

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Photovoltaic (PV) arrays – Earth fault protection equipment – Safety and safety-related functionality

Groupes photovoltaïques (PV) – Matériel de protection contre les défauts à la terre – Sécurité et fonctionnalités relatives à la sécurité



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2021 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

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

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

IEC online collection - oc.iec.ch

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 000 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 18 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC online collection - oc.iec.ch

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

Electropedia - www.electropedia.org

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

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Photovoltaic (PV) arrays – Earth fault protection equipment – Safety and safety-related functionality

Groupes photovoltaïques (PV) – Matériel de protection contre les défauts à la terre – Sécurité et fonctionnalités relatives à la sécurité

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.160

ISBN 978-2-8322-9872-5

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.....	6
INTRODUCTION.....	8
1 Scope.....	9
2 Normative references	9
3 Terms, definitions, symbols and abbreviated terms.....	10
4 Requirements relating PV-EFP to system topology	12
4.1 General.....	12
4.2 PV-EFP functions for different system topologies.....	16
4.3 PV-EFPE control over host system operation	18
4.3.1 General	18
4.3.2 Types of PV-EFPE requiring host system control	18
4.3.3 Methods of control of the host system operation	18
4.4 Disconnection under fault conditions.....	19
4.4.1 General	19
4.4.2 Disconnecting means.....	19
4.4.3 High impedance connections	19
4.4.4 Indirect disconnection.....	19
4.5 Systems with more than one sub-array (informative).....	20
4.5.1 General	20
4.5.2 Isolated sub-arrays	20
4.5.3 Non-isolated sub-arrays.....	20
5 PV array to earth insulation monitoring	20
5.1 General.....	20
5.2 Array insulation monitoring requirements	21
5.3 Array insulation fault response requirements.....	21
5.4 Provisions for reset.....	22
5.5 Insulation monitoring function adjustability	22
6 PV array residual or earth current monitoring.....	22
6.1 General.....	22
6.2 Required PV-EFP current monitoring functions	22
6.3 Shock hazard current monitoring.....	23
6.3.1 General	23
6.3.2 Limits and response.....	23
6.3.3 Provisions for reset.....	23
6.3.4 Shock hazard current monitoring – adjustability	24
6.3.5 Fault tolerance of shock hazard current monitoring.....	24
6.4 Fire hazard (continuous) current monitoring by electronic means	24
6.4.1 Overview	24
6.4.2 General	24
6.4.3 Settings and response	24
6.4.4 Provisions for reset.....	25
6.4.5 Fire hazard current monitoring function adjustability	25
6.4.6 Fault tolerance of fire hazard current monitoring by electronic means	25
6.5 Fire hazard current monitoring by an overcurrent protective device in the functional earthing conductor	25
6.5.1 Overview	25

6.5.2	General	25
6.5.3	Ratings	26
6.5.4	Response	26
6.5.5	Provisions for reset	26
6.5.6	Overcurrent protective device adjustability and replacement	26
7	Construction	27
7.1	General	27
7.2	Environmental considerations	27
8	PV-EFP Fault Indication	28
8.1	General	28
8.2	Integral fault indication	28
8.3	Remote fault indication	28
8.3.1	General	28
8.3.2	Observability	28
8.3.3	Remote fault indication means	28
8.4	Resetting of the fault indication	28
9	Testing	29
9.1	General requirements for the tests in 9.2 through 9.5	29
9.1.1	Tests required	29
9.1.2	DC sources	29
9.1.3	AC sources	30
9.1.4	Laboratory conditions	30
9.1.5	Monitoring the PV-EFPE means of control of the host system	30
9.1.6	Control of the PV-EFPE state	30
9.1.7	Test setup	31
9.2	Tests for PV array insulation monitoring functions	32
9.2.1	Setup	32
9.2.2	Sequence of tests	33
9.2.3	Test for R_{iso} above setting during system start-up	34
9.2.4	Test for R_{iso} below setting during system start-up	34
9.2.5	Test for R_{iso} dropping below setting during operation	34
9.2.6	Test for short circuit earth fault during system start-up	35
9.2.7	Test for short circuit earth fault during operation – non-earth-referenced PV arrays	35
9.2.8	Tests for PV array mid-point fault detection	36
9.2.9	24 h timer test	36
9.3	Tests for residual or earth current monitoring functions:	36
9.3.1	Setup	36
9.3.2	Sequence of tests	37
9.3.3	Tests for shock hazard current monitoring	37
9.3.4	Tests for fire hazard current monitoring by electronic means	39
9.3.5	Fault-tolerance of shock hazard current monitoring and fire hazard current monitoring by electronic means	41
9.3.6	Tests for fire hazard current monitoring by an overcurrent protective device in the functional earthing conductor	42
9.4	Test for short circuit earth fault during operation	42
9.4.1	General	42
9.4.2	Short circuit earth fault test procedure	42
9.4.3	Short circuit earth fault test pass/fail criteria	42

9.5	Tests for coordination of PV-EFP functions	43
9.6	Product safety tests	44
10	Software or firmware performing safety critical functions	44
10.1	General.....	44
10.1.1	Overview	44
10.1.2	Risk analysis	44
10.1.3	Integrated PV-EFPE	45
10.2	Evaluation methods	45
10.2.1	General	45
10.2.2	Testing with features disabled	45
10.2.3	Functional safety analysis.....	45
11	Marking and documentation	46
11.1	Equipment markings	46
11.1.1	General	46
11.1.2	Marking content.....	46
11.2	Installation and operating instructions	48
11.2.1	General	48
11.2.2	General content.....	49
11.2.3	Information related to installation.....	49
11.2.4	Information related to operation.....	51
11.2.5	Information related to maintenance.....	52
12	Routine (production) tests.....	52
12.1	General.....	52
12.2	Routine dielectric tests.....	52
12.3	Routine EFP function tests.....	52
12.3.1	General	52
12.3.2	Shock hazard current monitoring	53
12.3.3	Electronic fire hazard current monitoring.....	53
12.3.4	Residual current device test function	53
12.3.5	PV array insulation monitoring function.....	53
Annex A (informative) Examples of system topologies with respect to PV Earth Fault Protection		54
A.1	General.....	54
A.2	Functionally earthed (FE) system with FE current monitoring	54
A.3	Functionally earthed (FE) system with a functionally earthed conductor fault	55
A.4	Functionally earthed (FE) system with residual current monitoring	56
A.5	Non-separated system with residual current monitoring on PV+/-	57
A.6	Non-separated system with residual current monitoring on the AC side.....	58
A.7	Non-earth-referenced system with continuous insulation monitoring.....	59
Annex B (informative) Background and rationale for PV Earth Fault Protection requirements.....		60
B.1	Purpose	60
B.2	PV earth faults – scope and meaning	60
B.3	PV-EFP goals	61
B.4	PV-EFP challenges	61
B.4.1	Characteristics of PV systems that affect PV-EFP approaches	61
B.4.2	PV-EFP “blind spots” and coordination of protective measures	63
B.4.3	Relation between PV-EFP protection settings and PV system size	65
B.5	Current and historical standards covering PV Earth Fault Protection.....	68

B.5.1	General	68
B.5.2	NFPA 70 – the US National Electrical Code (NEC)	68
B.5.3	UL1741 and related documents	68
B.5.4	VDE 0126-1-1	69
B.5.5	IEC 62109-2	70
B.5.6	IEC 60364-7-712	71
B.5.7	IEC 62548	71
B.5.8	Conclusions	72
Bibliography		73
Figure 1	– Examples of functionally earthed system topologies	14
Figure 2	– Examples of non-earth-referenced system topologies	15
Figure 3	– Examples of non-separated system topologies	16
Figure 4	– Example setup for PV-EFPE testing	32
Figure 5	– Example setup for PV-EFPE testing of array mid-point faults	33
Figure A.1	– Functionally earthed (FE) system with current monitoring in the FE conductor	54
Figure A.2	– Functionally earthed (FE) system with a functionally earthed conductor fault	55
Figure A.3	– Functionally earthed (FE) system with residual current monitoring	56
Figure A.4	– Non-separated 3-phase system with residual current monitoring on PV+/-	57
Figure A.5	– Non-separated 1-phase system with residual current monitoring on the AC side	58
Figure A.6	– Non-earth-referenced system with continuous insulation monitoring	59
Table 1	– PV-EFP functions based on system topology and earthing	17
Table 2	– Example PV array to earth insulation resistance limits	21
Table 3	– Shock hazard – Sudden current change limits and response times	23
Table 4	– Example continuous current limits and response times	24
Table 5	– Example trip current of overcurrent protection in the functional earthing conductor	26
Table B.1	– Sudden change residual current limits	70

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

PHOTOVOLTAIC (PV) ARRAYS – EARTH FAULT PROTECTION EQUIPMENT – SAFETY AND SAFETY-RELATED FUNCTIONALITY

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 63112 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

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

FDIS	Report on voting
82/1885/FDIS	82/1903/RVD

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

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

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

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

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

IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this 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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 63112:2021

INTRODUCTION

This document specifies the safety requirements that are applicable to Photovoltaic Earth-Fault Protection (PV-EFP) equipment (PV-EFPE) whose function is to detect, interrupt, and warn PV system operators of earth faults in solar photovoltaic arrays. A stand-alone standard on this topic is deemed necessary and appropriate because PV-EFPE may be designed as stand-alone equipment or may be integrated into other equipment such as PV inverters, charge controllers, combiner boxes, etc. Therefore it is not appropriate to continue the current standardization approach in which the PV-EFPE requirements are located only in an end-product standard specific to inverters: IEC 62109-2:2011. It is intended that in coordination with the publication of this document, IEC 62109-2 will be revised to refer to this document and to remove overlapping and conflicting requirements. With this approach, the PV-EFPE requirements will be more visible and will be usable for PV-EFPE that is not part of an inverter.

It is also desirable that in coordination with the publication of this document, the applicable IEC system and installation standards for PV arrays will be amended to refer to this document, to specify required functions and to remove overlapping and conflicting requirements. This work will be managed by TC82 for IEC 62548 and jointly by TC82 and TC64 through JWG32 for IEC 60364-7-712.

The appropriate functions, settings, responses, and timing for PV-EFP functions are dependent on the size and topology of the overall PV system. These array details are not known at the time the PV-EFPE is being evaluated to this product standard; therefore the required PV-EFP functions and settings need to be provided by local and international system and installation standards. As a result, this document does not require all PV-EFPE to implement all possible functions, and does not generally contain the required settings for the functions. The functions, settings, and ranges of adjustment that are claimed by the equipment manufacturer are tested and evaluated, and the documentation for the installer and user specifies what functions are and are not provided.

As well as requirements for the PV-EFP functions, this document includes product safety requirements covering the construction, environmental suitability, markings, documentation, and testing of the equipment. Since PV-EFPE is related to, and often integral to, PV power conversion equipment, references are made to product safety requirements in IEC 62109-1. However, those requirements may overlap or conflict with existing IEC standards for certain types of equipment related to PV-EFP (for example insulation monitoring devices and residual current monitoring equipment). Therefore, for some aspects, this document provides options for equipment to comply with those standards, where such standards exist.

NOTE Further information on the intent of this document and special aspects of PV earth faults are summarized in the (informative) Annex B.

PHOTOVOLTAIC (PV) ARRAYS – EARTH FAULT PROTECTION EQUIPMENT – SAFETY AND SAFETY-RELATED FUNCTIONALITY

1 Scope

This document is applicable to low voltage Photovoltaic Earth-Fault Protection Equipment (PV-EFPE) whose function is to detect, interrupt, and warn system operators of earth faults in solar photovoltaic arrays.

NOTE 1 In the context of this document, the PV array may include connected wiring and equipment. The required coverage of the monitoring and protection is defined in PV installation codes and standards, including aspects such as whether or not the coverage is required to include battery circuits, the DC outputs of DC-DC converters, etc.

NOTE 2 The IEC definition of low voltage is 1 000 V or less for AC systems and 1 500 V or less for DC systems. PV-EFPE may be stand-alone or integrated into other equipment such as PV power conversion equipment, a PV combiner, etc.

This document specifies:

- the types and levels of the monitoring and protection functions that may be provided;
- the nature and timing of responses to earth faults;
- test methods for validating the monitoring and protection functions provided;
- requirements for functional safety and fault tolerance;
- requirements for product safety including construction, environmental suitability, markings, documentation, and testing.

