supérieur à $4 \times I_{SC_MOD}$.



IEC

NOTE 1 Il s'agit d'un cas particulier et la conception n'est possible que lorsque la valeur assignée de la protection contre les surintensités d'un module photovoltaïque est nettement supérieure à sa valeur normale d'exploitation.

NOTE 2 Il ne s'agit que d'un exemple et d'autres dispositifs de commutation, de déconnexion et/ou de protection contre les surintensités peuvent être exigés dans certains cas. Pour plus de simplicité, ils ne sont pas représentés dans cette figure.

Figure 8 – Diagramme de groupe photovoltaïque dont les chaînes sont regroupées sous un seul dispositif de protection contre les surintensités

6.5.5.2 Protection contre les surintensités des sous-groupes photovoltaïques

Le courant nominal assigné (I_n) des dispositifs de protection contre les surintensités destinés aux sous-groupes photovoltaïques doit être déterminé au moyen des formules suivantes:

$$I_n > 1,25 \times I_{SC \text{ S-ARRAY}}; \text{ et}$$

$$I_n \leq 2,4 \times I_{SC \text{ S-ARRAY}}.$$

Le facteur de multiplication de 1,25 utilisé ici à la place du facteur de multiplication de 1,5 utilisé pour les chaînes permet d'offrir une certaine flexibilité de conception. Toutes les précautions nécessaires doivent être prises avant d'utiliser un facteur multiplicateur plus faible dans les régions où l'éclairage énergétique est souvent intense, car cela pourrait provoquer le déclenchement intempestif des protections contre les surintensités.

6.5.5.3 Protection contre les surintensités des groupes photovoltaïques

La protection contre les surintensités des groupes photovoltaïques n'est exigée que pour les systèmes raccordés à des batteries ou si d'autres sources de courant peuvent alimenter le groupe photovoltaïque en courant dans des conditions de défaut. Le courant assigné (I_n) des dispositifs de protection contre les surintensités d'un groupe photovoltaïque doit être calculé de la façon suivante:

$$I_n > 1,25 \times I_{SC \text{ ARRAY}}; \text{ et}$$

$$I_n \leq 2,4 \times I_{SC \text{ ARRAY}}$$

6.5.6 Protection contre les surintensités des systèmes photovoltaïques raccordés à des batteries

Une protection contre les surintensités doit être mise en place dans tous les systèmes photovoltaïques connectés à des batteries. La protection du câble principal du groupe photovoltaïque peut être intégrée au système, à proximité immédiate de la batterie. Si ce n'est pas le cas, la protection contre les surintensités doit être mise en place sur le câble principal du groupe photovoltaïque pour protéger ce câble contre les courants de défaut issus du système de batterie. Voir 6.5.5 pour le dimensionnement de la protection contre les surintensités. La protection utilisée contre les surintensités doit être capable de couper le courant de défaut présumé maximal issu de la batterie.

Les dispositifs de protection contre les surintensités du câble principal du groupe photovoltaïque sont souvent installés entre la ou les batteries et le dispositif de commande de la charge, le plus près possible de la ou des batteries. Si ces dispositifs sont correctement assignés, ils assurent la protection du dispositif de commande de la charge et celle du câble principal du groupe photovoltaïque. Dans ce cas, il n'est pas exigé d'installer de protection supplémentaire contre les surintensités dans le câble principal du groupe photovoltaïque, entre le groupe photovoltaïque et le dispositif de commande de la charge.

6.5.7 Emplacement de la protection contre les surintensités

Les dispositifs de protection contre les surintensités exigés en 6.5 pour un groupe photovoltaïque, un sous-groupe photovoltaïque et une chaîne photovoltaïque doivent être placés de la façon suivante:

- les dispositifs de protection contre les surintensités des chaînes doivent être placés à l'endroit où les câbles de chaîne sont associés/connectés aux câbles principaux du groupe ou du sous-groupe (voir Figures 3 et 4);
- les dispositifs de protection contre les surintensités des sous-groupes doivent être placés à l'endroit où les câbles de sous-groupes sont associés (voir Figure 4);
- les dispositifs de protection contre les surintensités des groupes doivent se trouver là où les câbles principaux des groupes rejoignent le circuit d'application ou le PCE (voir Figures 2 à 4).

NOTE 1 Les dispositifs de protection contre les surintensités sont placés à l'extrémité des câbles la plus éloignée du groupe, du sous-groupe ou de la chaîne photovoltaïque afin de protéger le système et le câblage des courants de défaut issus d'autres sections du groupe photovoltaïque ou d'autres sources comme des batteries.

Les dispositifs de protection contre les surintensités doivent être accessibles facilement.

Les dispositifs de protection contre les surintensités exigés pour les câbles de chaîne ou de sous-groupe doivent être placés au niveau de chaque conducteur actif (à savoir chaque conducteur non connecté à la terre fonctionnelle).

Une exception s'applique aux systèmes qui ne sont pas mis à la terre de façon fonctionnelle (c'est-à-dire qui ne comportent aucun conducteur actif en courant continu de groupe photovoltaïque mis à la terre) et qui comptent seulement deux conducteurs actifs, si

- il existe une barrière physique qui sépare les câbles de chaîne des câbles de sous-groupe, ou
- il n'existe aucun sous-groupe et, par conséquent, aucun câble de sous-groupe (petits systèmes, par exemple).

Les dispositifs de protection contre les surintensités doivent uniquement être placés sur un seul conducteur actif non relié à la terre d'un câble de chaîne ou de sous-groupe. La polarité de ce conducteur doit être identique pour tous les câbles protégés.

NOTE 2 Cette disposition relative à l'emploi d'un unique dispositif de protection contre les surintensités est admise dans ces conditions pour les systèmes flottants à cause de l'exigence de détection et d'alarme d'un seul défaut à la terre, mais aussi de la double isolation exigée sur les conducteurs de tous les circuits de groupe.

6.6 Protection contre les effets de la foudre et des surtensions

6.6.1 Généralités

L'installation d'un groupe photovoltaïque sur un bâtiment n'a en général qu'un effet négligeable sur la probabilité qu'il soit frappé par la foudre; cela n'implique donc pas nécessairement qu'il convienne d'installer un système de protection contre la foudre s'il n'y en avait pas auparavant.

Cependant, si les caractéristiques physiques ou l'importance du bâtiment varient de façon considérable après l'installation du groupe photovoltaïque, il est recommandé d'évaluer la nécessité d'installer un système de protection contre la foudre, conformément à l'IEC 62305-2 et, si cela est exigé, il convient d'en installer un conformément à l'IEC 62305-3.

Si un système de protection contre la foudre est déjà installé sur le bâtiment, il convient d'intégrer le système photovoltaïque dans le système de protection contre la foudre, conformément à l'IEC 62305-3.

Dans le cas où aucun système de protection contre la foudre n'est exigé dans un bâtiment ou dans le cas d'un groupe indépendant, une protection contre les surtensions peut rester exigée pour protéger le groupe, l'onduleur et toutes les parties de l'installation.

6.6.2 Protection contre les surtensions

6.6.2.1 Généralités

Il convient d'installer tous les câbles à courant continu de telle sorte que les câbles positifs et négatifs de la même chaîne et du câble principal du groupe soient regroupés en faisceaux pour éviter la formation de boucles dans le système. Voir 7.4.3.3. Cette exigence de regroupement en faisceaux concerne tous les conducteurs de liaison/de mise à la terre associés.

Il convient que les longs câbles (câbles en courant continu du réseau photovoltaïque de plus de 50 m, par exemple) soient

- installés dans un conduit ou une goulotte métallique mis(e) à la terre, le conduit ou la goulotte étant connecté(e) à la liaison équipotentielle,
- enterrés (et équipés de la protection mécanique adaptée),

- dotés d'une protection mécanique intégrée constituant un écran, l'écran étant connecté à la liaison équipotentielle, ou
- protégés par un dispositif parafoudre (SPD).

Ces mesures serviront à blinder les câbles contre les surtensions et à atténuer la transmission des surtensions par augmentation de l'inductance. Rester conscient de la nécessité de permettre d'évacuer l'eau ou la condensation qui peut s'accumuler dans le conduit ou la goulotte par des événements convenablement conçus et installés.

NOTE 1 Afin de protéger le système en courant continu dans son ensemble, des dispositifs de protection contre les surtensions peuvent être installés entre les conducteurs actifs, et entre les conducteurs actifs et la terre au niveau de l'onduleur sur le câblage en courant continu et sur le groupe. Pour protéger un équipement spécifique, des dispositifs de protection contre les surtensions peuvent être installés aussi près que possible du dispositif.

Il convient d'évaluer la nécessité d'utiliser des dispositifs de protection contre les surtensions conformément à l'IEC 62305 (toutes les parties) et aux mesures de protection appropriées mises en œuvre. L'IEC 62305-4 peut fournir une méthodologie de protection des systèmes électriques et électroniques dans un environnement favorable à la foudre.

NOTE 2 L'IEC 61643-32, concernant les parafoudres basse tension pour les installations photovoltaïques, est actuellement en développement.

6.6.2.2 Parafoudres (SPD)

6.6.2.2.1 Généralités

Les SPD sont intégrés aux installations électriques afin de limiter les surtensions transitoires d'origine atmosphérique transmises via le réseau de distribution (en courant continu, en courant alternatif ou les deux) et d'assurer la protection contre les surtensions de manœuvre.

Certains des onduleurs connectés au réseau (PCE) sont équipés de SPD intégrés; cependant, des dispositifs discrets peuvent aussi être exigés. Le cas échéant, il convient que la coordination entre les deux SPD soit vérifiée auprès du fournisseur de l'équipement.

Pour assurer la protection d'équipements spécifiques, il convient que le SPD soit installé aussi près que possible de l'équipement concerné.

Ces mesures sont présentées ici à titre indicatif. La protection contre les surtensions est un problème complexe; il convient d'entreprendre une évaluation complète, en particulier dans les régions où la foudre est fréquente.

6.6.2.2.2 Parafoudres (SPD) en courant continu

Pour la protection côté courant continu, le SPD doit être conforme à l'EN 50539-11 et explicitement assigné pour une utilisation côté courant continu d'un système photovoltaïque. Si le système photovoltaïque est connecté aux autres réseaux entrants (services de télécommunication et de signalisation, par exemple), le SPD sera exigé pour protéger les équipements informatiques.

6.6.2.2.3 Parafoudres (SPD) pour équipements informatiques

Pour assurer la protection des équipements informatiques, les SPD doivent être choisis conformément aux exigences de l'IEC 61643-22. Ces SPD doivent être conformes à l'IEC 61643-21.

7 Choix et mise en œuvre des matériels électriques

7.1 Généralités

Tout équipement de conversion de puissance doit être qualifié conformément à l'IEC 62109-1 et à toute autre partie applicable en fonction du type de l'équipement.

Le câblage du groupe photovoltaïque et les composants associés sont souvent exposés aux UV, au vent, à l'eau, à la neige et à d'autres conditions environnementales d'essai. Il convient que les câbles et les composants soient adaptés à la fonction à laquelle ils sont destinés et soient mis en œuvre de façon à réduire le plus possible toute exposition à des effets environnementaux nuisibles.

Le PCE doit être choisi en fonction des exigences environnementales indiquées à l'Article 6 de l'IEC 62109-1:2010.

Une attention particulière est accordée à la nécessité de prévenir toute accumulation d'eau dans les systèmes support des câbles et des modules.

La future publication l'IEC TS 62738 documente les variations des exigences et les considérations complémentaires applicables à différentes parties de du présent Article 7 dès lors qu'elles concernent les centrales photovoltaïques à grande échelle. Elle englobe les exigences relatives à ce qui suit:

- certification des équipements;
- tension nominale maximale de groupe photovoltaïque;
- valeurs assignées des composants;
- exigences relatives et emplacements relatifs à un sectionneur;
- choix et installation de câble.

7.2 Tension maximale du groupe photovoltaïque

La tension maximale d'un groupe photovoltaïque est considérée comme égale à $U_{OC\ ARRAY}$ corrigé en fonction de la température de fonctionnement la plus basse prévue.

La correction de la tension en fonction de la température de fonctionnement la plus basse prévue doit être calculée conformément aux instructions du fabricant. En l'absence d'instruction du fabricant de modules sur les modules au silicium cristallin et multicristallin, $V_{OC\ ARRAY}$ doit être multiplié par un facteur de correction, indiqué au Tableau 4 en utilisant comme référence la température ambiante quotidienne la plus basse prévue.

NOTE La température des cellules aux premières heures est très proche de la température ambiante.

Les écarts à cette méthode qui tiennent compte de l'éclairement énergétique et des températures de fonctionnement les plus basses prévues peuvent être autorisés sur justification technique et approbation des fabricants concernés et des autorités locales.

Si la température ambiante la plus basse prévue est inférieure à -40 °C ou si d'autres technologies que le silicium cristallin ou multicristallin sont utilisées, la correction de tension doit être effectuée exclusivement selon les instructions du fabricant.

Les chaînes photovoltaïques qui utilisent des unités de traitement en courant continu doivent présenter la tension maximale d'un groupe photovoltaïque conformément à 5.1.5.