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

IEC 60417, *Graphical symbols for use on equipment – 12-month subscription to regularly updated online database comprising all graphical symbols published in IEC 60417*

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

IEC 60730-1:2013, *Automatic electrical controls – Part 1: General requirements*

IEC 60730-1:2013/AMD1:2015

IEC 60730-1:2013/AMD2:2020

IEC 60947-2:2016, *Low-voltage switchgear and controlgear – Part 2: Circuit-breakers*

IEC 60947-2:2016/AMD1:2019

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

IEC 61008-1:2010/AMD1:2012

IEC 61008-1:2010/AMD2:2013

IEC 61439-1, *Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 1: General rules*

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

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

IEC 62109-3:2020, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 3: Particular requirements for electronic devices in combination with photovoltaic elements*

IEC TS 63053, *General requirements for residual current operated protective devices for DC system*

ISO 3864 (all parts), *Graphical symbols – Safety colors and safety signs*

3 Terms, definitions, symbols and abbreviated terms

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

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

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

3.1

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

3.2

DC-only system

PV system where all energy sources and power conversion is DC, with no inverter and no AC connection in the system

3.3

earth fault

ground fault (US)

occurrence of an accidental conductive path between a live conductor and the Earth

Note 1 to entry: The conductive path can pass through a faulty insulation, through structures (e.g. poles, scaffoldings, cranes, ladders), or through vegetation (e.g. trees, bushes) and can have a significant impedance.

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-04-14]

3.4

host equipment

equipment that integrated PV-EFPE is intended to be used with or installed in (see also 3.7)

3.5**host system**

system in which the PV-EFPE is connected, consisting of at least a PV array, the PV-EFPE, and the load(s) for the PV system, such as PCE, energy storage equipment, DC loads, etc.

3.6**indicate <a fault>**

annunciate that a fault has occurred in a manner that can be locally and remotely observed

Note 1 to entry: Requirements for fault indication are given in detail in 8.1 through 8.3.

3.7**integrated PV-EFPE**

PV-EFPE that is integrated into, intended to be integrated into, or specified to be exclusively used with particular host equipment (see 3.4) that has intended function(s) other than PV earth fault protection, and that the PV-EFPE is evaluated and tested with (for example a PCE, a PV combiner box, etc.)

3.8 **$I_{SC-PR-MAX}$**

PV-EFPE rating, applicable to any terminal intended for connection to an external power system, specifying the absolute maximum prospective short circuit fault current allowed to be available at the PV-EFPE terminals if a fault of negligible impedance is applied at the PV-EFPE terminals

Note 1 to entry: This is a general term applicable to all ports connecting to external sources of supply. For the PV port, the specific term is I_{SC-PV} as defined in 3.9.

3.9 **I_{SC-PV}**

PV-EFPE maximum rated prospective short circuit current (see 3.8) at the PV input terminals; i.e. the absolute maximum current the PV input to the PV-EFPE is designed to withstand or carry under normal and fault conditions

Note 1 to entry: At the system design level, this rating would typically be coordinated with the total I_{sc} of the connected PV strings, adjusted for temperature, excess irradiance, etc., as required by installation standards (i.e. not simply the sum of the marked I_{sc} ratings of the connected PV modules, since those markings are based on short-circuit conditions under standard test conditions (STC), and may be exceeded in actual use).

Note 2 to entry: This is a particular case of the general definition of $I_{sc-pr-max}$ in 3.8, and is aligned with IEC 62109-1.

3.10**PV-EFP**

photovoltaic earth fault protection

3.11**PV-EFPE**

photovoltaic earth fault protection equipment

3.12**power conversion equipment****PCE**

electrical device converting one kind of electrical power from a voltage or current source into another kind of electrical power with respect to voltage, current and frequency

Note 1 to entry: Examples include AC-DC converters, DC-AC inverters, DC-DC charge controllers, frequency converters, etc.

[SOURCE: IEC 62109-1:2010, 3.66]

3.13

R_{iso}

symbol representing the insulation resistance (isolation) between the PV array and earth

3.14

routine test

conformity test made on each individual item during or after manufacture

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-17]

3.15

safe state

condition which continues to preserve safety

[SOURCE: IEC 60050-821:2017, 821-12-49]

3.16

stand-alone PV-EFPE

PV-EFPE that is self-contained, and therefore not integrated PV-EFPE in accordance with 3.7, is for use in unspecified systems or with unspecified equipment, and is tested independently of any particular host equipment

3.17

system, functionally-earthed

system in which the PV array has one conductor intentionally connected to earth for purposes other than safety, by means not complying with the requirements for protective bonding

Note 1 to entry: Examples of functionally-earthed systems include earthing one conductor of the PV array through an impedance, relay, or overcurrent protective device, or systems in which the array is not permanently earthed (opening the earth connection periodically or under fault conditions).

Note 2 to entry: Examples of design elements that are not functional earthing include the use of varistors or other surge protection devices between a circuit and earth, and the use of a resistive network connected between the array and earth to measure the array insulation resistance (impedance monitoring). Neither of these examples creates a functionally-earthed system, as the impedance of such connections is normally very high.

Note 3 to entry: For examples of the various system types, refer to Figure 1 through Figure 3.

3.18

system, non-earth-referenced

system that has none of its conductors intentionally referenced to earth either directly or through the power conversion equipment (PCE)

3.19

system, non-separated

system in which the PV array is connected to an intentionally earth-referenced system, through a PCE without at least simple separation

4 Requirements relating PV-EFP to system topology

4.1 General

The following aspects of the system topology affect the approaches needed to protect against earth faults in the PV array:

- the PV system may or may not have separation between the PV array and the AC mains or other earthed power system;
- the PV array may or may not be functionally-earthed;

- the AC mains or other power system that the PV system output connects to may or may not be an earthed system.

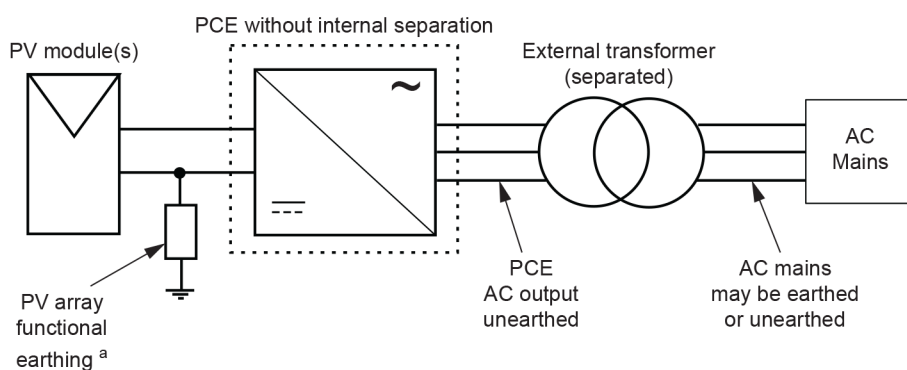
In consideration of the above aspects, this document uses the following system types, for which examples are given in Figure 1 through Figure 3, to define requirements for protection against earth faults:

- functionally-earthed systems, as per 3.17 and Figure 1
- non-earth-referenced systems, as per 3.18 and Figure 2
- non-separated systems, as per 3.19 and Figure 3

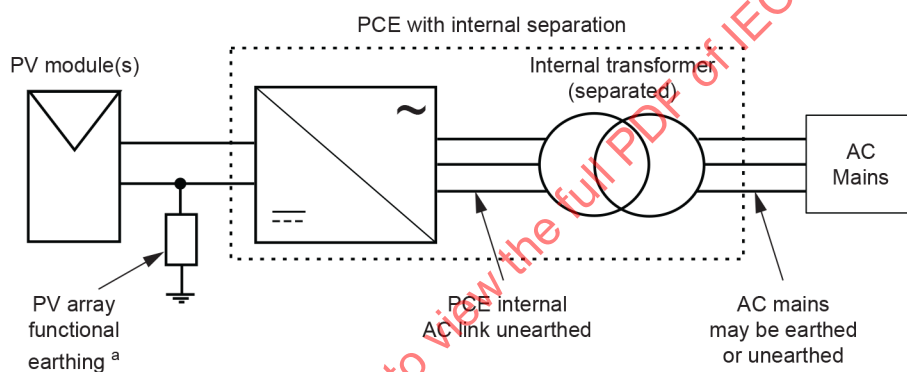
Additional examples are given in Annex A, illustrating and explaining the fault current paths and EFP actions for various system topologies.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 63112:2021

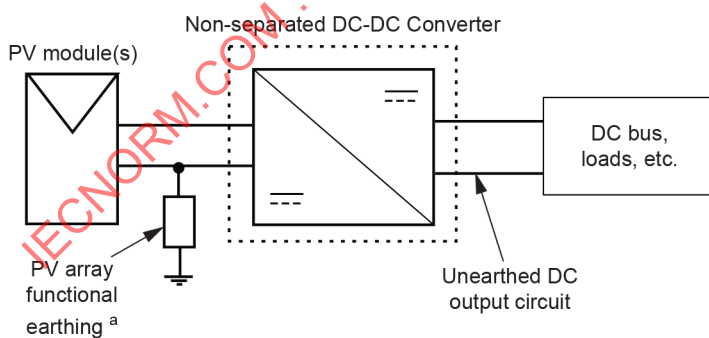
Functionally-earthed PV system - with external separation



Functionally-earthed PV system - with internal separation



Functionally-earthed PV system - with non-separated DC-DC PCE



^a For example earthing via a fuse or other overcurrent protection device, and/or switching means, impedance, etc.; typically located in the PCE

Figure 1 – Examples of functionally earthed system topologies

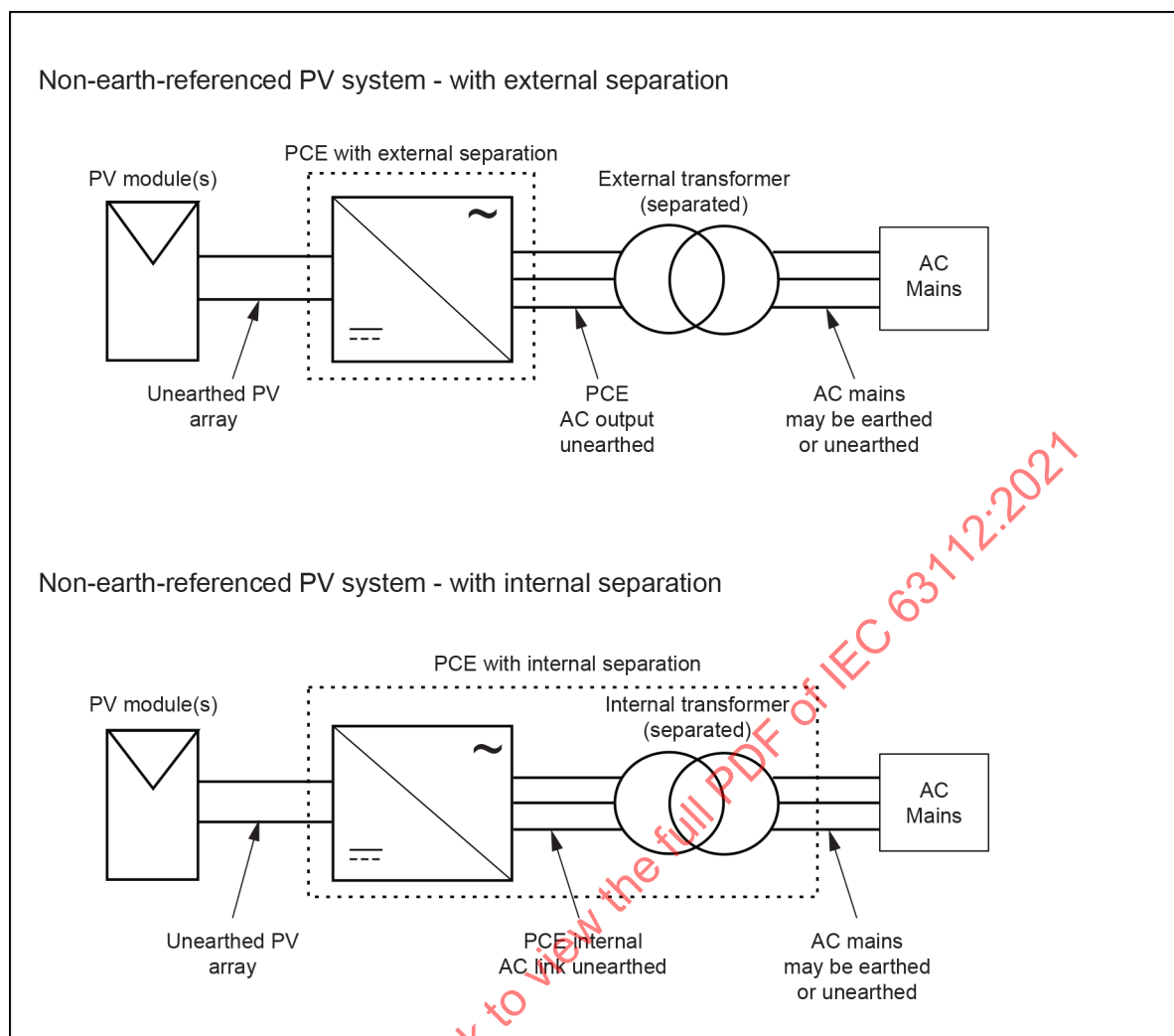


Figure 2 – Examples of non-earth-referenced system topologies

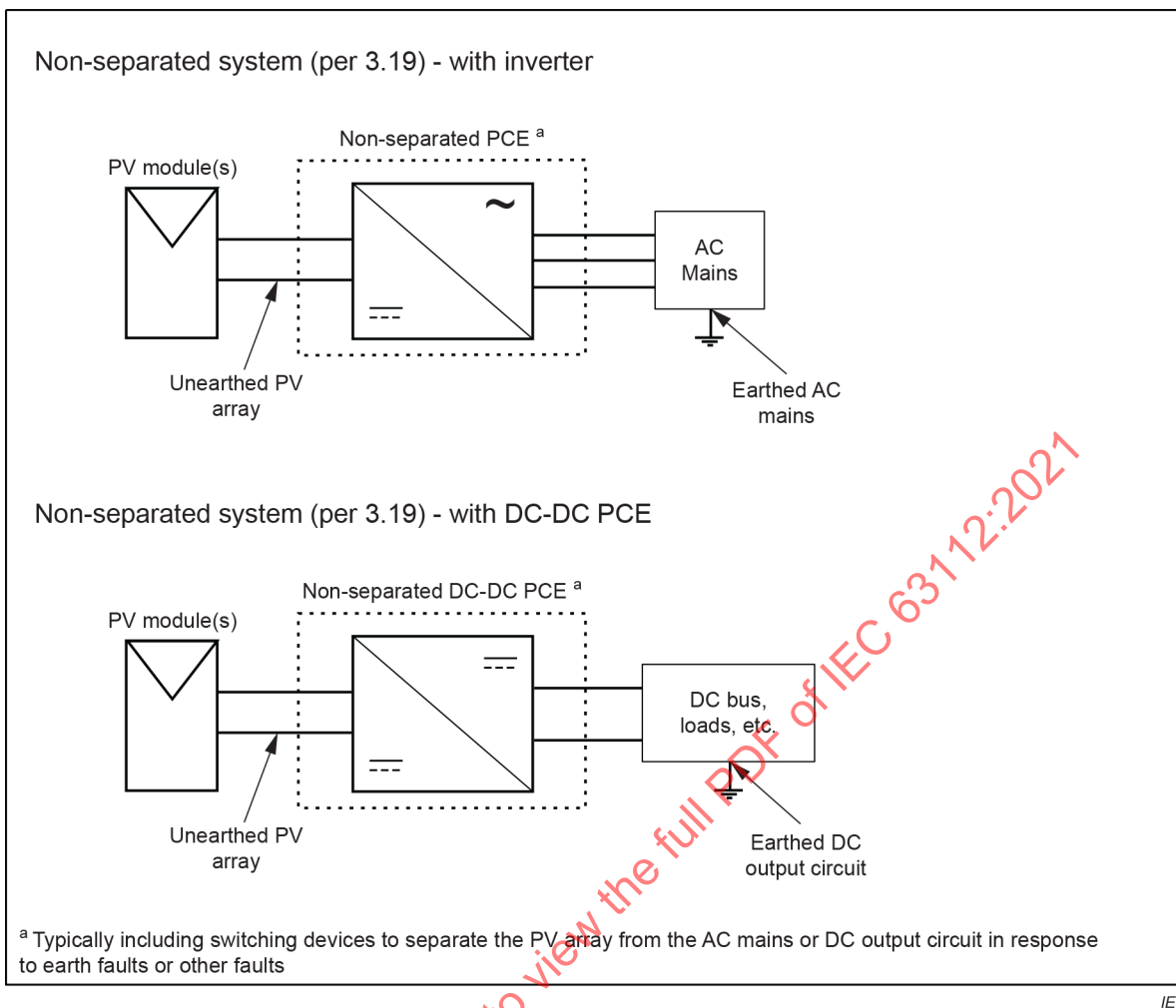


Figure 3 – Examples of non-separated system topologies

4.2 PV-EFP functions for different system topologies

PV-EFPE shall comply with the requirements for at least one of the system types in Table 1, and the documentation provided shall list intended system types according to 11.2.3.

Table 1 – PV-EFP functions based on system topology and earthing

System type	Non-separated (Figure 3)	Functionally-earthed (Figure 1)		Non-earth-referenced (Figure 2)	
Earthing on the PV side:	unearthed	functionally earthed		unearthed	
Separation:	non-separated	separated	non-separated	separated	non-separated
Earthing on the load side ⁵ (AC mains or DC)	earthed ⁴	earthed or unearthed	unearthed	earthed or unearthed	unearthed
PV array to earth insulation resistance measurement (Insulation monitoring)	Measurement: According to 5.2 and 5.5, before starting operation and with a default of at least once every 24 h.	Measurement: According to 5.2 and 5.5, before starting operation and at least once every 24 h.		Measurement: According to 5.2 and 5.5. Required at all times except as allowed for in 5.2	
	Response: a) Indicate an earth fault in accordance with Clause 8, and b) cease or do not start system operation and disconnect all poles of the PV array from the earthed load side of the system ¹ or disconnect all poles of the faulty portion of the PV array from the earthed load side of the system ¹ in which case system operation is allowed ² .	Response: a) Indicate an earth fault in accordance with Clause 8, and b) cease or do not start system operation and disconnect all poles of the PV array from earth or disconnect all poles of the faulty portion of the PV array from earth in which case system operation is allowed ² .		Response: a) Indicate an earth fault in accordance with Clause 8. System operation is allowed ³ .	
	Reset: If the insulation resistance of the PV array to earth has recovered to a value higher than the setting, the system is allowed to automatically (re-)establish its normal connections and begin/resume operation				
PV array residual or earth current monitoring	Monitoring: Residual or earth current monitoring according to 6.2, 6.3 and 6.4	Monitoring: Residual or earth current monitoring according to 6.2, 6.3 and either 6.4 or 6.5		Detection/protection: Not required	
	Response: a) Indicate an earth fault in accordance with Clause 8, and b) cease or do not start system operation and disconnect all poles of the PV array from the earthed load side of the system ¹ or disconnect all poles of the faulty portion of the PV array from the earthed load side of the system ¹ in which case system operation is allowed ² .	Response: a) Indicate an earth fault in accordance with Clause 8, and b) cease or do not start system operation and disconnect all poles of the PV array from earth by disconnection or by opening of a protective device or disconnect all poles of the faulty portion of the array from earth by disconnection or by opening of a protective device, in which case system operation is allowed ² .		Response: Not applicable	
	Reset: If... a) the residual or earth current has returned to a level below the setting in 6.3, 6.4 or 6.5, or the protective device has reset or been replaced, and b) the insulation resistance has recovered to a value higher than the setting, then the system is allowed to automatically re-establish its normal connections and resume operation.			Reset: Not applicable	

1	Typically done by opening the connection between the PV array and the PCE, or opening the connection between the PCE and the AC mains or other earthed power system.
2	In a system with more than one sub-array it may be possible to disconnect the faulty sub-array from the PCE, therefore isolating the fault from earth, and continue to operate from the remaining un-faulted sub-arrays. Prompt servicing is essential to reduce the likelihood of a second fault occurring in the faulty sub-array.
3	Some entries in this table allow the system to continue to operate from the full array, after responding to the earth fault. Prompt servicing is essential to reduce the likelihood of a second fault occurring in the array.
4	It is generally not acceptable to functionally earth the PV array in a non-separated system connected to an earthed power system, as installation codes and standards do not allow a system to be earthed in more than one place (to prevent operational currents from flowing through earth).
5	“Load” side of the system refers to the output of the final PCE to which the PV system supplies power (e.g. the AC mains for a grid-interactive system or the DC load circuits for a DC system).

4.3 PV-EFPE control over host system operation

4.3.1 General

Where Table 1 refers to system operation ceasing, not starting, or being allowed, this refers to the operational state of the host system, and the following applies.

4.3.2 Types of PV-EFPE requiring host system control

Integrated and stand-alone PV-EFPE for non-separated or functionally-earthed PV arrays shall be provided with a means of directly or indirectly controlling the operational state of the host system, which shall be evaluated and tested according to this standard.

Integrated and stand-alone PV-EFPE rated only for non-earth-referenced PV arrays may be provided with a means of directly or indirectly controlling the operational state of the host system. If provided, the host system control shall be evaluated and tested according to this document.

4.3.3 Methods of control of the host system operation

Where control over the operational state of the host system is provided in accordance with 4.3.2, the control shall directly or indirectly cause the load current from the PV array to cease or be allowed, based on the state of the earth fault detection functions in accordance with Table 1.

NOTE 1 Examples of control of the PV array load current include:

- causing the PCE between the PV array and the load to cease operation
- direct switching of the PV array output circuit
- control of the operating state of the load(s).

Where the PV-EFPE has integral mechanical switching means in the PV circuit, the switching device(s) shall comply with 4.4

Where control is indirect, the PV-EFPE performs earth fault detection and the switching or other means of control over the PV array output current is provided in other equipment, based on controls from the PV-EFPE. Compliance with this document shall be evaluated and tested on the combined system, using the specific other equipment the PV-EFPE is designed to be used with.

The documentation for the PV-EFPE shall include instructions and any relevant electrical ratings, communications specifications, etc., for the proper connection and use of the indirect control means according to 11.2.3, and references to the specific other equipment it was tested with.

NOTE 2 Examples of direct and indirect control are:

- Direct control: PV-EFPE with an integral switching device that controls the PV array output current to the loads (PCE, etc.).
- Indirect control: Standalone PV-EFPE with earth fault detection and a communication system used to control the state of other equipment such as an external contactor or a PCE.

4.4 Disconnection under fault conditions

4.4.1 General

Where Table 1 refers to disconnection of all poles of the PV array or the faulty portion of the PV array from earth or from the earthed system, or where it refers to ceasing or not starting system operation, as in 4.3.3, the following applies.

4.4.2 Disconnecting means

The means of disconnection from earth or from the earthed system shall have electrical ratings suitable for the circuit in which the device is used.

NOTE 1 Disconnection may or may not take place directly between the PV array and earth. For example in a non-separated system, IEC 62109-2:2011 requires switching devices between the PV array and the AC mains that are often located on the AC side of the PCE. Opening those relays disconnects the PV array from the earthed system (the AC mains) even though those devices are in the AC part of the system. In a functionally earthed system the PV array may be directly connected to and disconnected from earth by a switching device connected to a PV system conductor.

Where the PV-EFPE has integral electro-mechanical switching means in the PV circuit, the switching device(s) shall be suitable for use in the PV circuit with respect to voltage, current, the possibility of fault current in the reverse direction, and the limited prospective fault current available in a PV circuit.

NOTE 2 The test of 9.4 provides verification that the device is suitable for its purpose under short circuit earth fault conditions, but not other fault conditions that may occur.

The documentation for the PV-EFPE shall include the electrical ratings of the switching means where required by 11.2.3.17.

4.4.3 High impedance connections

Where Table 1 refers to disconnection, conductors that present high impedance between the PV array and the earthed system or earth are not required to be disconnected provided the impedance is sufficient to satisfy the following, as applicable. The impedance is greater than the:

- highest provided setting for the insulation resistance function in 5.2,
- impedance required to produce current equal to lowest limit for the sudden change current monitoring function in 6.3, and
- impedance required to produce current equal to lowest provided setting for the current monitoring functions in 6.4, and 6.5.

NOTE 1 An example of such a circuit is a high impedance voltage measurement circuit.

NOTE 2 In practice, the impedances in question typically need to be much higher than the settings and limits, in order for the EFP function(s) to be accurate and able to comply with the testing in this document.

4.4.4 Indirect disconnection

Where the PV-EFPE performs earth fault detection and the switching or other means of control over the PV array connection to earth or to an earthed system is provided in other equipment, compliance with this document shall be evaluated and tested on the combined system, using the specific other equipment the PV-EFPE is designed to be used with.

The documentation for the PV-EFPE shall include instructions and any relevant electrical ratings, communications specifications, etc., for the proper connection and use of the indirect control means according to 11.2.3, and references to the specific other equipment it was tested with.

4.5 Systems with more than one sub-array (informative)

NOTE This subclause is informative because the limits and the rules for their application with regards to array or sub-array ratings and structure, are the subject of the applicable installation standards, not this document.

4.5.1 General

Where the PV-EFP limits in the applicable installation standards are based on the PV array power rating, the system topology determines whether the limits are based on the total PV array power rating, or the rating of each sub-array, as follows.