Tableau 4 – Facteurs de correction de tension pour les modules photovoltaïques au silicium cristallin et multicristallin

Température de fonctionnement la plus basse prévue °C	Facteur de correction
de 24 à 20	1,02
de 19 à 15	1,04
de 14 à 10	1,06
de 9 à 5	1,08
de 4 à 0	1,10
de –1 à –5	1,12
de –6 à –10	1,14
de –11 à –15	1,16
de –16 à –20	1,18
de –21 à –25	1,20
de –26 à –30	1,21
de –31 à –35	1,23
de –36 à –40	1,25

NOTE La température des modules tournés vers le ciel peut être jusqu'à 5 °C inférieure à la température ambiante (de l'air) à certains endroits.

7.3 Exigences relatives aux composants

7.3.1 Généralités

Tous les composants doivent être conformes aux exigences suivantes:

- ils sont assignés pour une utilisation en courant continu;
- ils ont une tension assignée supérieure ou égale à la tension maximale d'un groupe photovoltaïque déterminée en 7.2;
- ils ont un courant supérieur ou égal à celui indiqué dans le Tableau 5;
- ils ont un indice IP adapté à leur emplacement et leur environnement;
- ils ont une température assignée adaptée à leur emplacement et à leur utilisation.

Avec certaines technologies photovoltaïques, le courant I_{SC} disponible lors des premières semaines de fonctionnement est nettement supérieur à la valeur assignée normale. Avec certaines technologies, la valeur I_{SC} augmente au fil du temps. Il convient d'assigner l'équipement en fonction de la valeur de courant prévue la plus élevée.

NOTE Les groupes photovoltaïques sont installés en plein soleil et leurs températures ambiantes et en enveloppe peuvent être très élevées. Il s'agit d'un critère important dans le choix des composants.

Lorsque des DCU sont utilisés dans la conception d'un groupe photovoltaïque, l'attention est attirée sur les caractéristiques assignées de tension et de courant liées aux DCU décrites en 5.1.5.2.

Il convient que les composants utilisés dans des conditions de brouillard salin soient adaptés à de telles conditions.

Afin d'éviter les arcs série, il est important de choisir des bornes et des équipements de connexion qui puissent garantir la pression de contact tout au long de la durée de vie du système.

7.3.2 Modules photovoltaïques

7.3.2.1 Conditions de fonctionnement et influences extérieures

Les modules photovoltaïques doivent être conformes aux parties pertinentes de la série IEC 61215. Il convient que les systèmes avec des tensions supérieures à 50 V en courant continu incluent des diodes de dérivation.

Certains modules à film fin n'exigent pas l'installation de diodes de dérivation. Il convient de suivre les instructions du fabricant du module afin de garantir que les diodes de dérivation sont utilisées lorsque cela est exigé.

7.3.2.2 Classe d'équipement

Les modules photovoltaïques doivent être qualifiés et classifiés selon les classes d'application définies par l'IEC 61730-1 et l'IEC 61730-2; ils ne doivent être utilisés que dans les applications qui correspondent à la classe à laquelle ils appartiennent.

Pour les applications montées sur des bâtiments, il convient de tenir compte des codes et réglementations de construction locales.

Pour la protection contre les chocs électriques,

- des modules de classe II conformes à l'IEC 61730-1 doivent être utilisés lorsque les tensions du système sont supérieures à la classification CTD-A.

7.3.3 Boîtiers de combinateur de groupe photovoltaïque et de chaîne photovoltaïque

7.3.3.1 Effets de l'environnement

Les boîtiers de combinateur de groupe photovoltaïque et de chaîne photovoltaïque exposés à l'environnement doivent au moins offrir un indice IP 54 selon l'IEC 60529 et doivent être capables de résister aux UV.

Il convient de prendre en considération des indices IP supérieurs pour les régions tropicales.

La valeur nominale IP de l'enveloppe doit être adaptée aux conditions environnementales. Ce degré IP doit s'appliquer à l'orientation et à la position de montage concernées. Il convient que les matériaux des joints offrent des valeurs assignées adaptées à l'environnement et à la durée d'utilisation, et s'accompagnent de calendriers de remplacement, le cas échéant.

7.3.3.2 Emplacement des boîtiers de combinateur de groupe photovoltaïque et de chaîne photovoltaïque

Les boîtiers de combinateurs de groupes photovoltaïques et de chaînes photovoltaïques qui contiennent des dispositifs de protection contre les surintensités et/ou de commutation doivent être accessibles pour inspection, maintenance ou réparation sans nécessiter le démontage de pièces structurelles, d'armoires, de bancs ou d'éléments similaires.

NOTE 1 Dans certaines conditions, les boîtiers de combinateur peuvent faire partie du PCE. Voir 7.4.1.2.

NOTE 2 Les assemblages de câblage de chaîne préfabriqués (communément appelés "faisceaux") sont de plus en plus utilisés. Les faisceaux regroupent la sortie de différents conducteurs de chaîne photovoltaïque le long d'un conducteur unique. Les faisceaux sont sécurisés au sein du groupe; ils peuvent ou peuvent ne pas inclure une fusion au niveau des conducteurs de chaîne individuels qui constituent une dérivation du conducteur principal, en fonction des exigences de protection contre les surintensités. Dans un sens, leurs fonctions sont similaires à celles des boîtiers de combinateur; ils sont communément utilisés sur les systèmes à film fin en raison des courants de chaîne très faible au niveau de chaque chaîne. Ils visent à réduire l'équilibrage des composants système et le coût des systèmes comptant un grand nombre de chaînes parallèles à faible courant. Sur les systèmes plus larges, les conducteurs principaux en faisceau sont ensuite regroupés dans un boîtier de combinateur de sous-groupe intégrant des fusibles plus importants (20 A à 30 A, par exemple).

7.3.4 Disjoncteurs

Les disjoncteurs utilisés pour la protection contre les surintensités dans les groupes photovoltaïques doivent

- a) être certifiés conformes à l'IEC 60898-2 ou à l'IEC 60947-2,
- b) ne pas être sensibles à la polarité (dans un groupe photovoltaïque, les courants de défaut peuvent circuler à l'inverse des courants de fonctionnement normaux),
- c) être assignés pour couper les courants de pleine charge et les courants de défaut présumés qui proviennent du groupe photovoltaïque et de toute autre source d'alimentation connectée, par exemple une batterie, un générateur ou le réseau électrique, s'il est présent, et
- d) être assignés pour les surintensités conformément à 6.5.5.

7.3.5 Fusibles

7.3.5.1 Accès

Lorsque des fusibles sont utilisés, ils doivent être accessibles uniquement à l'aide d'un outil ou d'une clé afin d'en réserver l'accès au personnel d'entretien formé.

7.3.5.2 Fusibles de remplacement

Les fusibles utilisés dans les groupes photovoltaïques doivent être conformes aux exigences suivantes:

- ils sont assignés pour l'interruption des courants de défaut issus du groupe photovoltaïque et de toute autre source d'alimentation connectée, par exemple une batterie, un générateur ou le secteur, s'il est présent;
- ils sont d'un type qui assure la protection contre les surintensités et les courants de court-circuit et qui convient aux systèmes photovoltaïques conformes à l'IEC 60269-6.

Lorsque les fusibles constituent un moyen de sectionnement et lorsqu'une capacité de coupure de charge est exigée, l'utilisation d'interrupteurs-sectionneurs à fusible (unités à combinés-fusibles) est recommandée.

7.3.5.3 Socles pour fusibles et porte-fusibles

Les socles pour fusibles et les porte-fusibles doivent être conformes aux exigences suivantes:

- ils offrent un courant assigné supérieur ou égal à celui de l'élément de remplacement correspondant;
- ils ne doivent pas modifier les caractéristiques standard ou assignées des fusibles;
- ils offrent une protection adaptée à leur emplacement et correspondant au moins à IP2X, même si l'élément de remplacement ou le support est retiré. Pour les emplacements qui exigent d'être accessibles via un outil et lorsque le porte-fusible offre une protection inférieure à IP2X, un cache de protection complémentaire peut être utilisé afin d'assurer la protection IP2X.

7.3.6 Sectionneurs et interrupteurs-sectionneurs

Tous les sectionneurs doivent être conformes aux exigences suivantes:

- ne pas intégrer de partie métallique active accessible à l'état connecté ou déconnecté;
- présenter un courant assigné supérieur ou égal à celui du dispositif de protection contre les surintensités associé ou, en l'absence d'un tel dispositif, un courant assigné supérieur ou égal au courant minimal admissible exigé du circuit sur lequel ils sont installés, conformément au Tableau 5.

Les interrupteurs-sectionneurs doivent être certifiés selon les normes IEC 60947-1 et l'IEC 60947-3, et disposer de mécanismes avec manœuvre indépendante manuelle.

De plus, les interrupteurs-sectionneurs à coupure de charge utilisés comme protection et/ou moyen de déconnexion doivent être conformes aux exigences suivantes:

- a) ne pas être sensibles à la polarité (dans un groupe photovoltaïque, les courants de défaut peuvent circuler à l'inverse des courants de fonctionnement normaux);
- b) être assignés pour couper les courants de pleine charge et les courants de défaut présumés qui proviennent du groupe photovoltaïque et de toute autre source d'alimentation connectée, par exemple une batterie, un générateur ou le réseau électrique, s'il est présent;
- c) lorsqu'une protection contre les surintensités est intégrée, elle doit être assignée conformément au 6.5.5;
- d) couper l'ensemble des conducteurs actifs simultanément.

Les interrupteurs-sectionneurs de groupes photovoltaïques doivent couper l'ensemble des conducteurs (y compris les conducteurs mis à la terre de façon fonctionnelle).

Les connexions par fiche destinées aux coupures sous charge peuvent également remplacer les interrupteurs-sectionneurs lorsqu'un niveau de sécurité équivalent peut être assuré.

NOTE Seules les fiches et les prises spécialement conçues permettent de couper les charges en toute sécurité. Les fiches et les prises qui ne sont pas spécialement conçues pour couper les charges lorsque la déconnexion a lieu sous charge présentent un risque pour la sécurité et endommagent généralement la connexion, ce qui dégradera la qualité de la connexion électrique et pourra entraîner un échauffement de la connexion.

7.3.7 Câbles

7.3.7.1 Taille

7.3.7.1.1 Généralités

Les tailles des câbles de chaîne photovoltaïque, des câbles de sous-groupe photovoltaïque et des câbles principaux de groupe photovoltaïque doivent être déterminées en tenant compte des éléments suivants:

- a) les caractéristiques assignées de protection contre les surintensités, le cas échéant;
- b) le courant minimal assigné (voir Tableau 5);
- c) la chute de tension et le courant de défaut présumé.

La plus grande section de câble obtenue à partir de ces critères doit être appliquée.

Les groupes photovoltaïques qui ne sont pas raccordés à des batteries sont des systèmes limités en courant, mais du fait de la connexion parallèle des chaînes et des sous-groupes, des courants anormalement élevés peuvent circuler dans les câbles du groupe en présence d'une condition de défaut. La protection contre les surintensités est spécifiée si les circonstances l'exigent; les câbles doivent en outre être capables de supporter le courant le plus défavorable issu de n'importe quelle partie éloignée du groupe et qui traverse le dispositif de protection contre les surintensités le plus proche, augmenté du courant le plus défavorable fourni par n'importe quel ensemble de chaînes parallèles adjacentes.

7.3.7.1.2 Courants admissibles

Les tailles de câble minimales du câblage du groupe photovoltaïque, basées sur CCC, doivent se baser sur une valeur en cours calculée à partir du Tableau 5, mais aussi de la capacité actuelle des câbles, comme spécifié dans l'IEC 60287 (toutes les parties). Des facteurs de déclassement du câble qui étudient l'emplacement du câble et la méthode d'installation, conformément à l'IEC 60364-5-52, doivent être appliqués.

Les variations et les considérations complémentaires relatives aux centrales photovoltaïques à grande échelle montées au sol avec accès limité au personnel seront traitées dans la future publication IEC TS 62738.

Pour certaines technologies de module photovoltaïque, $I_{SC\ MOD}$ est supérieur à la valeur assignée nominale au cours des premières semaines ou des premiers mois d'utilisation. Pour d'autres technologies, $I_{SC\ MOD}$ augmente au fil du temps. Il convient d'en tenir compte au moment d'établir les valeurs d'un câble.