4.5.2 Isolated sub-arrays

Where the PV sub-arrays are galvanically isolated from each other throughout the system, including in the PCE, the PV-EFP limits apply to each sub-array based on its power rating.

4.5.3 Non-isolated sub-arrays

Where the PV sub-arrays are not galvanically isolated from each other, the PV-EFP limits apply to the complete array and are based on the total power rating.

5 PV array to earth insulation monitoring

5.1 General

The requirements in this subclause regarding detection and response to abnormal PV array insulation resistance to earth are intended to reduce fire hazard due to an inadvertent connection or fault path between the array and earth. In a non-separated or functionally earthed PV array, an array earth fault will result in potentially hazardous current flow due to the return path provided by the intentional earth connection. In a non-earth-referenced PV array, the first earth fault will not cause hazardous current, however if the first fault goes undetected, a second fault can cause hazardous current to flow, so early detection and repair is essential. Adequate insulation to earth provides the first level of protection against this fire hazard. The requirements in this clause provide additional protection by monitoring the state of that insulation.

Insulation monitoring for PV array earth fault protection is intended to detect insulation resistance (R_{iso}) from the PV array to earth, that is below the normally expected fault-free value. Table 2 gives example lower limits for R_{iso} for various ranges of PV array power rating.

NOTE Refer to Annex B for information regarding the relationship between array power and expected insulation resistance.

Table 2 – Example PV array to earth insulation resistance limits

Max PV array DC rating at STC kW	R_{iso} lower limit k Ω
≤ 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
NOTE 1 This table is aligned with IEC 62548:2016.	
NOTE 2 This table is informative, however a normative absolute lower limit of 1 k Ω is given in 5.2 and 5.5.	

5.2 Array insulation monitoring requirements

The PV-EFPE insulation monitoring equipment shall measure the DC insulation resistance from the PV array to earth, R_{iso} , before each time the PV system starts operation, and as follows:

- for PV-EFPE for functionally-earthed systems, in no case less often than once every 24 h;
- for PV-EFPE for non-separated systems, in no case less often than once every 24 h except for PV-EFPE incorporating fire hazard current monitoring according to 6.4 or 6.5, the monitoring interval may be adjustable to a value not exceeding 72 h, in accordance with 5.5;

NOTE 1 Installation codes and standards may allow a monitoring interval longer than 24 h for certain types of systems, for example in a large ground-mounted PV plant with continuous supervision by qualified on-site staff. This may benefit systems that are required to provide continuous grid services such as reactive power delivery at night that are expected to be provided 24 h per day. Non-separated inverter systems cannot perform insulation monitoring without opening the inverter connection to the grid, interrupting such services.

- for PV-EFPE for non-earth-referenced systems, the insulation shall be monitored continuously, except for equipment in which the operational power is derived from the PV array, monitoring is not required during periods where irradiance is inadequate for the PV-EFPE to function.

The PV-EFPE shall be installed and coordinated with the other equipment in the system, such that the insulation monitoring measurement is performed with any intentional earth reference removed from the system.

NOTE 2 This implies equipment such as a contactor or other switching device to remove any intentional earth reference from the PV array prior to insulation measurement. Depending on the topology of the system, and whether the PV-EFPE is stand-alone or integrated into other equipment such as an inverter, this may be direct (for example opening a contactor between the PV array and earth or between the PV array and an earthed AC power system) or indirect (for example closing a signal contact that causes host equipment to remove the earth reference).

PV-EFPE providing an insulation monitoring function shall be capable of detecting insulation resistance below the value(s) or range of R_{iso} settings the PV-EFPE is rated for, in accordance with 11.2.2c), under normal conditions and with an earth fault located anywhere in the PV array. The default (factory) setting shall not be lower than 1 k Ω .

5.3 Array insulation fault response requirements

When the PV array insulation resistance is below the setting in the PV-EFPE, it shall indicate a fault and respond as indicated in the appropriate column(s) of Table 1 based on the type(s) of systems the PV-EFPE is rated for according to 11.2.3.9.

For PV-EFPE intended for use in non-earth-referenced systems, fault indication and response during system operation shall happen within 60 min from the time a fault occurs with insulation resistance lower than the setting.

5.4 Provisions for reset

After the response in 5.3, the PV-EFPE may continue to monitor the insulation, and may allow manual reset or automatically stop indicating a fault and allow the host system to operate if the insulation resistance, R_{iso} , has recovered to a value higher than the setting in the PV-EFPE.

5.5 Insulation monitoring function adjustability

The insulation monitoring function may have a fixed or adjustable R_{iso} setting.

For a PV-EFPE insulation monitoring function that has an adjustable R_{iso} setting, access to the means of adjustability shall be restricted to qualified personnel only and the installation instructions shall include the information in 11.2.2c). The adjustment range shall not allow a setting lower than 1 k Ω .

For PV-EFPE intended for non-separated systems and incorporating fire hazard current monitoring according to 6.4 or 6.5, the insulation monitoring interval may be adjustable from 24 h up to a maximum value of 72 h. The default setting shall be 24 h, and access to the means of adjustability shall be restricted to qualified personnel only and the installation instructions shall include the information in 11.2.3.14.

NOTE Methods of restricting access to adjustable settings include an interface requiring a password or locating the adjusting means behind a cover requiring a tool to open it.

6 PV array residual or earth current monitoring

6.1 General

The requirements in this clause regarding detection and response to PV array residual or earth current monitoring, are intended to reduce shock hazards and fire hazards due to an inadvertent contact or fault path between the PV array and earth.

PV arrays operating at hazardous voltages can create a shock hazard if live parts are contacted and a return path for touch current exists. In a non-separated or functionally-earthed PV array, the connection to earth provides a return path for touch current if personnel inadvertently contact live parts of the array and earth at the same time. Insulation and enclosure of live parts provides the first level of protection against this shock hazard. The requirements in this clause provide additional protection through monitoring for and responding to the sudden change in residual or earth fault current that result when someone contacts live parts and earth.

PV arrays can create a fire hazard if a ground fault occurs that allows excessive current to flow on conductive parts or structures that are not intended to carry current. In a non-separated or functionally earthed PV array, the first earth fault will cause current to flow due to the intentional connection to earth. Insulation to earth provides the first level of protection against this fire hazard. The requirements in this clause provide additional protection by monitoring for and responding to excessive continuous residual or earth fault current. Techniques include the use of residual or earth current monitoring, or overcurrent protective devices in the functional earthing (FE) path.

6.2 Required PV-EFP current monitoring functions

As required by Table 1, PV-EFPE for non-separated or functionally-earthed PV arrays shall be provided with both fire and shock hazard current monitoring, and shall detect and respond to residual or earth fault current according to 6.3 for shock hazard, and either 6.4 or 6.5 for fire hazard.

PV-EFPE intended only for systems located in closed electrical operating areas, and provided with markings and instructions according to 11.1.2.6 and 11.2.3.15, are not required to provide the shock hazard current monitoring function.

NOTE The above exception, allowing the shock hazard current monitoring function to be left out of PV-EFPE intended for use only in closed electrical operating areas, is considered appropriate for the following reasons:

- closed electrical operating areas are entered by skilled or instructed personnel only, who have training and equipment for protection against shock hazards;
- the shock hazard current monitoring function uses a sudden change detection method that may cause nuisance tripping in large PV systems, due to sudden changes in irradiance or operating mode; large systems are typically located in closed electrical operating areas, so the exception helps with this potential problem;
- The action on fault required in this document for the shock hazard current monitoring function involves isolating the faulty array from the intentional earth connection in the system. However this action is less effective as array size increases, as large arrays have low insulation resistance to ground which creates a return path for touch current even after disconnection of the intentional ground path in the system. Therefore for arrays in which the fault-free leakage current through the insulation resistance to ground may exceed 30 mA, this technique is not effective.

The residual or earth current monitoring functions shall respond to the total (both AC and DC components) RMS current.

6.3 Shock hazard current monitoring

6.3.1 General

Shock hazard current monitoring is intended to detect sudden changes in residual or earth fault current that may indicate a person coming in contact with live parts and earth and provide protection against shock through low current limits and fast response times. The sudden change in residual or earth current is above whatever steady state (continuous) baseline current is flowing under normal conditions.

6.3.2 Limits and response

When a sudden change in residual or earth fault current exceeds the limits in Table 3 the PV-EFPE shall indicate a fault and respond as indicated in the appropriate column(s) of Table 1 based on the type(s) of systems the PV-EFP is rated for according to 11.2.3.9.

Table 3 – Shock hazard – Sudden current change limits and response times

Residual or earth current sudden change	Max response time
mA	s
30	0,3
60	0,15
90	0,04

NOTE These values of sudden current changes and response times are based on the limits in IEC TS 63053 for RCDs for DC systems. Compared to IEC 62109-2:2011, the current limit in the 4th row has been reduced from 150 mA to 90 mA to reflect the new DC-specific limits in IEC TS 63053. The other values remain unchanged compared to IEC 62109-2:2011.

6.3.3 Provisions for reset

After the response in 6.3.2, if

- the PV-EFP continuous (fire hazard) residual or earth current monitoring function is not detecting a fault, and

- the PV-EFP insulation resistance R_{iso} monitoring function measures a value higher than the setting in the PV-EFPE,

then the PV-EFPE may stop indicating a fault and may allow the host system to resume operation in the normal state.

6.3.4 Shock hazard current monitoring – adjustability

The shock hazard protection sudden change limits and response times shall not be adjustable.

6.3.5 Fault tolerance of shock hazard current monitoring

The shock hazard current monitoring function shall be fault-tolerant in accordance with 9.3.5.

6.4 Fire hazard (continuous) current monitoring by electronic means

6.4.1 Overview

As stated in 6.2, fire hazard protection may be provided per 6.4 or 6.5. PV-EFPE is not required to comply with both.

6.4.2 General

Fire hazard current monitoring is intended to detect continuous residual or earth fault current that is higher than the normally expected fault-free value, in order to limit earth fault energy and reduce fire hazard.

NOTE In this context, “continuous” is used to differentiate this function from the monitoring for sudden changes in current addressed in 6.3. It is not meant to imply a measuring window of a certain length, or current that is completely unchanging. In a PV array there is always a certain fault-free amount of leakage current to earth, through R_{iso} and through the capacitance of the array to earth, and that “baseline” current is typically a slowly changing quantity. That baseline current is “continuous” in comparison to the sudden change in leakage current when a person contacts a live part and earth, or when a damaged conductor first contacts earthed parts.

Table 4 gives example residual or earth current limits and response times for various ranges of PV array power rating.

Table 4 – Example continuous current limits and response times

Max rated PV array size at STC	Maximum continuous residual or earth current	Maximum response time s
$P \leq 30$ kW	300 mA	0,3
30 kW < $P < 500$ kW	10 mA per kW	0,3
$P \geq 500$ kW	5 A	0,3
NOTE 1 These values are similar to IEC 62548:2016 (except the above is based on array power in kW, and in IEC 62548 the limits are based on PCE output power in kVA). NOTE 2 This table is informative, however a normative upper limit of 5 A is given in 6.4.3 and 6.4.5.		

6.4.3 Settings and response

PV-EFPE providing this fire hazard continuous current monitoring function shall be capable of detecting residual or earth current values higher than the value(s) or range(s) of current settings the PV-EFPE is rated for, in accordance with 11.2.2c), under normal conditions and with an earth fault located anywhere in the PV array. The factory default trip setting shall be 5 A or less.

When the continuous residual or earth current exceeds the setting in the PV-EFPE, it shall indicate a fault and respond as indicated in the appropriate column(s) of Table 1 based on the type(s) of systems the PV-EFP is rated for according to 11.2.3.9.

6.4.4 Provisions for reset

After the response in 6.4.3, if

- the PV-EFP fire hazard residual or earth current monitoring function is no longer detecting a fault, and
- the PV-EFP insulation resistance R_{iso} monitoring function measures a value higher than the setting in the PV-EFPE,

then the PV-EFPE may stop indicating a fault and may allow the host system to resume operation in the normal state.

6.4.5 Fire hazard current monitoring function adjustability

For a PV-EFPE fire hazard current monitoring function with adjustable current setting(s) or response time(s), access to the means of adjustability shall be restricted to qualified personnel only and the installation instructions shall include the information in 11.2.3.8 and 11.2.3.14. The adjustment range shall not allow a setting of more than 5 A.

NOTE Methods of restricting access to adjustable settings include an interface requiring a password or locating the adjusting means behind a cover requiring a tool to open it.

6.4.6 Fault tolerance of fire hazard current monitoring by electronic means

The fire hazard current monitoring function shall be fault-tolerant in accordance with 9.3.5.