Tableau 5 – Valeurs assignées minimales du courant des circuits

Circuit concerné	Protection	Courant minimal qu'il convient d'utiliser pour choisir la section transversale du câble et/ou d'autres valeurs assignées du circuit ^{a, b}
Chaîne photovoltaïque	Protection contre les surintensités des chaînes photovoltaïques <u>non</u> fournie	<p>Systèmes qui n'utilisent pas de DCU:</p> <p>Groupe à chaîne unique: $1,25 \times I_{SC\ MOD}$</p> <p>Tous les autres cas:</p> $I_n + 1,25 \times I_{SC\ MOD} \times (N_{PO} - 1)$ <p>où</p> <p>I_n est le courant assigné du dispositif de protection contre les surintensités en aval le plus proche;</p> <p>N_{PO} est le nombre total de chaînes connectées en parallèle, protégées par le dispositif de protection contre les surintensités le plus proche.</p> <p>NOTE</p> <p>a) La protection contre les surintensités en aval la plus proche peut être la protection du sous-groupe; en l'absence de celle-ci, il peut s'agir de la protection contre les surintensités du groupe, si elle est présente.</p> <p>b) Si aucune protection contre les surintensités n'est utilisée dans l'ensemble du groupe, N_{PO} est le nombre total de chaînes connectées en parallèle dans le groupe photovoltaïque complet, et le courant assigné (I_n) du dispositif de protection contre les surintensités le plus proche est remplacé par zéro.</p>
		<p>Systèmes dans lesquels les modules sont reliés par un DCU:</p> <p>Pour les chaînes avec DCU, le courant minimal assigné doit être conforme à 5.1.5.2.</p>
	Protection contre les surintensités des chaînes photovoltaïques fournie	Courant assigné (I_n) du dispositif de protection contre les surintensités des chaînes photovoltaïques (voir 6.5)
Sous-groupe photovoltaïque	Protection contre les surintensités de sous-groupe photovoltaïque <u>non</u> fournie	<p>La plus haute des deux valeurs suivantes:</p> <p>a) Courant assigné (I_n) du dispositif de protection contre les surintensités de sous-groupe photovoltaïque + $1,25 \times$ somme des courants de court-circuit de tous les autres sous-groupes</p> <p>b) $1,25 \times I_{SC\ S-ARRAY}$ (du groupe concerné)</p> <p>NOTE Si la protection contre les surintensités de groupe photovoltaïque n'est pas utilisée, I_n est remplacé par zéro dans l'équation (a).</p>
	Protection contre les surintensités de sous-groupe photovoltaïque fournie	Courant assigné (I_n) du dispositif de protection contre les surintensités de sous-groupe photovoltaïque (voir 6.5)
Groupe photovoltaïque	Protection contre les surintensités des groupes photovoltaïques <u>non</u> fournie	$1,25 \times I_{SC\ ARRAY}$
	Protection contre les surintensités des groupes photovoltaïques fournie	Courant assigné (I_n) du dispositif de protection contre les surintensités des groupes photovoltaïques (voir 6.5)
<p>^a La température de fonctionnement des modules photovoltaïques, donc celle des câbles associés à ces modules, peut être sensiblement plus élevée que la température ambiante. Il convient d'envisager une température de fonctionnement minimale égale à la température ambiante maximale prévue +40 °C pour les câbles installés à proximité des modules photovoltaïques ou en contact avec ceux-ci.</p> <p>^b L'emplacement et la méthode d'installation des câbles (enfermés, fixés par des attaches, enterrés, etc.) doivent également être pris en considération au moment de déterminer les caractéristiques assignées des câbles. Les recommandations du fabricant des câbles doivent également être prises en considération au moment de déterminer les valeurs en fonction de la méthode d'installation.</p>		

Si un onduleur ou tout autre équipement de conversion de puissance permet de fournir un courant de retour au groupe dans des conditions de défaut, la valeur de ce courant de retour doit être prise en considération dans tous les calculs des valeurs assignées des courants de circuit. Dans certaines circonstances, le courant de retour aux valeurs des circuits déterminées dans le Tableau 5 devra être ajouté.

NOTE Le courant de retour assigné d'un équipement de conversion de puissance est une valeur exigée par l'IEC 62109-1.

7.3.7.2 Type

Les câbles utilisés dans le groupe photovoltaïque doivent

- être adaptés pour une utilisation en courant continu,
- présenter une tension assignée supérieure ou égale à la tension maximale d'un groupe photovoltaïque déterminée en 7.2, et
- présenter une température assignée adaptée à leur utilisation.

Les modules photovoltaïques fonctionnent fréquemment à des températures d'environ 40 °C supérieures à la température ambiante. Les caractéristiques assignées de l'isolation des câbles installés à proximité des modules photovoltaïques ou en contact avec ceux-ci doivent être définies en conséquence.

- S'ils sont exposés à l'environnement, être résistants aux UV, être protégés des rayons UV par une protection appropriée ou être installés dans un conduit résistant aux UV.
- Être résistants à l'eau.
- Dans tous les systèmes fonctionnant à des tensions supérieures à CTD-A, les câbles doivent être choisis de façon à réduire le plus possible les risques de défaut à la terre et de courts-circuits. A cet effet, des câbles renforcés ou à double isolation sont généralement choisis, en particulier s'ils sont destinés à être exposés ou disposés dans des chemins ou conduits métalliques. La protection du câblage peut également être renforcée comme indiqué dans les exemples de la Figure 9.
- Lorsqu'il est prévu que le câble se déplace, le conducteur du câble doit être flexible (classe 5 de l'IEC 60228). De tels câbles sont exigés dans les cas suivants, par exemple: câbles de chaînes, suiveurs, câbles reliés à l'aide de fiches et de prises.
- Lorsqu'il n'est pas prévu que le câble se déplace, le conducteur du câble peut être à âme divisée (classe 2 de l'IEC 60228) ou flexible (classe 5 de l'IEC 60228).

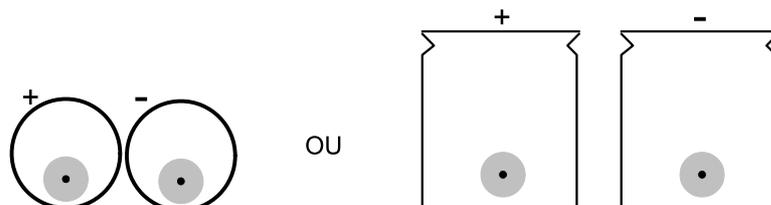
Il convient que les câbles des installations mobiles (à savoir les câbles souples) soient conformes à la norme EN 50618 ou UL 4703.

NOTE L'IEC 62930, concernant les câbles électriques pour systèmes photovoltaïques, est en cours de développement.



IEC

Figure 9a – Câble à un ou plusieurs conducteurs, dont chaque conducteur est à la fois isolé et blindé



IEC

Figure 9b – Câble à un conducteur, dans un conduit ou une goulotte isolé(e) approprié(e)

Figure 9 – Exemples de protection renforcée du câblage

7.3.7.3 Méthode de mise en place

Les exigences générales de l'IEC 60364-5-52 doivent être prises en considération.

Les câbles doivent être soutenus, de façon à ne pas subir de fatigue due aux effets du vent ou de la neige. Ils doivent également être protégés des bords acérés. Les méthodes de sécurisation doivent prévenir la détérioration des câbles liée à une contrainte excessive, une tension de charge ou une courbure nette (voir instructions du fabricant relatives au rayon de courbure minimal admissible). Les câbles doivent être soutenus de telle sorte que leurs propriétés et que leurs exigences d'installation soient garanties au cours de la vie de l'installation photovoltaïque. Les conduits et les goulottes exposés à la lumière solaire doivent être résistants aux UV.

Des colliers ne doivent pas être utilisés comme support principal si leur durée de vie n'est pas supérieure ou égale à celle du système ou à la durée de la période de maintenance. Lorsque des colliers sont utilisés comme support, ils doivent être installés de manière à ne pas endommager le câble.

NOTE Les conduits, les goulottes et les colliers en plastique installés sous un groupe peuvent également être exposés au rayonnement UV par réflexion. Les colliers métalliques peuvent avoir des arêtes tranchantes qui, au fil du temps et en fonction des effets du vent, peuvent endommager les câbles.

7.3.8 Séparation des circuits à courant alternatif et à courant continu

Outre les exigences décrites dans l'IEC 60364, une séparation doit être assurée entre les circuits en courant continu et en courant alternatif, conformément aux exigences relatives à la séparation des différents niveaux de tension.

NOTE Cette exigence impose de maintenir une double isolation à la tension la plus élevée entre les circuits en courant continu et en courant alternatif.

7.3.9 Fiches, prises et leur connectique associée

Les fiches, les prises et leur connectique associée appariés dans un système photovoltaïque doivent être du même type et du même fabricant. Par exemple, une fiche d'un fabricant donné ne doit pas être utilisée avec une prise d'un autre fabricant pour réaliser une connexion.

Les fiches, les prises et leur connectique associée doivent être conformes aux exigences suivantes:

- ils sont conformes à l'IEC 62852;
- ils sont assignés pour une utilisation en courant continu;
- ils ont une tension assignée supérieure ou égale à la tension maximale d'un groupe photovoltaïque déterminée en 7.2;
- ils sont protégés de tout contact avec des parties actives à l'état connecté ou déconnecté (par exemple, enveloppés);
- ils offrent un courant assigné supérieur ou égal au courant admissible pour le circuit sur lequel ils sont installés (voir Tableau 5);
- ils sont capables d'accepter le câble utilisé pour le circuit sur lequel ils sont installés;
- ils exigent une force délibérée pour être séparés;
- s'ils sont accessibles à des personnes non formées, ils doivent être d'un type à verrouillage, qui exige deux actions indépendantes ou un outil pour être déconnecté;
- ils ont une température adaptée à l'emplacement où ils sont installés;
- s'ils sont multipôles, ils sont polarisés;
- ils sont conformes à la classe II pour les systèmes exploités à des tensions supérieures à CTD-A;
- s'ils sont exposés à l'environnement, ils sont assignés pour une utilisation extérieure, résistants aux UV et d'un degré IP adapté à l'emplacement;
- ils doivent être installés de façon à réduire le plus possible les efforts sur les connecteurs (par exemple en soutenant le câble de part et d'autre du connecteur);
- les fiches et les prises normalement utilisées pour brancher les équipements ménagers sur l'alimentation en courant alternatif basse tension ne doivent pas être utilisées sur les groupes photovoltaïques.

NOTE Cette exigence vise à éviter toute confusion entre les circuits en courant continu et en courant alternatif au sein d'une installation.

7.3.10 Câblage dans les boîtiers de combinateur

Dans la mesure du possible, il convient de mettre en place une séparation entre les conducteurs positifs et négatifs dans les boîtiers de combinateur afin de réduire le plus possible tout risque d'apparition d'arcs en courant continu entre ces conducteurs.

7.3.11 Diodes de dérivation

Des diodes de dérivation peuvent être utilisées pour empêcher toute polarisation inverse des modules photovoltaïques, donc l'apparition de points chauds. Si des diodes de dérivation externes sont utilisées sans être intégrées dans l'encapsulation du module photovoltaïque ou sans faire partie des boîtes de jonction montées en usine, elles doivent être conformes aux exigences suivantes:

- avoir une tension d'au moins $2 \times U_{OC\ MOD}$ du module protégé;
- avoir un courant d'au moins $1,4 \times I_{SC\ MOD}$;
- être installées conformément aux recommandations du fabricant du module photovoltaïque;
- être installées de façon à ce qu'aucune partie sous tension ne soit exposée;
- être protégées de la dégradation due aux facteurs environnementaux.

7.3.12 Diodes antiretour

Des diodes antiretour peuvent être utilisées pour prévenir les courants inverses dans des sections d'un groupe photovoltaïque.

Dans certains pays, les diodes antiretour sont admises pour remplacer une protection contre les surintensités. Dans d'autres pays, les diodes ne sont pas considérées comme assez fiables pour remplacer un système de protection contre les surintensités, car leur mode de défaillance consiste généralement à se mettre en court-circuit en cas de tension transitoire. Il convient de tenir compte des exigences spécifiques du pays dans la conception d'un système.

Dans les systèmes équipés de batteries, il convient de mettre en œuvre un dispositif visant à éviter les courants de fuite inverses allant des batteries au groupe pendant la nuit. Il existe un certain nombre de solutions pour réaliser cela, notamment les diodes antiretour.

Si des diodes antiretour sont utilisées, elles doivent être conformes aux exigences suivantes:

- avoir une tension assignée d'au moins $2 \times$ la tension maximale d'un groupe photovoltaïque déterminée en 7.2;
- présenter un courant assigné I_{MAX} au moins égal à 1,4 fois le courant de court-circuit dans les conditions normales d'essai du circuit qu'elles sont destinées à protéger, c'est-à-dire:
 - $1,4 \times I_{SC\ MOD}$ pour chaînes photovoltaïques;
 - $1,4 \times I_{SC\ S-ARRAY}$ pour sous-groupes photovoltaïques;
 - $1,4 \times I_{SC\ ARRAY}$ pour chaînes photovoltaïques;
- être installées de façon qu'aucune partie sous tension ne soit exposée;
- être protégées de la dégradation due aux facteurs environnementaux.

S'il existe une possibilité de courant de court-circuit élevé au niveau du module photovoltaïque, liée à la réflexion de la neige ou à d'autres conditions, il convient que le facteur de calcul d' I_{MAX} soit supérieur à 1,4. Dans le cas de la neige, par exemple, le courant de court-circuit est affecté par la température ambiante, l'angle d'inclinaison et l'azimut du module photovoltaïque, la réflexion de la neige, les caractéristiques géographiques, etc. I_{MAX} est défini en fonction des conditions climatiques, etc.

L'utilisation de diodes antiretour est décrite à l'Annexe C.

7.3.13 Equipement de conversion de puissance (PCE) avec unité de traitement en courant continu (DCU)

L'ensemble des PCE et des DCU doivent être conformes à l'IEC 62109-1 et les onduleurs doivent être conformes à l'IEC 62109-2.

L'entrée photovoltaïque des DCU et des PCE doit être assignée pour

- la tension maximale en circuit ouvert du circuit d'entrée connecté.

L'entrée photovoltaïque des DCU et des PCE doit présenter une valeur assignée de $I_{SC\ PV}$, comme défini dans l'IEC 62109-1,

- au moins 1,25 fois le courant de court-circuit du circuit d'entrée connecté dans les conditions normales d'essai, à moins qu'une protection supplémentaire contre les surintensités assignées pour protéger le PCE ne soit fournie.