6.5 Fire hazard current monitoring by an overcurrent protective device in the functional earthing conductor

6.5.1 Overview

As stated in 6.2, fire hazard protection may be provided per 6.4 or 6.5. PV-EFPE is not required to comply with both.

6.5.2 General

Fire hazard current monitoring by an overcurrent protective device is intended to detect continuous earth fault current that is higher than the normally expected fault-free value, in order to limit earth fault energy and reduce fire hazard.

Table 5 gives example limits for the trip rating of the overcurrent protective device for various ranges of PV array power rating.

Table 5 – Example trip current of overcurrent protection in the functional earthing conductor

Max PV array DC rating at STC kW	Trip current I_n A
≤ 25	1
> 25 and ≤ 50	2
> 50 and ≤ 100	3
> 100 and ≤ 250	4
> 250	5
NOTE 1 This table is aligned with IEC 62548:2016.	
NOTE 2 This table is informative, however a normative upper limit of 5 A is given in 6.5.3 and 6.5.6.	

PV-EFPE intended for use with a functionally earthed PV array and not provided with the electronic residual or earth current monitoring in 6.4 shall be provided with an overcurrent protective device that automatically interrupts excessive current in the functional earthing conductor.

6.5.3 Ratings

The overcurrent protective device shall:

- have a trip rating of 5 A or less,
- have a voltage rating not less than the maximum voltage rating of the PV-EFPE,
- have an interrupting capacity not less than the maximum short circuit current rating of the PV-EFPE,
- be rated for PV applications, and
- be compliant with IEC 60269-6 for fuses, IEC 60947-2:2016, Annex P for circuit breakers, or another relevant IEC standard for other types of devices.

The PV-EFPE instructions shall state the overcurrent protective device type and trip rating in accordance with 11.2.2c).

6.5.4 Response

When the overcurrent protective device trips, the PV-EFPE shall indicate a fault and respond as indicated in the appropriate column(s) of Table 1 based on the type(s) of systems the PV-EFPE is rated for, according to 11.2.3.

6.5.5 Provisions for reset

After the response 6.5.4, if the overcurrent protective device has automatically reset, and if the PV-EFP array to earth insulation resistance R_{iso} monitoring function measures a value higher than the setting in the PV-EFPE, then the PV-EFPE may stop indicating a fault and may allow the host system to resume operation in the normal state.

6.5.6 Overcurrent protective device adjustability and replacement

For PV-EFPE using an overcurrent device that requires replacement after opening (e.g. a fuse), markings and instructions according to 11.1.2.3 and 11.2.5 shall be provided.

For PV-EFPE provided with a fuseholder allowing different trip values of fuse to be used, intended to allow fuse selection as part of the design and installation process, the instructions shall include the information in items 11.2.3.8 and 11.2.3.14.

For PV-EFPE using an overcurrent device that has adjustable current or time trip settings, access to the means of adjustability shall be restricted to qualified personnel only and the instructions shall include the information in items 11.2.3.8 and 11.2.3.14 and access to the means of adjustment shall be restricted. The adjustment range shall not allow a setting of more than 5 A.

NOTE Methods of restricting access to adjustable settings include an interface requiring a password or locating the adjusting means behind a cover requiring a tool to open it.

7 Construction

7.1 General

7.1.1 PV-EFP covered by this document may be stand-alone equipment or built-in to other equipment subject to other IEC standards. The general construction requirements with respect to product safety shall therefore be taken from one of the following:

7.1.2 IEC 62109 series for PV-EFPE that is integrated into PV Power Conversion Equipment or for PV-EFP that is not covered by 7.1.3-7.1.5,

7.1.3 IEC 61557-8 for stand-alone PV-EFPE consisting of only insulation monitoring device(s),

7.1.4 IEC 61008-1, IEC TS 63053 or other applicable IEC standard for stand-alone PV-EFPE consisting of only residual current detection devices, or

7.1.5 IEC 61439-1 for PV-EFPE that is integrated into a PV combiner or recombiner in scope of that standard.

NOTE 1 The general construction requirements with respect to product safety referred to in this clause are aspects such as insulation coordination, enclosures, protection against direct and indirect contact, etc. This is not intended to include the earth fault protection function(s) itself.

NOTE 2 For testing related to general product safety, refer to 9.6 Over-voltage Category and impulse withstand voltage rating.

In the product safety evaluation in 7.1, the PV port of PV-EFPE shall be assigned an Over-Voltage Category of OVC II with a minimum impulse withstand voltage rating of 2 500 V in accordance with IEC 62109-1:2010. Connections to AC mains circuits shall be assigned OVC II, III, or IV, and the applicable impulse withstand voltage rating, in accordance with IEC 60664-1.

7.2 Environmental considerations

In the product safety evaluation in 7.1, for equipment rated for installation outdoors or in indoor unconditioned environments, the requirements of Table 4 of IEC 62109-1:2010 apply, except for module integrated electronics for which the requirements of IEC 62109-3:2020 apply.

NOTE IEC 62109-1:2010, Table 4 contains requirements for equipment for use in indoor conditioned, indoor unconditioned, and outdoor locations, regarding Pollution Degree, wet locations classification, minimum IP rating, temperature and humidity ranges, and UV exposure.

For PV-EFPE intended only for installation in indoor conditioned environments, the minimum considered Pollution Degree shall be PD2 and the minimum IP rating shall be IP20.

8 PV-EFP Fault Indication

8.1 General

PV-EFPE fault indication means shall indicate faults under the conditions required by Table 1 and Clause 5 and Clause 6.

The PV-EFPE instructions shall explain the meanings of the various states of the indicating means and shall explain the need for immediate action to investigate and to correct earth faults, according to 11.2.4.

8.2 Integral fault indication

Stand-alone PV-EFPE shall have an integral fault indication means consisting of a visible or audible signal.

Integrated PV-EFPE shall have an integral fault indication means consisting of a visible or audible signal unless the IEC standard applicable to the host equipment specifically allows for only remote fault indication.

NOTE In some situations, integral fault indication is very unlikely to be observed, for example with small PCE mounted on the underside of roof-mounted PV modules. For this reason IEC 62109-3:2020 specifies some cases where integral indication is not required.

8.3 Remote fault indication

8.3.1 General

Both stand-alone and integrated PV-EFPE shall have provisions for remote fault indication.

NOTE Whether or not the remote indication means is actually used in a particular system is dependent on the applicable installation standards.

8.3.2 Observability

The remote fault indication shall be of a form that ensures that the system operator or owner of the system is able to observe the fault indication without necessarily being in proximity to the PV-EFPE.

NOTE This requirement addresses the practical limitations of integral fault indication, since PV equipment is often located where the system owner or operational personnel are unable to observe the integral indication, for example where the PV equipment is located on a roof, or in a ground-mounted system monitored by a remotely-located control centre.

8.3.3 Remote fault indication means

The remote fault indication means shall consist of one or more of the following:

- a contact or other signal intended to be used in the installation to control a remote visible or audible indicator,
- an electronic communications signal such as RS485, Email, SMS, etc., or
- other means that allow the system to comply with 8.3.1 and 8.3.2.

The PV-EFPE installation instructions shall include the information necessary to correctly implement the intended remote indication, according to 11.2.3.16.

8.4 Resetting of the fault indication

Fault indication may cease or be reset under the conditions in 5.4, 6.3.3, 6.4.4, and 6.5.5.

Where resetting of fault indication is controlled automatically (as opposed to manually), a record of the most recent 10 faults shall be maintained automatically by the PV-EFPE in a manner that is retrievable by the operator. Each fault log entry shall include the date and time of the fault. The fault log shall be stored in a manner that is not dependent on external power being supplied to the PV-EFPE.

9 Testing

9.1 General requirements for the tests in 9.2 through 9.5

9.1.1 Tests required

With respect to the tests in 9.2 through 9.5 for insulation monitoring and residual/earth current monitoring functions, PV-EFPE are only required to be tested for those functions that they are designed to fulfil and that are declared in the PV-EFPE instructions according to 11.2.3.13 and 11.2.4.3.

9.1.2 DC sources

Unless stated otherwise, or where the results of a test could be affected by the voltage versus current characteristic of the supply, equipment under test (EUT) terminals intended for connection to a PV array, battery, or other DC supply circuit, may be tested using any convenient DC source capable of supplying the range of voltage and current required for the tests.

For the source of supply to a PV input port:

- it is not required to use a source that simulates a PV array I-V characteristic,
- for tests requiring the source to be capable of providing rated $I_{SC\ PV}$ to the PV port it is not required for the source to be able to simultaneously provide the full range of voltage, and
- the source shall limit its output voltage to not more than the PV-EFPE rated maximum voltage for the PV input port.

Tests for which the outcome will not be significantly affected by the DC supply voltage may be carried out at any voltage within the rated supply conditions. Tests for which the outcome may be significantly affected by the DC supply voltage shall be performed at the worst case condition or conditions.

For testing under abnormal or fault conditions, the available short circuit current from the source:

- shall not be less than the rated $I_{SC-PR-MAX}$ of the port, and
- should be limited to a value not more than 102 % of the rated $I_{SC-PR-MAX}$ of the port, unless agreed by the PCE manufacturer and the test body.

The internal resistance and capacitance to ground of the DC supply used may need to be taken into account if the values could significantly influence a test result. See 9.1.7 for further requirements regarding capacitance.

The DC supply shall be earthed or not according to the intended supply configuration for the PV-EFPE under test. For equipment that may be supplied from either an earthed or un-earthed supply system, the supply system used shall be that which provides a worst-case test condition, or tests shall be done in both configurations.

DC inputs shall be provided with the over-current protection that will be present in the installation, and this protection shall not operate during any tests in normal conditions, but is allowed to operate during abnormal or fault tests.

9.1.3 AC sources

For PV-EFPE integrated into or intended for integration into an inverter, or for use with non-separated PV arrays, the test setup requires an AC source.

Tests for which the outcome will not be significantly affected by the mains supply conditions, may be carried out at any point within rated supply conditions.

For tests for which the outcome may be significantly affected by mains supply conditions, the test shall be performed at the worst case mains supply condition or conditions, taking into consideration rated conditions and tolerances, as specified below:

- a) Voltage: Tolerance shall be taken as 90 % to 110 % of the rated voltage(s), unless a wider range is given in the specifications for the EUT in which case the wider range is used. If the EUT will not operate across the full 90 % to 110 % range, the tolerance is taken as specified operating range. Testing under nominal supply conditions, or at supply conditions between the ends of the ranges, is only necessary if testing at the ends of the ranges is not worst-case.
- b) Frequency: Multiple rated frequencies are to be taken into account (e.g. 50 Hz versus 60 Hz), but tolerances around these frequencies do not normally need to be considered.
- c) Earthing: The test supply shall be earthed or not according to the intended supply configuration for the equipment under test. For equipment that may be supplied from either an earthed or un-earthed supply system, the supply system used shall be that which provides a worst-case test condition, or tests shall be done in both configurations.
- d) Over-current protection: Inputs shall be provided with the over-current protection that will be present in the installation, and this protection shall not operate during any tests in normal conditions, but is allowed to operate during abnormal or fault tests.

9.1.4 Laboratory conditions

Unless otherwise specified in this document, or where it can be shown to have no effect on the test results, the following ambient environmental conditions shall exist in the test location:

- a) temperature of 15 °C to 40 °C;
- b) a relative humidity of not more than 75 % and not less than 5 %;
- c) an air pressure of 75 kPa to 106 kPa;
- d) no frost, dew, percolating water, rain, solar radiation, etc.

9.1.5 Monitoring the PV-EFPE means of control of the host system

Where control over the operational state of the host system is provided, suitable monitoring of the host system control shall be implemented, so that the state and the timing of state changes can be observed during the testing. For the purposes of these test procedures the following terms are used:

- operation disallowed state: the PV-EFPE has disallowed host system operation either due to a fault condition or due to start-up measurement not being complete;
- operation allowed state: the PV-EFPE has allowed (or not disallowed) host system operation;

NOTE Table 1 allows operation during fault conditions for some cases.

9.1.6 Control of the PV-EFPE state

A means shall be provided to control the state of the PV-EFPE. For the purposes of these test procedures the following terms are used:

- standby state: the state of the PV-EFPE before host system start-up (for example before sunrise), possibly including the PV-EFPE being full de-energized (as opposed to a powered standby state);

- start-up state: the state of the PV-EFPE before allowing the host system to start operating;
- normal operating state: the state of the PV-EFPE when the host system is operating normally.

NOTE This control may take many forms depending on the type and design of the PV-EFPE. For example:

- for PV-EFPE embedded in an inverter, the state may be controlled by the inverter controls based on PV input voltage, AC grid voltage, etc.
- for a stand-alone PV-EFPE the state may be controlled by PV voltage or remote signaling, etc.