7.4 Exigences pour l'emplacement et l'installation

7.4.1 Moyens de déconnexion

7.4.1.1 Généralités

Des moyens de déconnexion doivent être mis en place dans les groupes photovoltaïques conformément au Tableau 6 pour isoler le groupe photovoltaïque de l'équipement de

conversion de puissance et vice versa, mais aussi pour permettre l'exécution sûre des tâches de maintenance et d'inspection.

Le moyen de déconnexion du PCE doit être accessible et satisfaire aux exigences d'interrupteur-sectionneur (voir 7.3.6).

NOTE Les codes d'installation locaux peuvent autoriser l'installation de certains types de systèmes sans sectionneur en courant continu entre les modules et le PCE, par exemple en dessous de certains seuils de tension et de courant, lorsque les sectionneurs en courant continu sont fournis ailleurs dans le système ou si un système composé d'une prise et d'un connecteur utilisé est assigné pour une coupure sous la charge ou dispose d'un moyen de vérifier qu'aucun courant de charge ne passe avant l'ouverture du connecteur.

7.3.6 permet l'utilisation de connecteurs à coupure de charge à la place des interrupteurs-sectionneurs, sous réserve que les conditions énoncées dans 7.3.6 soient respectées.

7.4.1.2 Interrupteur-sectionneur pour un équipement de conversion de puissance (PCE)

Excepté dans le cas d'un PCE intégré à des modules non équipé d'un dispositif de déconnexion entre le module photovoltaïque et le PCE, le PCE doit pouvoir être isolé de toutes les phases du groupe photovoltaïque de telle sorte que la maintenance du PCE puisse être réalisée sans risque électrique.

NOTE Les PCE intégrés à un module sont les PCE fixés de manière permanente à un module (par exemple, un PCE lié à une couche arrière photovoltaïque).

La réparation des petits PCE consiste souvent à remplacer le PCE, tandis que la réparation des PCE plus gros consiste souvent à remplacer les composants internes. Pour les PCE réparés par remplacement, l'une des méthodes de déconnexion suivantes doit être utilisée:

- a) un interrupteur-sectionneur adjacent et physiquement séparé; ou
- b) un interrupteur-sectionneur mécaniquement connecté au PCE et qui permet de retirer le PCE de la section contenant l'interrupteur-sectionneur sans risque électrique; ou
- c) un interrupteur-sectionneur situé à l'intérieur du PCE, si le PCE inclut un mode de sectionnement qui ne peut être activé que lorsque l'interrupteur-sectionneur est en position ouverte (c'est-à-dire que la section remplaçable du PCE ne peut être ouverte ou retirée que si l'interrupteur-sectionneur est en position ouverte); ou
- d) un interrupteur-sectionneur situé à l'intérieur du PCE, si le PCE inclut un mode de sectionnement qui ne peut être activé qu'avec un outil et qui comporte un élément de signalisation ou un texte d'avertissement bien visible, donnant l'instruction suivante: "Ne pas déconnecter en charge".

Pour les PCE réparés par remplacement de composants internes, l'interrupteur-sectionneur doit être situé de telle sorte que la maintenance du PCE (par exemple, remplacement d'un module onduleur, remplacement de ventilateurs, nettoyage de filtres) soit possible sans risque de dangers électriques. Cet interrupteur-sectionneur peut se trouver dans la même enveloppe que le PCE sous réserve qu'une protection contre le contact involontaire avec les pièces restant sous tension soit assurée lorsque l'interrupteur-sectionneur est ouvert.

7.4.1.3 Installation

Des disjoncteurs dotés des caractéristiques assignées appropriées et des caractéristiques décrites en 7.3.4, utilisés pour la protection contre les surintensités, peuvent également assurer la déconnexion par coupure de charge.

L'emplacement des dispositifs de protection contre les surintensités doit être conforme au 6.5.7.

Tableau 6 – Exigences relatives aux dispositifs de déconnexion dans les installations de groupes photovoltaïques

Tension du groupe photovoltaïque	Circuit ou sous-circuit	Moyens de sectionnement	Exigence
CTD-A	Câble de chaîne	Dispositif de coupure	Recommandé ^a
	Câble de sous-groupe	Dispositif de coupure	Exigé
	Câble principal du groupe	Interrupteur-sectionneur	Exigé
CTD-B et C	Câble de chaîne	Dispositif de déconnexion ^a	Recommandé ^a
	Câble de sous-groupe	Dispositif de déconnexion ^a	Exigé
		Interrupteur-sectionneur	Recommandé
	Câble principal du groupe	Interrupteur-sectionneur	Exigé

^a Un connecteur à fiche et prise gainées (conducteurs impossibles à toucher), une unité de combinaison de fusibles, un porte-fusibles, un élément de remplacement amovible et un isolateur constituent des exemples de dispositifs de déconnexion appropriés. La capacité de ces dispositifs à couper le courant de charge doit être conforme aux indications du tableau.

Il convient que les dispositifs de déconnexion ne permettant pas d'assurer la coupure de charge comportent un marquage indiquant qu'ils ne sont pas en mesure d'assurer la coupure de charge et ne soient pas facilement accessibles.

Un interrupteur-sectionneur supplémentaire en courant continu peut être spécifié pour les systèmes équipés de longs câbles en courant continu déployés dans les bâtiments. Ce commutateur est généralement utilisé au point où le câble entre dans le bâtiment.

Si plusieurs dispositifs de déconnexion de sous-groupes sont installés à proximité de l'équipement de conversion de puissance (c'est-à-dire dans les 2 m, directement visibles), aucun câble principal de groupe photovoltaïque n'est nécessaire; aucun commutateur de coupure de charge de groupe photovoltaïque n'est donc nécessaire. Dans ce cas, les commutateurs des sous-groupes doivent être des commutateurs à coupure de charge. Cela s'applique également aux dispositifs de déconnexion de sous-groupe à distance dont les combineurs sont éloignés du PCE. Le cas échéant, une déconnexion à distance est autorisée avec envoi de l'indication de l'activation de la fonction de déconnexion au PCE.

Lorsque plusieurs dispositifs de déconnexion sont exigés pour isoler un équipement de conversion de puissance, il doit s'agir d'interrupteurs-sectionneurs qui doivent

- être associés de façon à fonctionner simultanément, ou
- être regroupés en un emplacement commun; une signalisation d'avertissement doit indiquer la nécessité d'isoler les différentes alimentations pour isoler l'équipement.

Lorsque le Tableau 6 l'exige, les dispositifs de déconnexion doivent être installés sur l'ensemble des conducteurs actifs, à l'exception de l'interrupteur-sectionneur du groupe photovoltaïque qui doit fonctionner sur l'ensemble des conducteurs, y compris le conducteur mis à la terre de façon fonctionnelle.

Lorsque la coupure de charge (interrupteur-sectionneur) constitue une exigence, cette fonction doit être intégrée à chaque conducteur et les dispositifs de commutation doivent être associés de telle sorte que toutes les phases de commutation des conducteurs fonctionnent simultanément.

7.4.2 Agencements de la mise à la terre et des liaisons équipotentielles

7.4.2.1 Généralités

Les options suivantes sont disponibles pour la mise à la terre ou la liaison d'un groupe photovoltaïque:

- a) Mise à la terre fonctionnelle des parties de courant non admissible (pour permettre une meilleure détection des chemins de fuite vers la terre, par exemple). La mise à la terre/la liaison équipotentielle des masses d'un groupe photovoltaïque doit être réalisée conformément aux exigences de respecter la conformité aux exigences de la Figure 10.
- b) Mise à la terre pour protection contre la foudre.
- c) Liaison équipotentielle destinée à éviter la présence de potentiels irréguliers à travers l'installation.
- d) Mise à la terre fonctionnelle d'un pôle de transport du courant du groupe photovoltaïque, appelé groupe photovoltaïque mis à la terre de façon fonctionnelle. Voir 7.4.2.4.3 et 7.4.2.4.4 pour plus d'informations.

NOTE Certains types de modules exigent une mise à la terre pour bien fonctionner. Cette mise à la terre est considérée comme une mise à la terre fonctionnelle uniquement.

Un conducteur de terre peut assurer une ou plusieurs de ces fonctions dans une installation. Les dimensions et l'emplacement du conducteur sont étroitement liés à sa fonction.

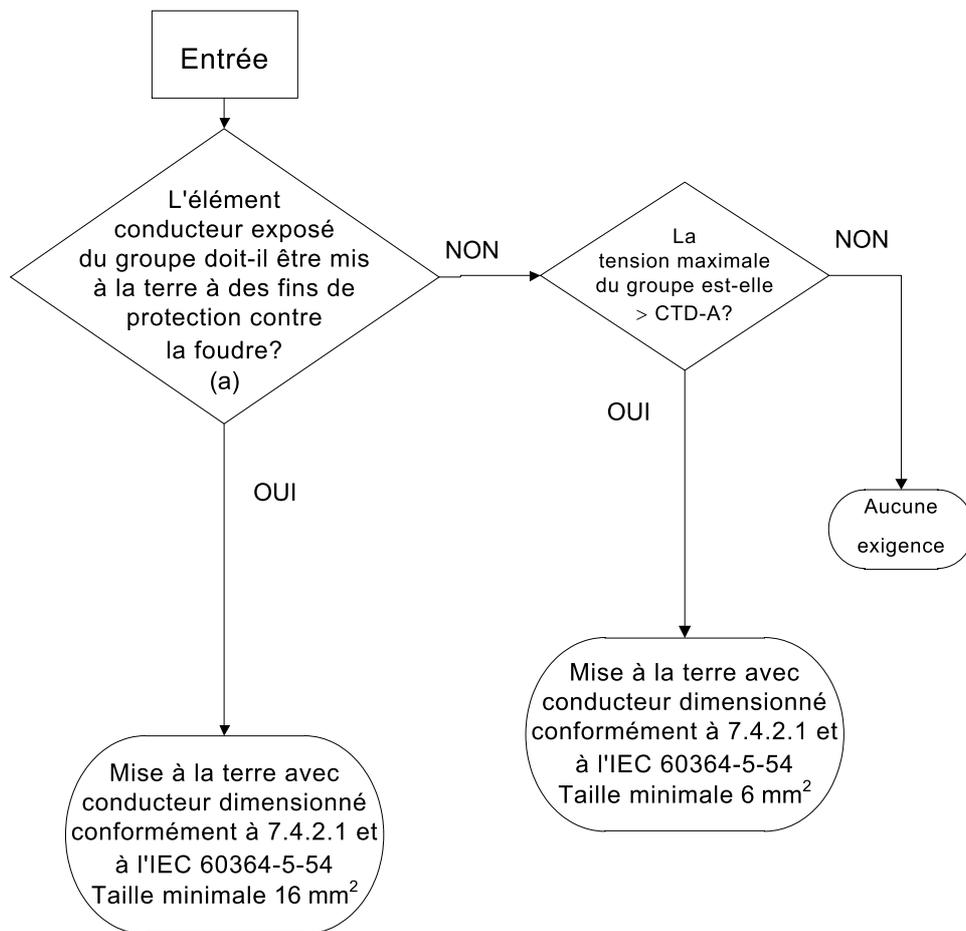
L'Annexe B fournit des exemples de systèmes photovoltaïques mis à la terre de façon fonctionnelle.

7.4.2.2 Taille du conducteur de liaison

Le conducteur utilisé pour mettre à la terre les bâtis métalliques exposés du groupe photovoltaïque doit avoir une taille minimale de 6 mm² et être en cuivre ou matériau équivalent.

Dans certaines configurations de systèmes, la taille minimale du conducteur peut devoir être supérieure à cause des exigences du système de protection contre la foudre (voir Figure 10).

La Figure 11 montre un exemple d'exigences de mise à la terre pour les masses d'un groupe photovoltaïque.

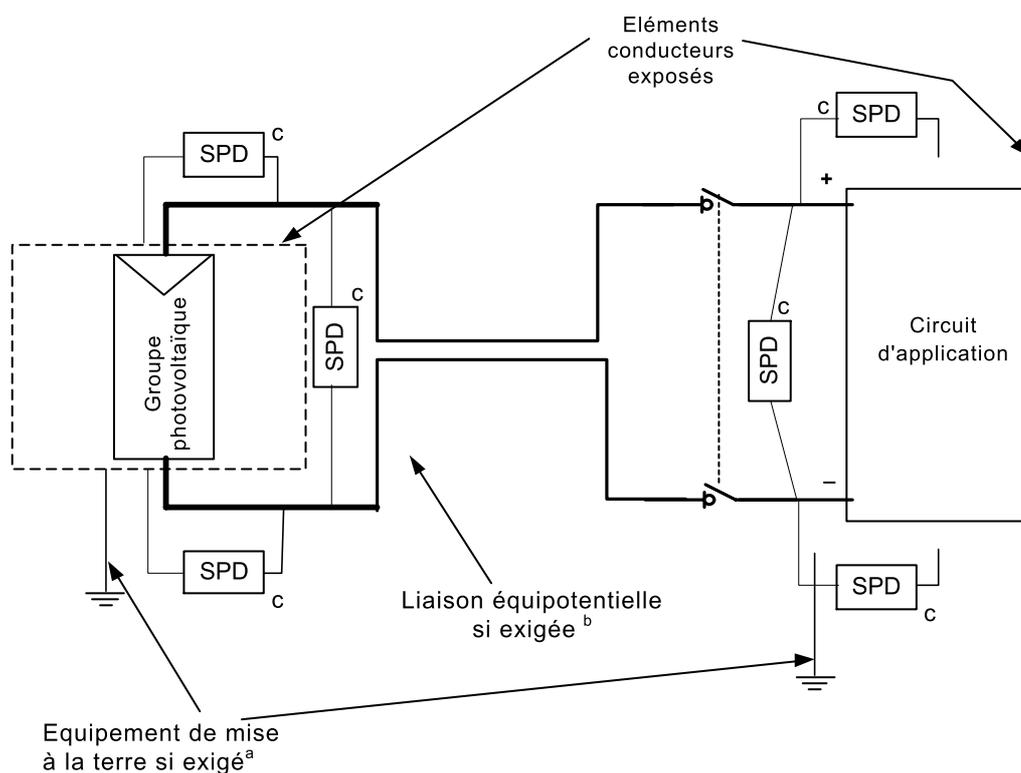


IEC

NOTE Pour réaliser la mise à la terre sur le terrain, voir l'IEC 62305-3.