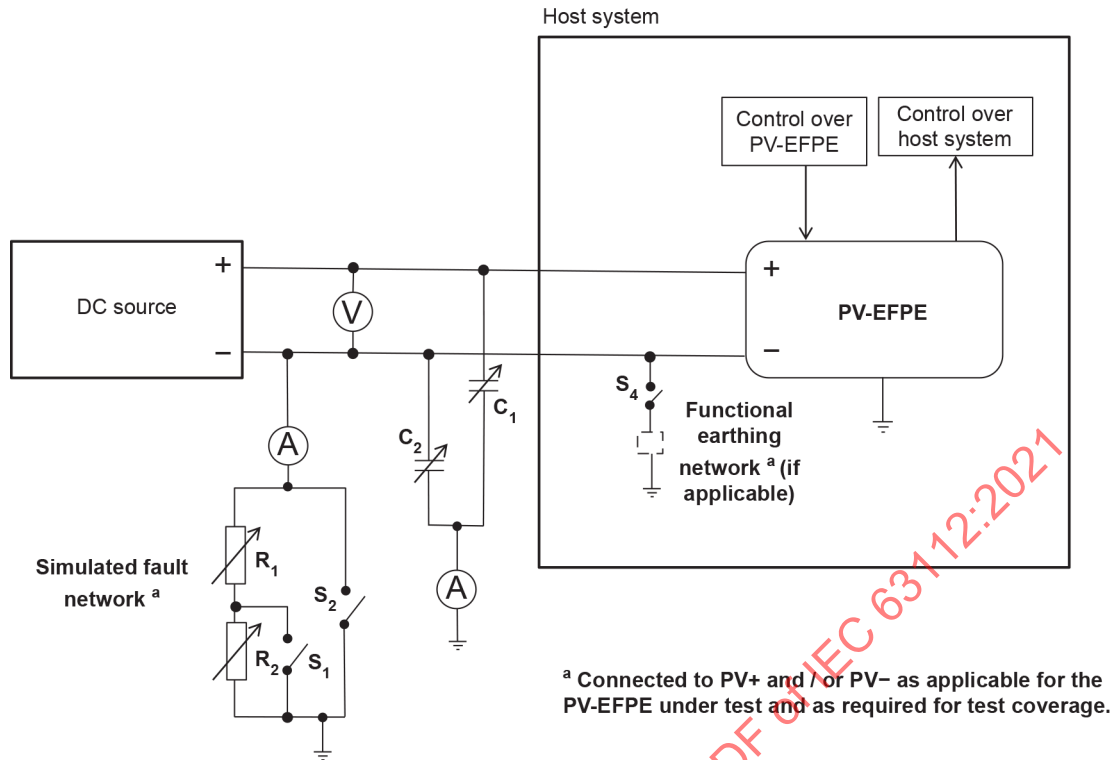
9.1.7 Test setup

In general, the setup for testing PV-EFPE requires the conditions and equipment in 9.1.1 through 9.1.6, and the following impedances and switching devices:

- Capacitance shall be connected from the PV positive and negative poles to earth, to simulate the PV array to earth capacitance, as follows:
 - for insulation monitoring tests in 9.2, the capacitance value shall be the maximum rated value stated in the installation instructions according to 11.2.3.19, but in no case less than 1 μ F.

NOTE 1 The 1 μ F minimum capacitance value is aligned with IEC 61557-8 (refer also to Annex B). For residual or earth current monitoring tests, the capacitance is selected to create baseline current as specified in the test procedures in 9.3.3 and 9.3.4

- A simulated fault network shall be used, able to be connected to either the positive or negative pole of the PV supply (see example in Figure 4) or to its midpoint (see example in Figure 5) for the tests in 9.2.8.
- The simulated fault network shall consist of:
 - a variable resistance able to be varied continuously across the range of 90 % to 110 % of the R_{iso} trip setting under test,
 - additional resistance and switching as needed to implement the various step changes required by the test procedures in this document, and
 - a shorting switch, suitable to make and carry the short circuit current that will flow during the test, connected across the simulated fault network.



IEC

Key

- R_1, R_2 simulated fault resistance, R_{iso}
- S_1 step change switch for R_2
- S_2 switch for short circuit earth fault
- $C_1 + C_2$ total capacitance to earth
- S_4 functional earthing switch

NOTE The arrangement shown to create the variable fault resistance, R_{iso} , is only an example; other arrangements are possible, for example using resistors in parallel, each with a series switch.

Figure 4 – Example setup for PV-EFPE testing

If an alternate arrangement of the simulated fault resistance is used, the test procedures in 9.2 through 9.5 shall be adjusted to achieve the same test conditions as specified.

NOTE 2 The "alternate arrangement" above refers to the NOTE under Figure 4.

9.2 Tests for PV array insulation monitoring functions

9.2.1 Setup

9.2.1.1 General

The PV-EFPE shall be set up under the general conditions in 9.1, with R_{iso} trip settings as follows:

- for PV-EFPE without adjustable R_{iso} trip settings, the factory setting;
- for PV-EFPE with adjustable R_{iso} trip settings, the geometric mean of the adjustability range.

NOTE The geometric mean of two numbers x and y is the square root of their product: $\sqrt{(x \times y)}$. This approach provides testing at a more meaningful intermediate value between the ends of the adjustability range, than a simple arithmetic mean, especially when the range spans orders of magnitude.

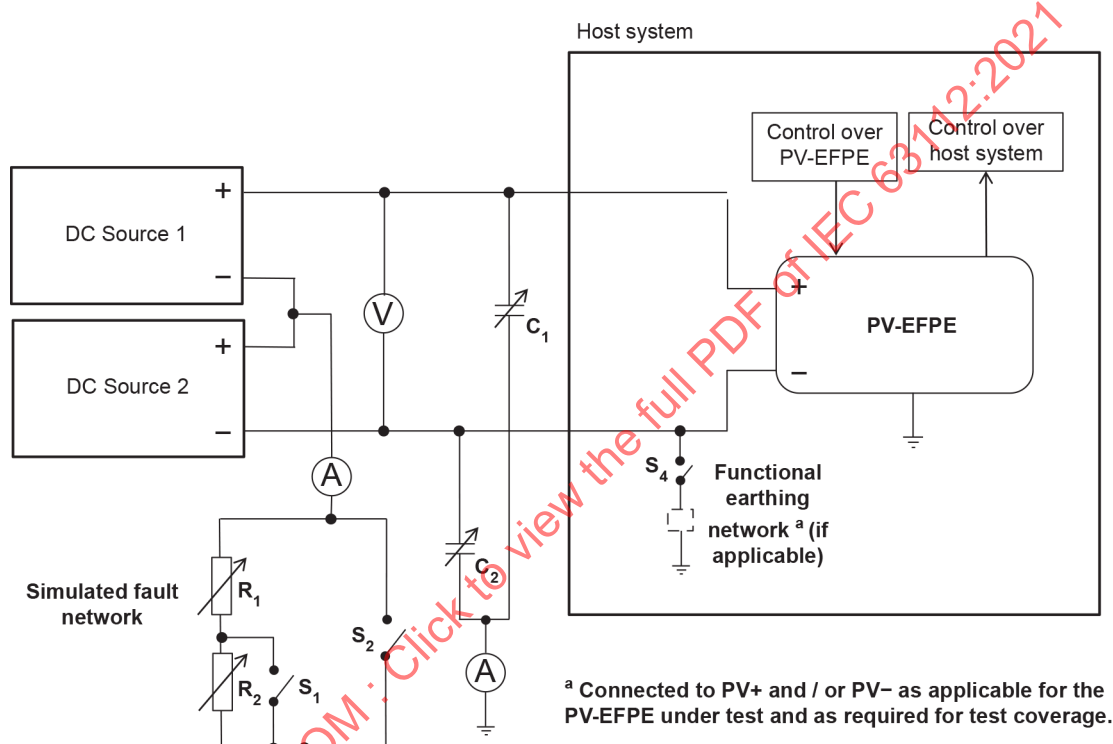
9.2.1.2 Mid-point tests

For tests involving a simulated array mid-point fault in 9.2.8, the test setup requires either:

- a bipolar DC source, or 2 DC sources in a bipolar arrangement, as in Figure 5, or
- a single DC source, as in Figure 4, with series connected resistors across the source, providing a mid-point to connect the simulated fault network to, in which case the simulated fault network resistance shall be adjusted to take into account the value of resistance seen by the PV-EFPE due to the mid-point resistor network, which shall be significantly less than the setting under test.

NOTE 1 The resistors may dissipate significant power and will overheat if undersized.

NOTE 2 The intent of these setups is to create a “virtual earth” potential at the mid-point.



IEC

Key

- | | |
|-------------|---------------------------------------|
| R_1, R_2 | simulated fault resistance, R_{iso} |
| S_1 | step change switch for R_2 |
| S_2 | switch for short circuit earth fault |
| $C_1 + C_2$ | total capacitance to earth |
| S_d | functional earthing switch |

NOTE The arrangement shown to create the variable fault resistance, R_{iso} , is only an example; other arrangements are possible, for example using resistors in parallel, each with a series switch.

Figure 5 – Example setup for PV-EFPE testing of array mid-point faults

9.2.2 Sequence of tests

Unless otherwise noted, these tests may be performed in any order.

The tests in 9.2.3 through 9.2.7 shall be performed once with the simulated fault network connected to the positive pole of the DC source and again with it connected to the negative pole, in both cases with the PV-EFPE configured with settings according to 9.2.1.

For PV-EFPE with adjustable insulation monitoring settings, the tests in 9.2.3 through 9.2.7 shall be repeated two more times: with the setting adjusted to the lowest and highest settings available. It is not necessary to repeat this adjustment range testing with the simulated fault network on both positive and negative poles.

The PV array mid-point fault tests in 9.2.8 shall be performed with settings according to 9.2.1 and for PV-EFPE with adjustable insulation monitoring settings, repeated two more times: with the setting adjusted to the lowest and highest settings available.

For PV-EFPE with connections for more than one PV array, it is not required to test additional PV input terminals if analysis of the design indicates that one or more terminals can be expected to have the same result, for example where multiple PV string inputs are in parallel.

9.2.3 Test for R_{iso} above setting during system start-up

Start with switches S1 and S2 open.

Adjust R1 and R2 to a total value higher than the R_{iso} trip setting under test by an amount adequate to ensure that the PV-EFPE will not detect a fault.

NOTE The above is intended to take into account the internal measurement tolerance of the PV-EFPE under test.

Put the PV-EFPE into the standby state, and confirm that the PV-EFPE host system control is in the operation disallowed state.

Place the PV-EFPE into the start-up state, and confirm that the PV-EFPE host system control initially remains in the operation disallowed state.

Allow the PV-EFPE to operate and monitor R_{iso} until it has obtained a stable reading and confirm that the PV-EFPE host system control changes to the operation allowed state.

9.2.4 Test for R_{iso} below setting during system start-up

Start with switches S1 and S2 open.

Adjust R1 and R2 to a total value of 90 % of the R_{iso} trip setting under test.

Put the PV-EFPE into the standby state, and confirm that the PV-EFPE host system control is in the operation disallowed state.

Place the PV-EFPE into the start-up state, and confirm that the PV-EFPE host system control initially remains in the operation disallowed state.

Allow the PV-EFPE to operate and monitor R_{iso} until it has obtained a stable reading and confirm that the PV-EFPE indicates a fault and that the host system control takes one of the actions required by the applicable cell in Table 1.

9.2.5 Test for R_{iso} dropping below setting during operation

This test applies only to PV-EFPE for use with non-earth-referenced PV arrays and provided with the ability to monitor R_{iso} continuously during operation in accordance with 5.2.

Start with switches S1 and S2 open.

Adjust R1 and R2 such that:

- R1 is 90 % of the R_{iso} trip setting under test, and
- the total resistance $R1+R2$ is higher than the R_{iso} trip setting under test by an amount adequate to ensure that the PV-EFPE will not detect a fault.

Put the PV-EFPE into the standby state, and confirm that the PV-EFPE host system control is in the operation disallowed state.

Place the PV-EFPE into the start-up state, and confirm that the PV-EFPE host system control initially remains in the operation disallowed state.

Allow the PV-EFPE to operate and monitor R_{iso} until it has obtained a stable reading and confirm that the PV-EFPE host system control changes to the operation allowed state.

Close switch S1 and confirm that within 60 min the PV-EFPE indicates a fault and that the host system control takes one of the actions required by the applicable cell in Table 1.

9.2.6 Test for short circuit earth fault during system start-up

Start with switch S2 closed (the position of S1 does not matter).

Put the PV-EFPE into the standby state and confirm that the PV-EFPE host system control is in the operation disallowed state.

Place the PV-EFPE into the start-up state, and confirm that the PV-EFPE host system control initially remains in the operation disallowed state.

Allow the PV-EFPE to operate and monitor R_{iso} until it has obtained a stable reading and confirm that the PV-EFPE indicates a fault and that the host system control takes one of the actions required by the applicable cell in Table 1.

9.2.7 Test for short circuit earth fault during operation – non-earth-referenced PV arrays

This test applies only to PV-EFPE for use with non-earth-referenced PV arrays which monitor R_{iso} continuously during operation.

Start with switches S1 and S2 open.

Adjust R1 and R2 to a total value higher than the R_{iso} trip setting under test by an amount adequate to ensure that the PV-EFPE will not detect a fault.

Put the PV-EFPE into the standby state and confirm that the PV-EFPE host system control is in the operation disallowed state.

Put the PV-EFPE into the start-up state, and confirm that the PV-EFPE host system control initially remains in the operation disallowed state.

Allow the PV-EFPE to operate and monitor R_{iso} until it has obtained a stable reading and confirm that the PV-EFPE host system control changes to the operation allowed state.

Close switch S2, and confirm that within 60 min the PV-EFPE indicates a fault and that the host system control takes one of the actions required by the applicable cell in Table 1.

9.2.8 Tests for PV array mid-point fault detection

The tests in 9.2.4 and if applicable 9.2.5 shall be repeated with the test setup of 9.2.1.2 (see example in Figure 5) in which the simulated fault network is connected to the mid-point of the DC supply. Testing shall be performed with settings as in 9.2.2.

9.2.9 24 h timer test

This test confirms that the PV-EFPE will verify the PV array insulation at least once every 24 h as required by 5.2.

This test is only required to be performed once, with the insulation monitor time interval set to 24 h and all other PV-EFPE settings at their default values. The test does not need to be repeated for a fault on each PV polarity.

The test does not need to be repeated for the maximum setting of 72 h for PV-EFPE for non-separated systems if the PV-EFPE complies with the 24 h test.

Start with switches S1 and S2 open.

Adjust R1 and R2 such that:

- R1 is 90 % of the R_{iso} trip setting under test, and
- the total resistance $R1+R2$ is higher than the R_{iso} trip setting under test by an amount adequate to ensure that the PV-EFPE will not detect a fault.

Put the PV-EFPE into the standby state, and confirm that the PV-EFPE host system control is in the operation disallowed state.

Put the PV-EFPE into the start-up state, and confirm that the PV-EFPE host system control initially remains in the operation disallowed state.

Allow the PV-EFPE to operate and monitor R_{iso} until it has obtained a stable reading and confirm that the PV-EFPE host system control changes to the operation allowed state.

The remaining part of the test may be done according to a) or b) as follows:

- a) Full length test: Start timing the 24 h period at this point in the procedure. Close switch S1 and confirm that within 25 h from the “operation allowed” state transition above, the PV-EFPE indicates a fault and that the host system control takes one of the actions required by the applicable cell in Table 1

NOTE The pass/fail criteria of 25 h allows for tolerances on the 24 h timer.

- b) Shortened test: It is acceptable to adjust the clock forward by up to 23 h, if this can be done without interrupting PV-EFPE operation, so that the test can be done in less than 24 h. In this case the test result is acceptable if the PV-EFPE indicates a fault and that the host system control takes one of the actions required by the applicable cell in Table 1 in a time equal to 25 h minus the amount by which the clock was adjusted.

9.3 Tests for residual or earth current monitoring functions:

9.3.1 Setup

The PV-EFPE shall be set up under the general conditions in 9.1, and according to the following:

- R_{iso} trip settings shall be:
 - for PV-EFPE without adjustable R_{iso} trip settings, the factory setting, or

- for PV-EFPE with adjustable R_{iso} trip settings, the geometric mean of the lowest and highest values of the adjustability range.
- Unless stated otherwise elsewhere in 9.3, the fire hazard (continuous) residual or earth current setting and response time settings shall be:
 - for settings that are not adjustable, the factory setting, or
 - for settings that are adjustable:
 - a) for current settings, the geometric mean of the lowest and highest values of the adjustability range, and
 - b) for trip response time settings, the maximum setting available.

9.3.2 Sequence of tests

Unless otherwise stated, the tests in 9.3.3 through 9.3.6 may be performed in any order.

For PV-EFPE with connections for more than one PV array, it is not required to test additional PV input terminals if analysis of the design indicates that one or more terminals can be expected to have the same result, for example where multiple PV string inputs are in parallel.

Further details on required repetitions and sequencing of tests are given in the following subclauses, where applicable.

9.3.3 Tests for shock hazard current monitoring

9.3.3.1 Sequence and conditions for tests

Tests shall be performed to verify correct tripping for the 3 rows of residual/earth current sudden change limits and maximum response times in Table 3.

During these tests the fire hazard (continuous) current monitoring function shall be configured with its trip setting set to the high end of its adjustment range (if adjustable).

The tests in 9.3.3.2 shall be performed once with the simulated fault network connected to the positive pole of the DC source and then repeated with it connected to the negative pole.

The procedures below require a set of tests for each of the 3 rows of Table 3, each set consisting of 5 iterations. That set of 15 iterations is performed on each pole, as above, for a total of 30 iterations.

For PV-EFPE that is not restricted for use only in DC-only systems, the testing shall be performed with the baseline earth current established capacitively.

For PV-EFPE that is restricted for use only in DC-only systems, the testing shall be performed with the baseline earth current established resistively. The PV-EFPE installation instructions shall contain information regarding this restriction in use, in accordance with 11.2.3.12.

NOTE 1 In a DC-only system, the PV array earth current is driven through R_{iso} by the PV array to earth voltage which has no AC component. However in systems with inverters, there is an AC voltage with respect to earth imposed on the PV array, determined by the system voltages and topology. That AC voltage component will add an AC component to the earth current, due to the capacitance of the PV array with respect to earth. In many systems this is the dominant component of the earth current. The residual or earth current detection means in the PV-EFPE may be affected by the type of baseline current – resistive or capacitive – depending how the detection system is designed. If PV-EFPE is tested only with resistive baseline current, but is used in a PV system with significant capacitive baseline current, or vice-versa, it may fail to detect properly. This risk is due to the vector nature of adding quantities that are out of phase. For example a small resistive current added to a large capacitive current results in a very small change to the absolute value of the total current.

The two types of faults of interest in testing to this document are both substantially resistive: the human body at DC and low AC frequencies, and insulation faults. Therefore this document uses resistive current step changes and by default uses capacitive baseline current. The option to use resistive baseline current recognizes that in DC-only systems, there is no AC voltage to earth to create capacitive baseline current.

Where capacitive baseline current is required:

- Integrated PV-EFPE shall be tested with the PCE connected and energized under its normal rated conditions;
- Standalone PV-EFPE shall be tested with an AC source connected between the PV-EFPE and earth to create the capacitive baseline current. The AC source voltage shall not exceed the maximum AC voltage to earth rating of the PV-EFPE in accordance with 11.1.2.2b), and shall be connected using a method that does not impair the normal functioning of the PV-EFPE or the DC source in the test setup (for example by connecting only to one unearthed pole, or by using coupling capacitors).

NOTE 2 The intent of this requirement is to simulate the line frequency or rectified line frequency voltage with respect to earth that some PCE impose on the PV-EFPE and the PV array.

9.3.3.2 Test procedure for PV-EFPE for general use

This procedure applies to PV-EFPE that are not restricted to use in DC-only systems, for which the procedure in 9.3.3.3 shall be used.

Start with switches S1 and S2 open.

Adjust capacitors C1 and C2 as follows, while temporarily operating the host system if needed to subject the capacitors to the expected AC voltage with respect to earth:

- for PV-EFPE with both shock hazard (sudden change) and fire hazard (continuous) current monitoring functions: set C1 and C2 such that the baseline earth current is approximately equal to the continuous current monitoring setpoint minus 150 % of the sudden change limit under test

NOTE The intent of the above is to set the baseline current as close as possible to the continuous current monitoring setpoint while ensuring that application of the sudden change does not trip the continuous current detector. For some tests it may be required to use a value larger than 150 %.

Example: If the continuous current monitoring setpoint is 2 A and the 30 mA sudden change detection is being tested, the baseline capacitive current should be set to approximately $2\text{ A} - (1,5 \times 30\text{ mA}) = 1,955\text{ A}$.

- for PV-EFPE with only the shock hazard (sudden change) current monitoring function: set C1 and C2 to the maximum rated capacitance to earth according to 11.2.3.19.
- the resulting values of capacitance for C1 and C2 shall be approximately equal

Remove resistor R2 from the test setup, leaving an open circuit in its place.

Adjust resistor R1 to a value that will cause a sudden change in earth fault current equal to the sudden change level under test when switch S1 is closed.

Place the PV-EFPE into the start-up state, and allow it to perform insulation monitoring (if provided) and proceed through to a state in which the PV-EFPE host system control changes to the operation allowed state.

Close switch S1 to apply the sudden current change. Confirm that the PV-EFPE indicates a fault and that the host system control takes one of the actions required by the applicable cell in Table 1. Record the time between closing switch S1 and the PV-EFPE taking action to interrupt the fault current.

Repeat the test an additional 4 times.

Repeat this sequence for the remaining 2 rows of Table 3.

Repeat the set of 15 iterations as required by 9.3.3.1

All of the recorded trip response times shall be not greater than the response time limit in Table 3 for the row under test.

9.3.3.3 Test procedure for PV-EFPE restricted to use in DC-only systems

This procedure applies only to PV-EFPE restricted to use in DC-only systems. Other types shall be tested using the test procedure in 9.3.3.2.

Start with switches S1 and S2 open.

Remove capacitors C1 and C2 from the test setup.

Adjust resistor R2 to a value that will cause a sudden change in earth fault current equal to the sudden change level under test when switch S1 is closed.

Adjust resistor R1 to a value such that the total resistance $R1+R2$ will cause a resistive baseline current as follows, when switch S1 is open:

- for PV-EFPE with both shock hazard (sudden change) and fire hazard (continuous) current monitoring functions: set R1 such that the baseline earth current is approximately equal to the continuous current monitoring setpoint minus 150 % of the sudden change limit under test;
- for PV-EFPE with only the shock hazard (sudden change) current monitoring function: set the baseline earth current to 5 A.

NOTE The 5 A value is used here because the system installation standards that require continuous residual or earth current protection typically limit the maximum setting of that type of protection to 5 A (for example in IEC 62548 and IEC 60364-7-712).

Place the PV-EFPE into the start-up state, and allow it to perform insulation monitoring (if provided) and proceed through to a state in which the PV-EFPE host system control changes to the operation allowed state.

Close switch S1 to apply the sudden current change. Confirm that the PV-EFPE indicates a fault and that the host system control takes one of the actions required by the applicable cell in Table 1. Record the time between closing switch S1 and the PV-EFPE taking action to interrupt the fault current.

Repeat the test an additional 4 times.

Repeat this sequence for the remaining 2 rows of Table 3.

Repeat the set of 15 iterations as required by 9.3.3.1.

All of the recorded trip response times shall be not greater than the response time limit in Table 3 for the row under test.

9.3.4 Tests for fire hazard current monitoring by electronic means

9.3.4.1 Sequence and conditions for tests

The tests shall be performed once with the simulated fault network connected to the positive pole of the DC source and then repeated with it connected to the negative pole, in both cases with the PV-EFPE configured with settings according to 9.3.1.

For PV-EFPE with adjustable current monitoring settings, the trip setting tests in 9.3.4.2 shall be repeated two more times: with the function adjusted to the lowest and highest settings available. It is not necessary to repeat this adjustment range testing with the simulated fault network on both positive and negative poles.

For PV-EFPE with adjustable current monitoring trip times, the trip time tests in 9.3.4.3 shall be repeated two more times: with the trip time adjusted to the lowest and highest settings available, and the trip setting configured according to 9.3.1. It is not necessary to repeat this adjustment range testing with the simulated fault network on both positive and negative poles.

NOTE In this test, there is no requirement to test using capacitive baseline earth current in some cases and resistive current in others. In the sudden change detection testing in 9.3.3, the test is simulating the very small increase in current (30 mA) needed to address shock hazard protection. This subclause covers detection of continuous earth fault currents for fire hazard protection. In an actual PV system in operation, the faults this protection is aimed at protecting against are typically insulation faults where the change in current is much larger than 30 mA and is much easier to properly detect regardless of the nature (resistive or capacitive) of the baseline earth current.

For PV-EFPE provided with the shock hazard current monitoring function, care shall be taken not to trip the sudden-change detection during these tests. This may be accomplished by careful selection of resistor values and careful adjustment to keep step changes to values less than 30 mA, or by defeating the sudden change detection function temporarily during these tests, if that is able to be done without impacting the excessive continuous current detection function under test.