- a Pour répondre à cette question, voir les recommandations des normes IEC 62305-2 et IEC 62305-3 ou consulter les informations locales indiquant le nombre de jours d'orage par an et différentes caractéristiques concernant la foudre. Il convient que l'évaluation englobe la position relative du groupe photovoltaïque par rapport à d'autres bâtiments et structures capables de protéger le groupe photovoltaïque de la foudre.

Figure 10 – Arbre de décision de mise à la terre/liaison fonctionnelle pour les masses d'un groupe photovoltaïque



IEC

- ^a Les connexions de mise à la terre représentées dans ce schéma sont toutes des connexions de mise à la terre fonctionnelle. Les connexions de bâti métallique exposées peuvent également être exigées pour la protection contre la foudre.
- ^b Une liaison équipotentielle entre le groupe photovoltaïque et le circuit d'application est essentielle pour protéger l'équipement électrique des surtensions causées par la foudre. Il convient que le conducteur de liaison équipotentielle soit déployé aussi près que possible des conducteurs sous tension pour réduire les boucles de câblage.
- ^c Dispositifs parafoudres (SPD).

Figure 11 – Mise à la terre des masses d'un groupe photovoltaïque

Une impédance élevée doit exister entre tous les conducteurs sous tension et les conducteurs de mise à la terre de l'équipement.

7.4.2.3 Electrode de mise à la terre séparée

Si une prise de terre séparée est fournie pour le groupe photovoltaïque, cette prise doit être connectée à la borne principale de terre de l'installation électrique par les conducteurs de liaison équipotentielle principaux.

Voir recommandations concernant la conception des électrodes de protection contre la foudre dans l'IEC 62305-3.

7.4.2.4 Liaisons équipotentielles

7.4.2.4.1 Généralités

Il existe deux formes de liaison équipotentielle: la liaison équipotentielle principale et la liaison équipotentielle supplémentaire.

La liaison équipotentielle principale désigne la connexion des masses à la borne principale de terre. Ces conducteurs sont appelés "conducteurs de liaison équipotentielle principale".

La liaison équipotentielle supplémentaire désigne la connexion des masses aux masses et/ou aux éléments conducteurs étrangers. La liaison équipotentielle supplémentaire peut être exigée pour maintenir l'amplitude des tensions entre masses et/ou éléments conducteurs étrangers simultanément exposés suffisamment basse pour éviter les chocs électriques.

La liaison du bâti de groupe photovoltaïque doit être réalisée conformément à l'arbre de décision présenté à la Figure 10.

7.4.2.4.2 Conducteurs de liaison du groupe photovoltaïque

Les conducteurs de liaison des groupes photovoltaïques doivent être déployés aussi près que possible des conducteurs positifs et négatifs des groupes ou sous-groupes photovoltaïques, afin de réduire les tensions induites dues à la foudre.

7.4.2.4.3 Borne de mise à la terre fonctionnelle du groupe photovoltaïque

Si le groupe photovoltaïque est relié à la terre, comme décrit en 7.4.2.1 d), la connexion à la terre doit être effectuée en un point unique et ce point doit être relié à la borne principale de terre de l'installation électrique.

Certaines installations électriques peuvent avoir des bornes de mise à la terre secondaire. La mise à la terre fonctionnelle photovoltaïque à des bornes de mise à la terre secondaire est acceptable à condition que cette utilisation ait été à l'étude.

La connexion de la mise à la terre fonctionnelle peut être établie au sein du PCE.

Dans les systèmes sans batteries, la mise à la terre doit se situer entre le groupe photovoltaïque et l'équipement de conversion de puissance, aussi près que possible de l'équipement de conversion de puissance.

Dans les systèmes à accumulateurs, la connexion à la terre doit être située entre le dispositif de commande de la charge et le dispositif de protection de l'accumulateur.

NOTE Si, dans certains pays, les dispositifs de sectionnement sont exigés/autorisés pour interrompre les conducteurs de mise à la terre fonctionnelle, l'emplacement de la connexion de mise à la terre est important pour les coupures.

7.4.2.4.4 Conducteur de mise à la terre fonctionnelle du groupe photovoltaïque

Lorsqu'une mise à la terre fonctionnelle (une connexion de mise à la terre directe ou via une résistance) est utilisée pour connecter un des principaux conducteurs du groupe photovoltaïque à la terre, la capacité minimale de transport du courant du conducteur de mise à la terre fonctionnelle doit être

- supérieure ou égale à la valeur nominale du dispositif d'interruption du défaut à la terre fonctionnelle (voir 6.4.2.4) pour un système avec une mise à la terre fonctionnelle directe sans résistance, ou
- supérieure ou égale à $(\text{tension maximale du groupe photovoltaïque})/R$, où R est la valeur de résistance utilisée dans les séries avec mise à la terre fonctionnelle pour un système avec une mise à la terre fonctionnelle via une résistance de série.

En fonction du matériau et du type, de l'isolation, de l'identification, de l'installation et des connexions, les conducteurs de mise à la terre fonctionnelle doivent être conformes aux dispositions relatives aux conducteurs de mise à la terre fonctionnelle spécifiées dans les normes de câblage nationales ou, en l'absence de telles normes, aux dispositions définies dans l'IEC 60364-5-54.

Certaines technologies de module exigent une mise à la terre fonctionnelle sur le conducteur principal positif ou négatif du système afin de purger la charge des cellules photovoltaïques. Il s'agit d'une exigence fonctionnelle/opérationnelle, ou bien d'une exigence qui peut s'appliquer

pour empêcher la dégradation des cellules. Il convient que les instructions du fabricant soient suivies. Il convient également que, dès que cela est possible, la mise à la terre fonctionnelle qui permet de purger la charge des cellules se fasse via une résistance et non directement par la mise à la terre. Il convient que la valeur de résistance recommandée corresponde à la valeur de résistance la plus élevée autorisée selon les instructions du fabricant.

7.4.3 Système de câblage

7.4.3.1 Généralités

Le câblage des groupes photovoltaïques doit être effectué avec précautions (pour prévenir tout dommage) afin de réduire le plus possible toute éventualité de défaut entre phases ou phase-terre.

La polarité et le serrage des connexions doivent être vérifiés durant l'installation, afin de réduire les risques de défaut et l'apparition d'arcs durant la mise en service, l'utilisation et toute intervention de maintenance future.

7.4.3.2 Conformité aux normes de câblage

Le câblage du groupe photovoltaïque doit être conforme aux exigences de câblage et d'installation de ce document, ainsi qu'aux exigences de câblage des réglementations et des normes locales. En l'absence de norme et/ou de réglementation nationale, les systèmes de câblage utilisés dans les groupes photovoltaïques doivent être conformes à l'IEC 60364 (toutes les parties).

Une attention particulière doit être accordée à la protection des systèmes de câblage contre les influences extérieures.

7.4.3.3 Boucles de câblage

Pour réduire l'amplitude des surtensions induites par la foudre, il convient de disposer le câblage du groupe photovoltaïque de telle façon que la surface des boucles conductrices soit la plus réduite possible (par exemple, en disposant les câbles en parallèle, comme représenté à la Figure 12).

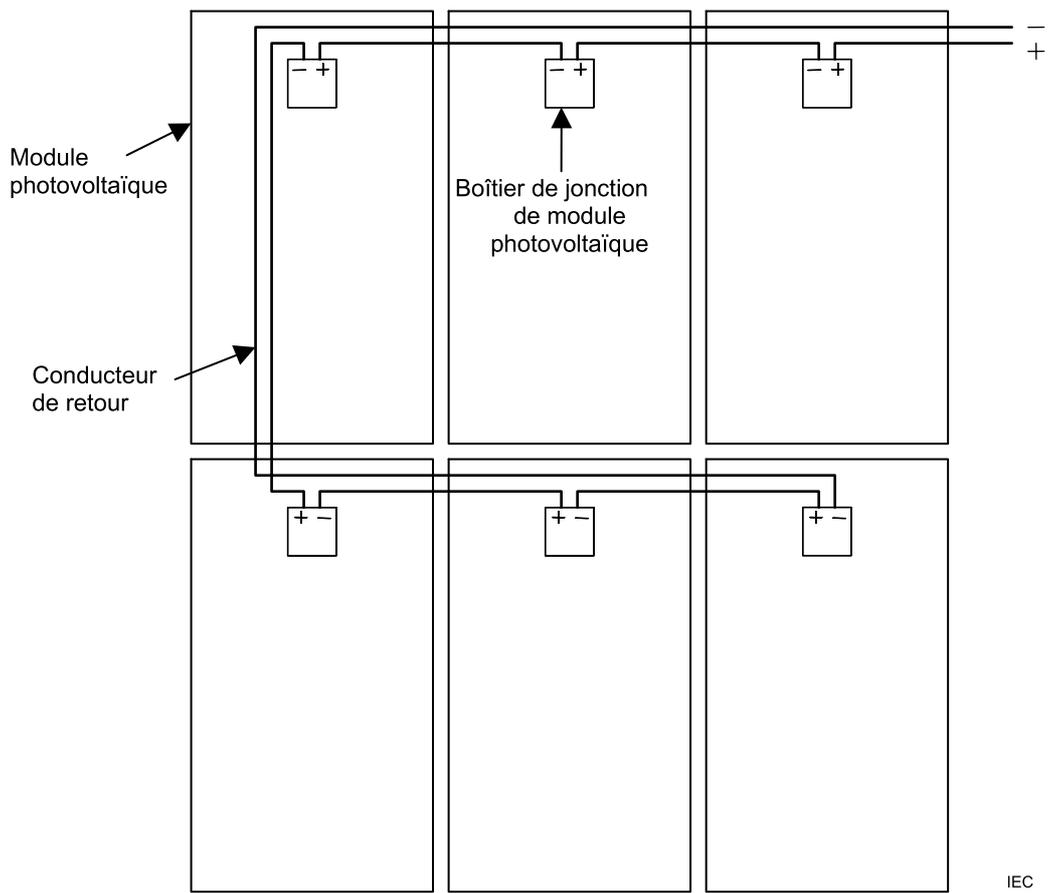


Figure 12 a) - Câblage surface de boucle minimum exemple 1

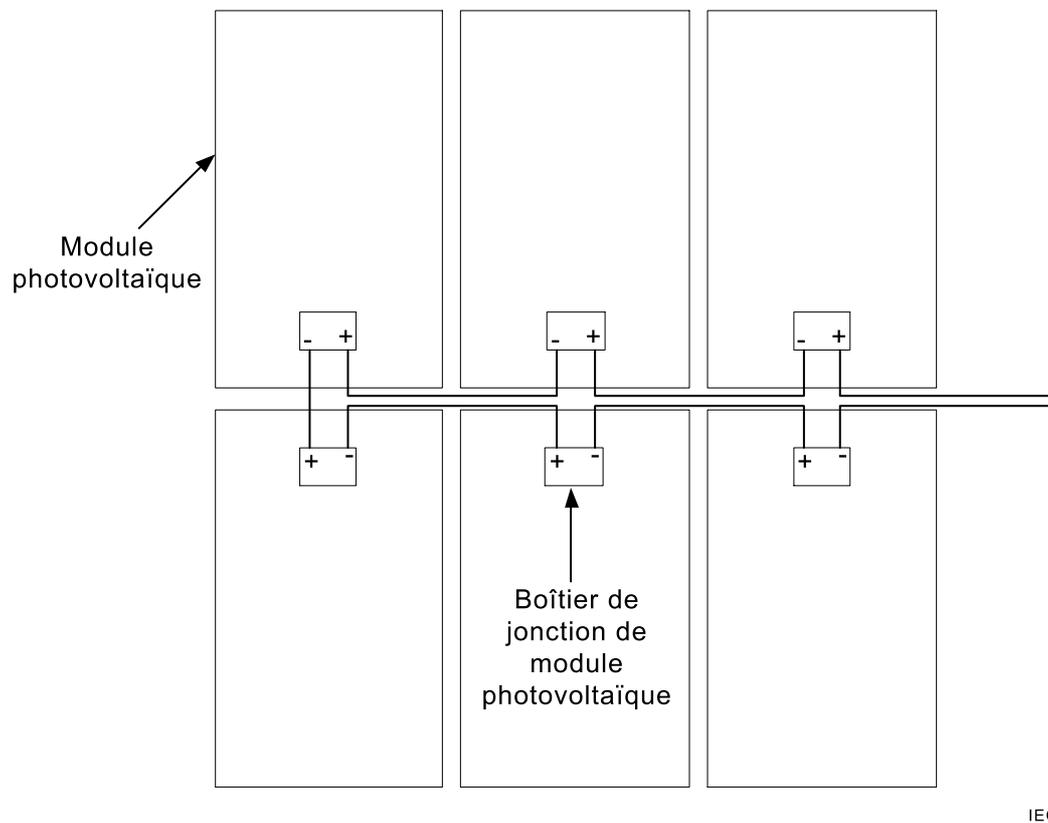


Figure 12 b) - Câblage surface de boucle minimum exemple 2

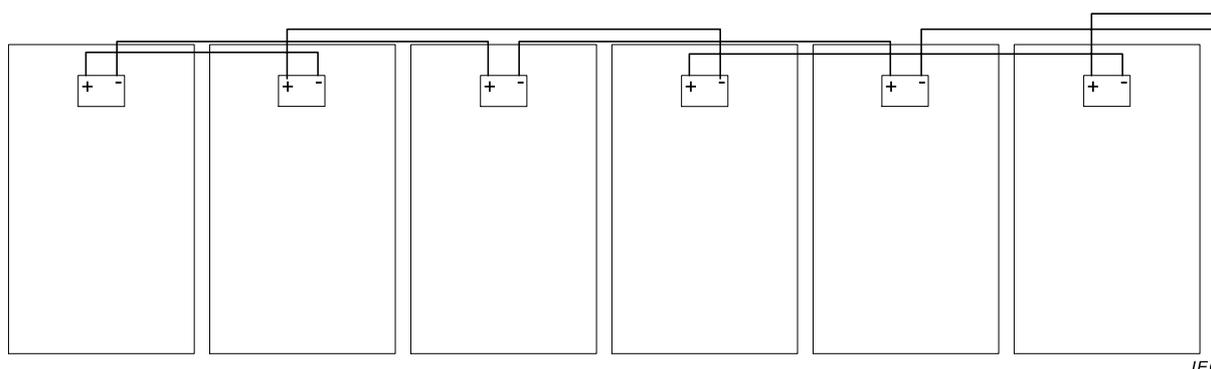


Figure 12 c) – Câblage surface de boucle minimum exemple 3

Figure 12 – Câblages de chaîne photovoltaïque avec surface de boucle minimale

7.4.3.4 Câblage de chaîne

Si le câblage des chaînes photovoltaïques entre les modules n'est pas protégé par un conduit ou toute autre enveloppe, en plus des exigences qui s'appliquent à l'ensemble du câblage du groupe, les exigences suivantes doivent également s'appliquer:

- câbles protégés contre les dommages mécaniques, et
- câbles fixés de façon à soulager les tensions mécaniques pour éviter que les conducteurs ne se déconnectent.

7.4.3.5 Installation du câblage dans les boîtiers de combineur

Les dispositions suivantes s'appliquent à l'installation de systèmes de câblage dans les boîtiers de combineur:

Si les conducteurs entrent dans un boîtier de combineur sans conduit, un système permettant de soulager la tension mécanique doit être utilisé pour éviter les déconnexions de câbles à l'intérieur du boîtier (par exemple, utilisation d'un connecteur à presse-étoupe).

Les entrées de câbles ne doivent pas diminuer le degré IP de l'enveloppe quand les câbles sont installés.

La condensation d'eau à l'intérieur des boîtiers de combineur peut poser problème à certains emplacements; il peut donc être nécessaire de prendre des dispositions afin d'évacuer les accumulations d'eau.

Pour les groupes photovoltaïques exploités à une tension supérieure à CTD-A, si un conducteur de retour est acheminé à travers les boîtiers de raccordement des modules et/ou les boîtiers de combineur, ce conducteur de retour doit être un câble à un conducteur et à double isolation; le câble et son isolation doivent maintenir l'état de double isolation sur toute la longueur du câble, en particulier en traversant les boîtes de jonction et de combineur (ces dispositions s'appliquent donc également à tous les raccordements).

7.4.3.6 Identification du câblage

Sauf lorsque le câblage est dissimulé dans une paroi, une identification indélébile permanente doit être fournie pour le câblage d'un groupe photovoltaïque installé dans ou sur des bâtiments. Le câblage du groupe photovoltaïque (et du sous-groupe) doit être identifié par l'une des méthodes suivantes.

- Le câblage photovoltaïque via les câbles photovoltaïques marqués de façon distinctive doit être marqué de façon permanente, lisible et indélébile (câbles conformes à l'IEC 62930, par exemple).

- Lorsque le câblage n'est pas marqué de façon distinctive, des étiquettes colorées distinctives avec les mots "COURANT CONTINU PHOTOVOLTAÏQUE" doivent être placées à un intervalle inférieur à 5 m dans des conditions normales et inférieur à 10 m dans des cheminements droits lorsqu'une vision nette est possible entre les étiquettes.
- Lorsque le câble se trouve dans un conduit ou une goulotte, l'étiquetage doit se trouver à l'extérieur de l'enveloppe, à des intervalles de 5 m au plus.

Si plusieurs conducteurs de sous-groupe photovoltaïque ou de chaîne photovoltaïque entrent dans un boîtier de combinateur ou PCE, il convient de les regrouper ou de les identifier par paires de telle sorte que les conducteurs positifs et négatifs d'un même circuit puissent être distingués aisément des autres paires.

Les codes couleurs exigés pour les systèmes en courant continu par l'IEC 60445:2010 ne sont pas exigés pour les systèmes photovoltaïques.

NOTE Les câbles photovoltaïques sont généralement de couleur noire pour mieux résister aux UV.

8 Acceptation

Il convient d'effectuer des essais d'acceptation conformément aux exigences de l'IEC 62446-1.

9 Fonctionnement/maintenance

Voir exigences relatives au fonctionnement et à la maintenance dans l'IEC 62446-1.

10 Marquage et documentation

10.1 Marquage des équipements

Tous les équipements électriques doivent être marqués conformément aux exigences de marquage de l'IEC ou des normes et réglementations locales s'il y a lieu. Il convient d'utiliser des marquages dans la langue locale ou d'utiliser les symboles d'avertissement locaux appropriés. Des exemples de textes de signalisation en français sont donnés ici.

10.2 Exigences relatives à la signalisation

Tous les éléments de signalisation exigés dans l'Article 10 doivent

- i) être conformes aux normes de l'IEC,
- ii) être indélébiles,
- iii) être lisibles à au moins 0,8 m, sauf spécification contraire indiquée dans les articles concernés (ou voir exemples de signalisation de l'Annexe A),
- iv) être construits et apposés de façon à rester lisibles pendant la durée de vie des équipements sur lesquels ils sont fixés ou auxquels ils sont relatifs, et
- v) être compréhensibles par les opérateurs.

Des exemples de signalisation sont donnés à l'Annexe A.

10.3 Identification d'une installation photovoltaïque

Pour des raisons de sécurité vis-à-vis des différents opérateurs (maintenance, personnel, inspecteurs, opérateurs réseau de distribution publique, services d'urgences, etc.), il est essentiel la présence d'une installation photovoltaïque sur un bâtiment que soit indiquée.

Un élément de signalisation semblable à celui de la Figure A.2 doit être apposé

- à l'origine de l'installation électrique,
- à la position de comptage, si elle est éloignée de l'origine,
- au niveau de l'unité du consommateur ou du panneau de distribution où se connecte l'alimentation de l'onduleur, et
- à tous les points de sectionnement de toutes les sources d'alimentation.

10.4 Etiquetage des boîtiers de combineur de groupe photovoltaïque et de chaîne photovoltaïque

Un élément de signalisation portant le texte "COURANT CONTINU PHOTOVOLTAÏQUE" doit être fixé sur les boîtiers de combineur de groupe photovoltaïque et de chaîne photovoltaïque, et une étiquette indiquant "sous tension pendant la journée" doit être fixée sur les commutateurs et les boîtiers de combineur en courant continu.

10.5 Etiquetage des dispositifs de déconnexion

10.5.1 Généralités

Les dispositifs de déconnexion doivent être marqués avec une désignation ou un numéro d'identification correspondant au schéma de câblage du groupe photovoltaïque.

Les positions Marche et Arrêt de tous les commutateurs doivent être clairement indiquées.

10.5.2 Dispositif de coupure du groupe photovoltaïque

L'interrupteur-sectionneur en courant continu du groupe photovoltaïque doit être identifié à l'aide d'un élément de signalisation apposé à un emplacement proche de l'interrupteur-sectionneur.

Lorsque plusieurs dispositifs de sectionnement sont utilisés sans être associés (voir 7.4.1.3), une signalisation doit être mise en place pour avertir de la présence de plusieurs sources en courant continu et de la nécessité de désactiver tous les interrupteurs-sectionneurs pour isoler les équipements en toute sécurité.

10.6 Documentation

Une documentation doit être fournie conformément aux spécifications de l'IEC 62446-1 sur les groupes photovoltaïques.

Annexe A (informative)

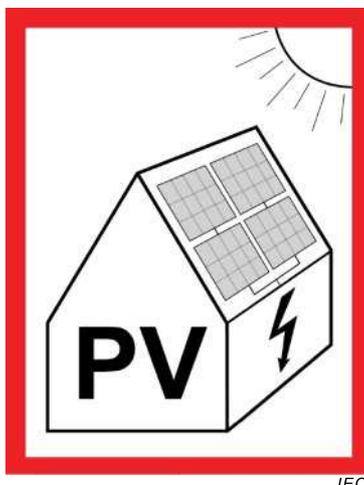
Exemples de signalisation

L'Annexe A donne des exemples (voir Figures A.1 et A.2) de signalisation appropriée correspondant aux spécifications de l'Article 10.

COURANT CONTINU PHOTOVOLTAÏQUE

IEC

Figure A.1 – Exemple de signalisation exigée sur les boîtiers de combinateur de groupe photovoltaïque (10.4)



IEC

Figure A.2 – Exemple de signalisation d'avertissement pour l'identification d'un système photovoltaïque sur un bâtiment

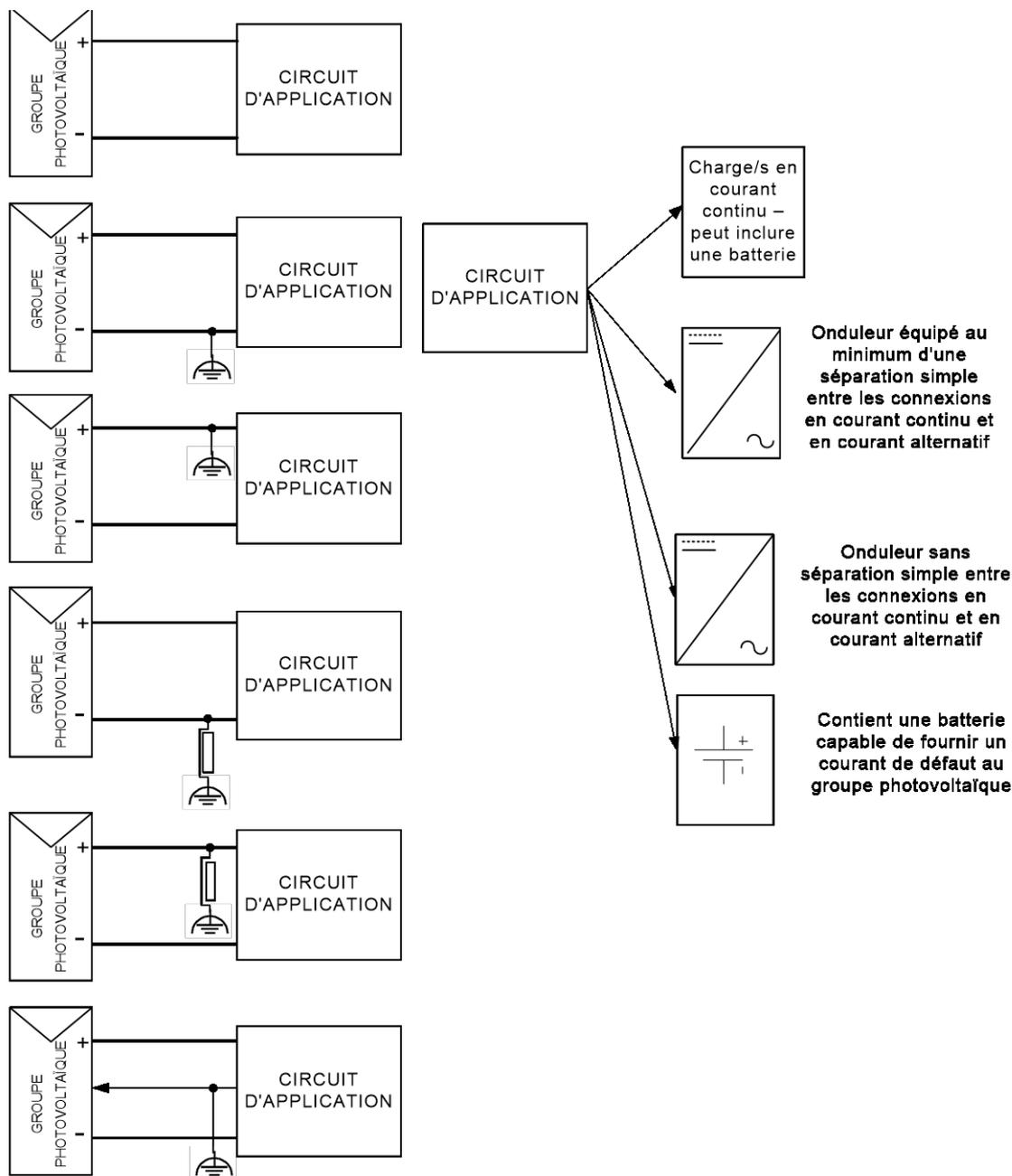
Il convient que la signalisation soit conforme aux exigences d'informations des services d'incendie locaux.

Il convient que les comités nationaux ou les réglementations nationales décident des étiquettes et de leurs emplacements.

Annexe B (informative)

Exemples de configurations système de mise à la terre fonctionnelle dans un groupe photovoltaïque

Voir Figure B.1.

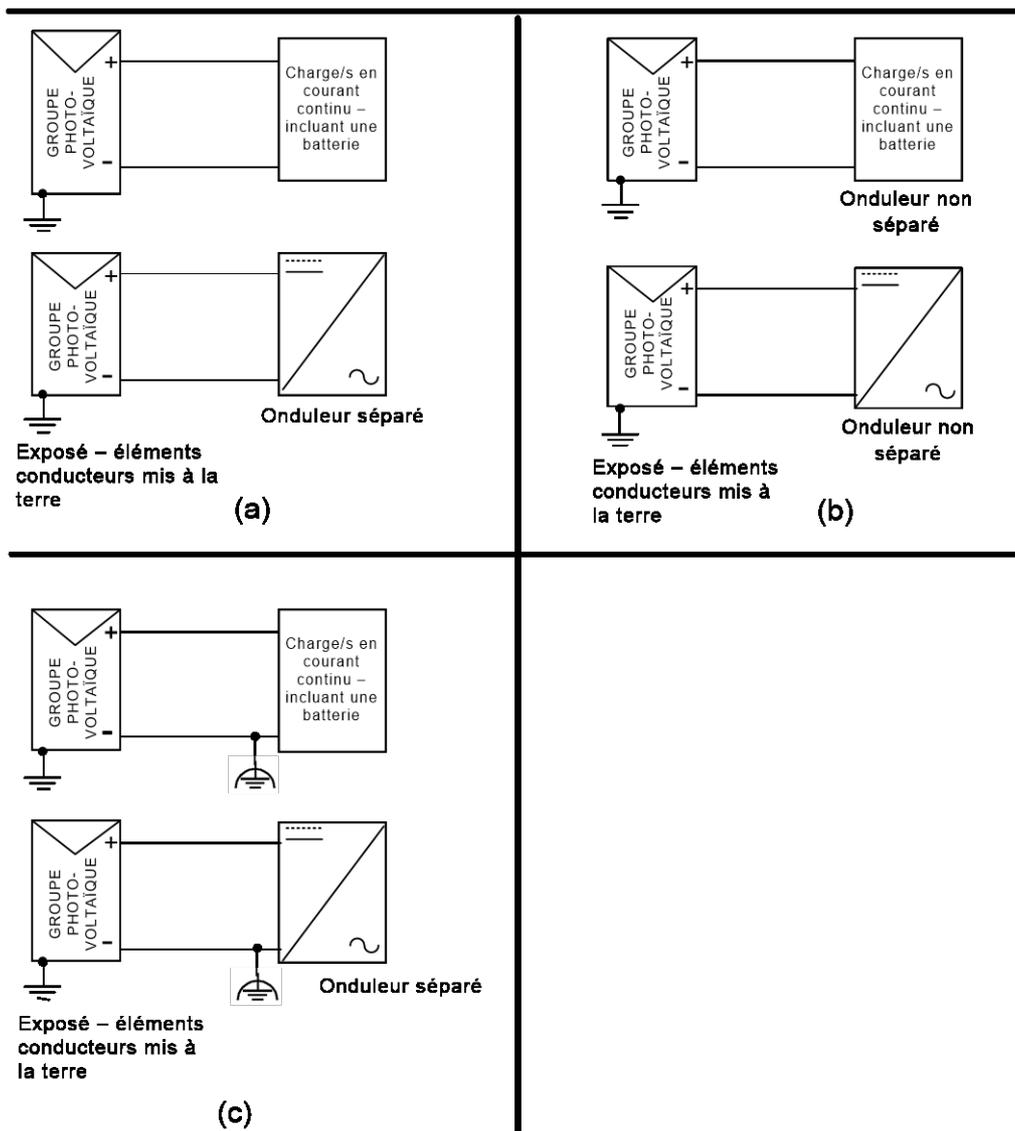


IEC

NOTE Les connexions à la terre représentées dans ce schéma sont toutes des connexions de mise à la terre fonctionnelle.

Figure B.1 – Mise à la terre/masse fonctionnelle du système

Des exemples de configurations de systèmes photovoltaïques communes sont donnés aux Figures B.2 (a) à (c). Ces schémas ne présentent pas toutes les connexions possibles pour les systèmes photovoltaïques.



IEC

NOTE 1 (a) et (b) représentent les mêmes circuits et indiquent que les masses sont mises à la terre, que les onduleurs soient séparés ou non.

NOTE 2 Les connexions à la terre représentées dans ce schéma sont toutes des connexions de mise à la terre fonctionnelle. Les connexions de bâti métallique exposées peuvent également être exigées pour la protection contre la foudre.

Figure B.2 – Exemples de différentes configurations photovoltaïques communément utilisées

Annexe C (informative)

Diode antiretour

C.1 Introduction

La présente annexe informative décrit les diodes antiretour prévues pour être utilisées afin d'éviter les courants inverses dans un groupe photovoltaïque.

C.2 Utilisation de diodes antiretour pour éviter les surintensités/courants de défaut dans les groupes

Une diode antiretour constitue un moyen efficace d'arrêter un courant inverse dans un groupe photovoltaïque. Une surintensité/un courant de défaut dans les groupes s'explique généralement par un passage de courant entre une section d'un groupe exploité normalement et une section d'un groupe avec un défaut. Le courant de défaut est dans la direction inverse. A condition que des diodes antiretour fonctionnelles et correctement assignées soient utilisées dans le groupe photovoltaïque, les courants inverses sont évités et les courants de défaut sont éliminés ou significativement réduits (voir exemples dans les Figures C.1, C.2 et C.3).

Dans certains pays, les diodes antiretour sont admises à la place d'un dispositif de protection contre les surintensités. Il s'agit d'une méthode efficace de prévention des surintensités/des défauts, à condition que la fiabilité des diodes antiretour puisse être garantie dans le temps.

C.3 Exemples de diodes antiretour utilisées en situation de défaut

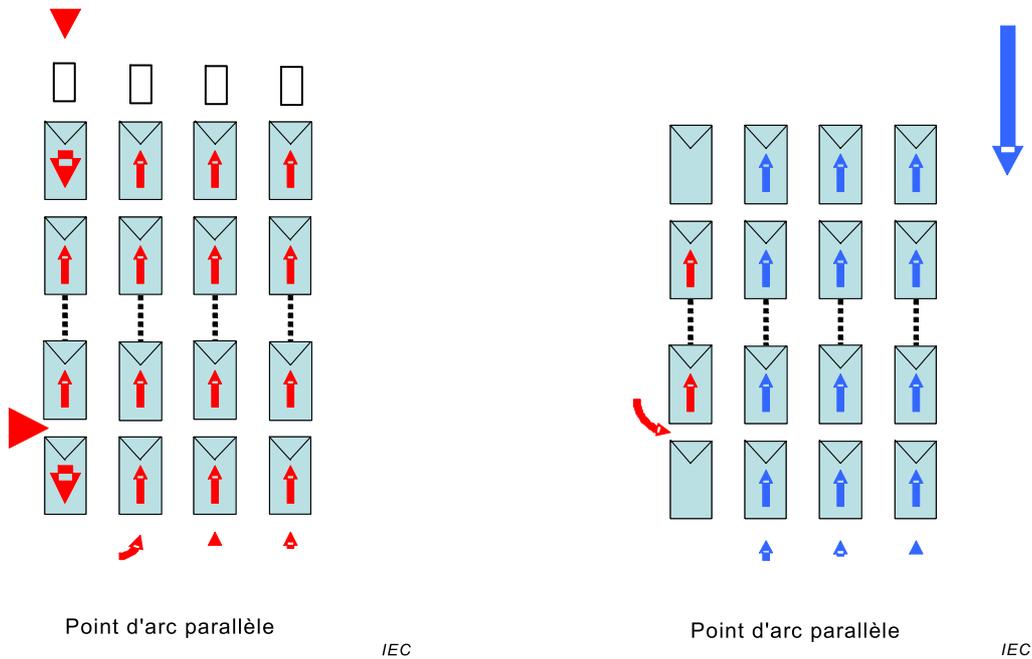
C.3.1 Généralités

L'Article C.3 montre des exemples d'utilisation des diodes antiretour pour prévenir ou pour réduire significativement les courants de défaut dans les groupes photovoltaïques.

C.3.2 Court-circuit dans la chaîne photovoltaïque

Si un court-circuit se développe dans une chaîne sans diode antiretour, comme représenté à la Figure C.1 a), un courant de défaut passera par les modules en défaut et un courant de défaut supplémentaire dans la direction inverse passera par certains modules avec la source de ce courant issue d'autres chaînes. Le courant inverse peut être interrompu par un dispositif de protection contre les surintensités à condition que le courant soit supérieur au courant de coupure du dispositif de protection contre les surintensités. Cela peut ne pas être le cas si la luminosité est faible.

Le même défaut dans un groupe avec des diodes antiretour dans chaque chaîne est représenté à la Figure C.1 b). Le cas échéant, le courant de défaut de la situation (a) est considérablement réduit, ce qui entraîne la diminution du danger d'incendie puisque les diodes antiretour empêchent toute contribution des autres chaînes parallèles au courant de défaut. Cette fonctionnalité, pour ce type de défaut, est utile pour tous les types de systèmes, que le groupe photovoltaïque soit ou non mis à la terre et que l'onduleur soit ou non séparé.

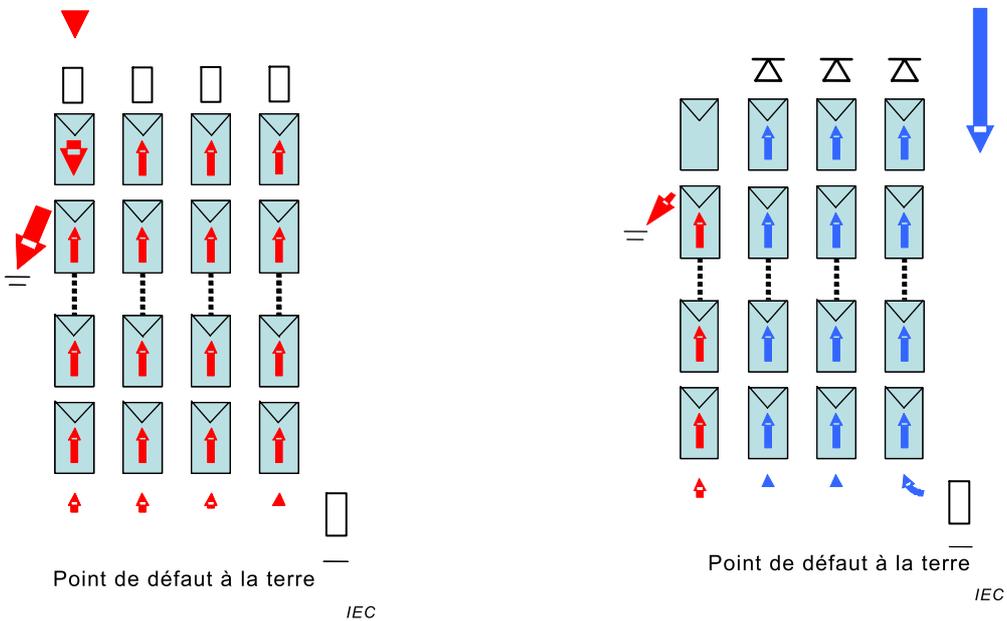


a) Sans diode antiretour

b) Avec une diode antiretour dans chaque chaîne

Figure C.1 – Effet d'une diode antiretour en cas de court-circuit dans une chaîne photovoltaïque

La Figure C.2 montre les chemins du courant de défaut lorsqu'un défaut à la terre se produit dans une chaîne d'un groupe photovoltaïque installé avec une mise à la terre fonctionnelle côté négatif. Le défaut le plus défavorable survient lorsque le défaut à la terre est plus proche du haut de la chaîne (c'est-à-dire le côté le plus éloigné de la mise à la terre). Dans ce cas, les diodes antiretour doivent être installées du côté positif des chaînes.



a) Sans diode antiretour

b) Avec une diode antiretour dans chaque chaîne

Figure C.2 – Effet d'une diode antiretour en cas de défaut à la terre sur un système avec mise à la terre du côté négatif

La Figure C.3 montre les chemins du courant de défaut lorsqu'un défaut à la terre se produit dans une chaîne d'un groupe photovoltaïque installé avec une mise à la terre fonctionnelle côté positif. Le défaut le plus défavorable survient lorsque le défaut à la terre est plus proche du bas de la chaîne (c'est-à-dire le côté le plus éloigné de la terre). Dans ce cas, les diodes antiretour doivent être installées du côté négatif des chaînes.

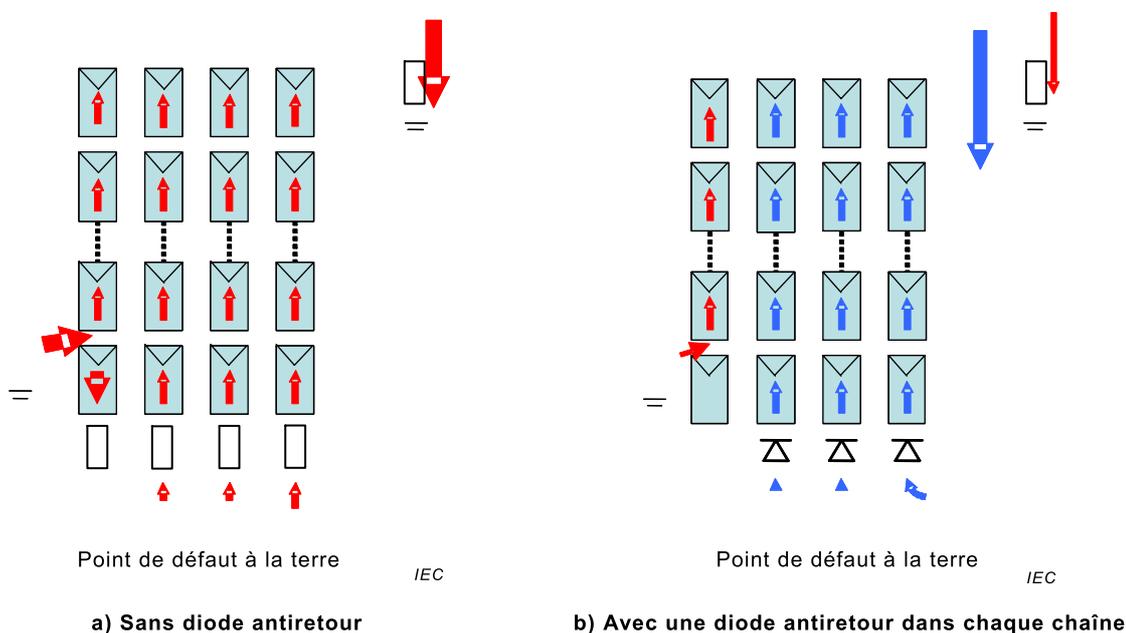


Figure C.3 – Effet d'une diode antiretour en cas de défaut à la terre sur un système avec mise à la terre du côté positif

Les Figures C.1 à C.3 représentent le rôle d'une diode antiretour dans l'élimination de la contribution du courant de défaut des chaînes adjacentes du groupe. Conformément à la présente norme, une méthode de détection et d'interruption d'un défaut à la terre est exigée et peut être mise en œuvre à l'aide de moyens différents des diodes antiretour. La Figure C.2 montre la situation d'un groupe directement mis à la terre sans impédance dans la connexion de mise à la terre. Dans ce document, il est préférable d'installer des mises à la terre fonctionnelles avec des résistances de limitation dans la connexion de mise à la terre. Si cette méthode est utilisée, le courant de défaut potentiel dans ces conditions est significativement réduit par les effets de la résistance qui limite le courant maximal.

C.4 Spécification de la diode antiretour

Les diodes antiretour doivent être conformes aux exigences du 7.3.12.

C.5 Conception de dissipation de la chaleur pour la diode antiretour

La chute de tension de la diode antiretour dans l'utilisation du courant direct est susceptible de dépasser 1 V; aussi, il est nécessaire d'étudier une conception de dissipation thermique de la diode à des fins de fiabilité. Un dissipateur peut être exigé pour garantir que les températures de jonction de la diode restent dans des limites acceptables. Une méthode de dissipation de la chaleur est représentée dans les procédures suivantes.

- Calculer le courant maximal I_{MAX} par courant de module photovoltaïque $I_{SC\ MOD}$ dans les conditions normales d'essai.

$$I_{MAX} = 1,4 \times I_{SC\ MOD} \text{ (Utiliser un facteur plus élevé en fonction des conditions de fonctionnement)}$$

- Obtenir la tension directe de fonctionnement de la diode antiretour U_{D_OP} à I_{MAX} à partir des caractéristiques de fonctionnement de la diode.
- Calculer la dissipation thermique P_{CAL}

$$P_{CAL} = V_{D_OP} \times I_{MAX}$$

- Calculer la résistance thermique R_{TH} comme suit; il convient que la température de jonction T_J de la diode antiretour ne dépasse pas la valeur limite compte tenu de la température ambiante T_{AMB} .

$$R_{TH} = (T_J - T_{AMB})/P_{CAL}$$

- Si la résistance thermique exigée est inférieure au raccordement de la diode au boîtier plus du boîtier à la résistance thermique de l'air, un dissipateur sera exigé.

S'il existe une possibilité de courant de court-circuit augmenté au niveau du module photovoltaïque liée aux reflets de la neige ou d'autres conditions, il convient que le facteur de calcul d' I_{MAX} soit supérieur à 1,4.

Annexe D (informative)

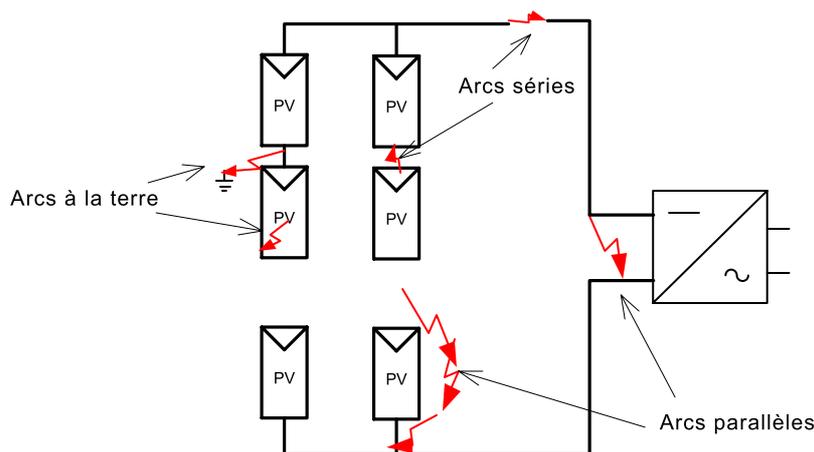
Détection et interruption de défaut d'arc dans un groupe photovoltaïque

Contrairement aux produits électriques traditionnels, les modules et les câblages photovoltaïques ne disposent pas d'enveloppe globale pour contenir les arcs et les feux issus de défauts d'un composant ou du système. De nombreux systèmes photovoltaïques fonctionnent à des tensions en courant continu qui sont tout à fait capables de supporter des arcs en courant continu.

Il existe trois principales catégories d'arcs dans les systèmes photovoltaïques (voir Figure D.1):

- les arcs séries, qui peuvent être issus d'une connexion défectueuse ou d'une rupture de la série du câblage;
- les arcs parallèles, qui peuvent être issus d'un court-circuit partiel entre des câblages adjacents avec des potentiels différents;
- les arcs à la terre, issus d'une défaillance de l'isolation.

Si un arc se développe à cause d'un défaut dans un groupe photovoltaïque, cela peut provoquer des dommages significatifs dans le groupe, mais aussi dans le câblage adjacent et les structures du bâtiment. L'arc le plus sérieux est susceptible d'être un arc parallèle à cause de l'énergie disponible pour nourrir ce type d'arc, particulièrement lorsque l'arc se trouve entre les conducteurs du groupe photovoltaïque principal. La présente norme exige une double isolation sur les câbles utilisés dans le câblage du groupe photovoltaïque; à cause de cette exigence de double isolation, il est peu probable que des arcs parallèles se produisent, sauf s'ils sont provoqués par des dommages significatifs de l'isolation faisant suite à un incendie ou à des dommages mécaniques sévères sur les câbles. Le type d'arc le plus probable dans un système photovoltaïque est un arc série. En effet, les systèmes photovoltaïques comportent généralement un grand nombre de connexions séries. Les arcs séries peuvent généralement être arrêtés rapidement par la suppression de la charge électrique du groupe photovoltaïque. Lorsqu'un PCE représente la seule charge du groupe photovoltaïque faisant l'objet d'un arc série, cela peut être réalisé en éteignant le PCE (système d'onduleur connecté au réseau, par exemple). Les arcs parallèles sont beaucoup plus difficiles à éliminer, mais sont aussi moins probables.



IEC

Figure D.1 – Exemples de types d'arcs dans les groupes photovoltaïques

Si un arc série n'est pas éliminé rapidement, il peut se propager à d'autres conducteurs and et produire des arcs parallèles. Il est donc souhaitable de disposer d'une méthode rapide de détection et d'interruption des arcs dans les systèmes photovoltaïques. Une norme a été développée par Underwriters Laboratories: UL1699B, *Photovoltaic (PV) DC Arc-Fault Circuit Protection*. Les fabricants développent actuellement des équipements qui satisfont aux exigences de ce document. L'objectif de l'équipement de protection du circuit à l'origine du défaut par arc est de détecter et d'isoler de façon précise les arcs dans les groupes photovoltaïques, puis d'agir pour interrompre l'arc.

NOTE L'IEC 63027, concernant la détection et l'interruption d'arc en courant continu dans les systèmes photovoltaïques, est en cours de développement.

Annexe E (normative)

Limites de CTD

Les limites de tension pour chaque classe de tension déterminante sont énoncées au Tableau E.1

Tableau E.1 – Résumé des limites des classes de tension déterminante

Classification de la tension déterminante (CTD)	Limites de tension de service V		
	Tension en courant alternatif (valeur efficace) U_{ACL}	Tension en courant alternatif (crête) U_{ACPL}	Tension en courant continu (valeur moyenne) U_{DCL}
A ¹	≤ 25 (16)	≤ 35,4 (22,6)	≤ 60 (35)
B	> 25 et ≤ 50 (> 16 et ≤ 33)	> 35,4 et ≤ 71 (> 22,6 et ≤ 46,7)	> 60 et ≤ 120 (> 35 et ≤ 70)
C	> 50 (> 33)	> 71 (> 46,7)	> 120 (> 70)
Les valeurs entre parenthèses doivent être utilisées pour les câblages et les composants installés dans des emplacements humides. ¹ Les circuits CTD-A peuvent, dans certaines conditions de défaut, atteindre des tensions jusqu'à CTD-B pendant 0,2 s au plus.			

NOTE Pour plus d'information sur les CTD, voir IEC 62109-1.

Bibliographie

IEC 60050-151:2001, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 151: Dispositifs électriques et magnétiques*

IEC 60050-195:1998, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 195: Mise à la terre et protection contre les chocs électriques*

IEC 60050-442:1998, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 442: Petit appareillage*

IEC 60050-461:2008, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 461: Câbles électriques*

IEC 60050-811:1991, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 811: Traction électrique*

IEC 60050-826:2004, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 826: Installations électriques*

IEC 60269-1, *Fusibles basse tension – Partie 1: Exigences générales*

IEC 60364-5-53, *Installations électriques des bâtiments – Partie 5-53: Choix et mise en œuvre des matériels électriques – Sectionnement, coupure et commande*

IEC 60904-2:2015, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 2: Exigences relatives aux dispositifs photovoltaïques de référence*

IEC 60904-3:2016, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 3: Principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques (PV) à usage terrestre incluant les données de l'éclairement spectral de référence*

IEC 61008-1:2010, *Interrupteurs automatiques à courant différentiel résiduel sans dispositif de protection contre les surintensités incorporé pour usages domestiques et analogues (ID) – Partie 1: Règles générales*

IEC 61643-32², *Low-voltage surge protective devices – Surge protective devices for specific use including d.c. – Part 32: Selection and application principles – SPDs connected to photovoltaic installations* (disponible en anglais seulement)

IEC 61829, *Champ de modules photovoltaïques (PV) – Mesurage sur site des caractéristiques courant-tension*

IEC TS 61836:2007, *Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols* (disponible en anglais seulement)

IEC 62246-1:2015, *Contacts à lames souples – Partie 1: Spécification générique*

IEC 62305 (toutes les parties), *Protection contre la foudre*

IEC 62305-4, *Protection contre la foudre – Partie 4: Réseaux de puissance et de communication dans les structures*

² En préparation. Stade au moment de la publication: IEC CCDV 61643-32:2016.

IEC TS 62738³, *Design guidelines and recommendations for ground-mounted photovoltaic power plants* (disponible en anglais uniquement)

IEC 63027⁴, *DC arc detection and interruption in photovoltaic power systems* (disponible en anglais seulement)

EN 50618, *Câbles électriques pour systèmes photovoltaïques*

UL1699B, *Photovoltaic (PV) DC Arc-Fault Circuit Protection* (disponible en anglais seulement)

UL 4703, *Photovoltaic wire* (disponible en anglais seulement)

³ En préparation. Stade au moment de la publication: IEC 2CD 62738:2016.

⁴ En préparation. Stade au moment de la publication: IEC ANW 63027:2016.

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

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

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