9.3.4.2 Trip current test procedure

Start with switches S1 and S2 open.

Remove capacitors C1 and C2 from the test setup.

Adjust resistors R1 and/or R2 such that baseline resistive earth current is approx. 90 % of the trip setting under test, and ensure that there is adequate adjustability remaining so that in a later step the total earth current can be adjusted to exceed the trip setting under test.

Place the PV-EFPE into the start-up state, and allow it to perform insulation monitoring (if provided) and proceed through to a state in which the PV-EFPE host system control changes to the operation allowed state. Confirm that the total earth current is approx. 90 % of the setting under test and that the PV-EFPE does not trip.

Slowly adjust R1 and/or R2 to lower value(s), increasing the residual or earth fault current until the PV-EFPE trips. Confirm that the PV-EFPE indicates a fault and that the host system control takes one of the actions required by the applicable cell in Table 1. Record the earth current value at which the state change occurs.

NOTE Slow adjustment of the resistance is intended to avoid tripping the sudden change detector, in cases where that function is present and has not been defeated.

Repeat the test an additional 4 times.

Repeat the set of 5 repetitions as required by 9.3.4.1.

All of the recorded trip current values shall be not greater than the setting under test.

9.3.4.3 Trip time test procedure

Start with switches S1 and S2 open.

Remove capacitors C1 and C2 from the test setup.

Adjust resistors R1 and R2 as follows:

- set resistor R2 to a value that would cause the residual or earth fault current to increase by approximately 20 mA when switch S1 is closed;
- set resistor R1 such that, with switch S1 open, the total resistance R1+R2 causes a baseline earth current approximately 10 mA below the typical trip current levels determined in 9.3.4.2.

If the sudden change detection has been defeated as allowed by 9.3.4.1, the 20 mA and 10mA values above may be replaced with larger values that provide a step change from below the setting to above the setting

Place the PV-EFPE into the start-up state, and allow it to perform insulation monitoring (if provided) and proceed through to a state in which the PV-EFPE host system control changes to the operation allowed state.

Close switch S1 to increase the earth fault current to a value higher than the trip setting under test. Confirm that the PV-EFPE indicates a fault and that the host system control takes one of the actions required by the applicable cell in Table 1. Record the time between closing switch S1 and the PV-EFPE taking action to interrupt the fault current.

Repeat the test an additional 4 times.

Repeat the set of 5 repetitions as required by 9.3.4.1.

All of the recorded trip times shall be not greater than the trip time setting under test.

9.3.5 Fault-tolerance of shock hazard current monitoring and fire hazard current monitoring by electronic means

9.3.5.1 General

PV-EFPE providing shock hazard current monitoring per 6.3 or fire hazard current monitoring by electronic means per 6.4 shall comply with the fault-tolerance testing of 9.3.5.2.

9.3.5.2 Tests of fault tolerance of electronic current monitoring means

With the PV-EFPE connected and configured per 9.1, single faults are to be applied to the PV-EFPE one at a time, in the current monitoring circuit, the power supply to the current monitoring circuits, or other circuits capable of causing loss of functionality of the protection.

Circuit analysis shall be performed to identify components whose failure would result in loss of functionality of the PV-EFP function under test. The analysis shall include the effect of short-circuit and open-circuit conditions of the component. Based on the analysis, faults shall be applied to relevant components in a manner that simulates the manner in which faults would occur in use. Components need only be faulted in a single mode (short-circuit or open-circuit), unless they do not have a predominant mode of failure in which case more than one test may be required.

For each fault condition, the PV-EFPE complies if one of the following occurs:

- a) the PV-EFPE shall not put the system in an earth-referenced state, or shall take it out of the earth-referenced state, and shall indicate a fault, or
- b) the PV-EFPE shall continue to operate and passes testing in accordance with 9.3.3 and 9.3.4 showing that the current monitoring system functions properly under the single fault condition, and the PV-EFPE indicates a fault, or
- c) the PV-EFPE shall continue to operate, regardless of loss of current monitoring functionality, but the PV-EFPE host control changes to the operation disallowed state within 24 h, and the PV-EFPE indicates a fault.

After the PV-EFPE takes the action on fault in a) or c) above, the power source(s) to the PV-EFPE shall be de-energized and then re-energized, with the fault still applied, and either:

- the PV-EFPE shall maintain the host control in the operation disallowed state, or
- the PV-EFPE may allow the host control to enter the operation allowed state but shall take the applicable action again (as in a) or c) above) within 60 min of the power cycling

NOTE The 24 h allowance for detection of the internal fault in c) is due to the low probability that a fault in the monitoring system would happen on the same day as a person coming into contact with normally enclosed hazardous live parts of the PV system, or on the same day as a fire-hazardous earth fault.

9.3.6 Tests for fire hazard current monitoring by an overcurrent protective device in the functional earthing conductor

This approach to fire hazard current monitoring requires the use of devices compliant with relevant IEC standards per 6.5.3. Since standards for overcurrent protective devices have requirements governing the trip values and times, no further tests of trip value or time are required by this document.

9.4 Test for short circuit earth fault during operation

9.4.1 General

This test applies to PV-EFPE for use in non-separated or functionally-earthed systems regardless of which PV-EFP functions are provided by the PV-EFPE. This test verifies the ability of the PV-EFPE to:

- trip properly when the earth fault current is the maximum short circuit current the PV-EFPE is rated for, and
- withstand the maximum short circuit current the PV-EFPE is rated for without becoming hazardous.

The available short circuit current from the source shall comply with the requirements of 9.1.2.

9.4.2 Short circuit earth fault test procedure

Connect the simulated fault network of Figure 4 as follows:

- for PV-EFPE for use in functionally-earthed systems, connect the fault network to the unearthed pole of the DC source;
- for PV-EFPE for use in non-separated systems, connect the fault network to either pole, unless analysis shows one pole to be worst-case.

This test is not required to be repeated for both poles of the DC source.

Start with switches S1 and S2 open.

Adjust capacitors C1 and C2 to a total $C1+C2$ not less than the maximum value of capacitance the PV-EFPE is rated for according to 11.2.3.19.

Adjust resistors R1 and R2 to a value high enough that the insulation monitoring and continuous current monitoring functions will not trip before switch S2 is closed.

Place the PV-EFPE into the start-up state, and allow it to perform insulation monitoring (if provided) and proceed through to a state in which the PV-EFPE host system control changes to the operation allowed state. For integrated PV-EFPE, verify that the host system commences operation such that relevant switching devices are closed and sources are energized and connected that could contribute to the fault current.

Close switch S2, shorting one pole of the DC system to earth, and confirm that the PV-EFPE trips and complies with the pass/fail criteria in 9.4.3.

9.4.3 Short circuit earth fault test pass/fail criteria

9.4.3.1 General

The PV-EFPE shall comply with 9.4.3.2 through 9.4.3.5.

9.4.3.2 The PV-EFPE shall trip and indicate a fault.

9.4.3.3 The PV-EFPE host system control shall take one of the actions required by the applicable cell in Table 1.

9.4.3.4 The PV-EFPE shall interrupt the fault current in its intended manner as follows:

- there shall be no damage to the components involved in fault interruption; opening of a fuse is not considered damage;
- damage to other components is allowed if in accordance with 9.4.3.5;
- the “intended manner” may include tripping of overcurrent protective devices that are part of the installation, if that is the intended design and the devices are specified in accordance with 11.2.3.3; and
- for PV-EFPE integrated in PCE, if the damage is such that the indicating means required by 9.4.3.2 is not functional after the test, the result is acceptable if the PCE power output ceases and is not able to be restarted automatically or manually.

NOTE The phrase “in its intended manner” means that the mechanism designed into the PV-EFPE for interrupting the fault current functions properly. For example a fuse opens, a circuit breaker clears without being damaged, a relay opens, etc. The intent of this requirement is to make sure that the fault current is not interrupted by an unintended means such as opening of a conductor or circuit board trace, failure of a power semiconductor, etc.

9.4.3.5 There shall be no damage to the PV-EFPE or for integrated PV-EFPE no damage to the host equipment, that presents a risk of fire, shock, or personal injury, as shown by compliance with the following:

- dielectric strength testing (AC or DC voltage testing) according to the applicable requirements in 9.6,
- there shall be no emission of molten metal, burning insulation, or flaming or glowing particles from the enclosure, and there shall be no charring, glowing, or flaming cheesecloth or surgical cotton placed around the equipment during testing; as an alternative for large equipment, the cheesecloth or surgical cotton may be placed only over openings in the enclosure, and
- there shall be no damage to the enclosure that allows access to live parts or parts posing a risk of personal injury such as moving parts, sharp edges, etc.

9.5 Tests for coordination of PV-EFP functions

This test is applicable to PV-EFPE that is provided with both insulation monitoring and current monitoring functions, to ensure that the equipment verifies adequate array insulation before allowing the host system to operate, following a current monitoring function trip and reset.

This test checks the coordination after tripping of the fire hazard (continuous) current monitoring function.

Start with switches S1 and S2 open.

Remove capacitors C1 and C2 from the test setup.

Start with resistors R1 and R2 set to a value higher than the insulation monitoring function setting.

Place the PV-EFPE into the start-up state, and allow it to perform insulation monitoring and proceed through to a state in which the PV-EFPE host system control changes to the operation allowed state.

Slowly adjust R1 and/or R2 to lower value(s), increasing the residual or earth fault current until the PV-EFPE trips. Confirm that the PV-EFPE indicates a fault and that the host system control takes one of the actions required by the applicable cell in Table 1.

Confirm that the host system control does not change to the operation allowed state.

Adjust R1 and/or R2 to a value higher than the insulation resistance monitoring setting. Confirm that the host system control changes to the operation allowed state.

9.6 Product safety tests

9.6.1 PV-EFPE shall comply with the required tests for temperatures, electric strength, impulse withstand, and single fault conditions according to one of the following as applicable:

9.6.2 IEC 62109 series for PV-EFPE that is integrated into PV Power Conversion Equipment or for PV-EFP that is not covered by 9.6.3 through to 9.6.5, or

9.6.3 IEC 61557-8 for stand-alone PV-EFPE consisting of only insulation monitoring device(s), or

9.6.4 IEC 61008-1, IEC TS 63053 or other applicable IEC standard for stand-alone PV-EFPE consisting of only residual current detection devices, or

9.6.5 IEC 61439-1 for PV-EFPE that is integrated into a PV combiner or recombiner in scope of that standard.

10 Software or firmware performing safety critical functions

10.1 General

10.1.1 Overview

For convenience the term “firmware” is used in the following to refer to both software and firmware.

The PV-EFP functions of PV-EFPE are relied on to maintain the safety of the PV systems in which they are used. Other functions may be present that maintain the safety of the PV-EFPE itself. Such functions need to be analyzed to determine whether they are safety critical or not, and for those that are, analysis is needed to ensure that the functionality is reliable. However reliability of firmware is less readily determined than hardware components, where in many cases failure modes and rates are well understood or reliability can be determined by analysis of component specifications vs. application data, by performing tests, etc. Therefore, firmware performing safety critical functions in the PV-EFPE requires a different type of analysis, as given in this clause.

10.1.2 Risk analysis

PV-EFPE shall be evaluated to determine which firmware functions are safety critical. Failure of a safety critical firmware function shall either be acceptably unlikely to occur, or shall leave the PV-EFPE and host system in a safe state.

In this document, a safe state shall be one of the following:

- all safety critical functions are able to fulfill their intended safety function;
- one or more safety critical function is unable to fulfill its intended safety function but acceptable protection is provided by other functions or hardware;
- the PV-EFPE and host system have taken one of the Responses in Table 1 (except fault indication is not necessary for the equipment to be in the safe state).

Safety critical functions shall be determined by fault analysis to identify the safety-related and non-safety related segments of the firmware and transitions or states that could result in a risk. This analysis is used to determine what testing is necessary in the method of 10.2.2, or to differentiate between Class B and Class C functions in the method of 10.2.3.

The selected safety critical functions shall include as a minimum the following functions, if provided in the PV-EFPE:

- insulation monitoring according to Clause 5;
- shock hazard current monitoring according to 6.3;
- fire hazard current monitoring by electronic means, according to 6.4;
- any PV-EFPE self-protection function relied on to prevent shock, fire, or mechanical hazards as a result of normal or single-fault conditions

NOTE Examples include firmware preventing overheating or implementing a door interlock.

10.1.3 Integrated PV-EFPE

For PV-EFPE integrated in PCE, where the PV-EFP functions have already been evaluated to the requirements in IEC 62109-1:2010, Annex B, no further evaluation is needed, if:

- the safety relevant functions evaluated to IEC 62109-1:2010, Annex B include all functions determined to be safety critical in accordance with 10.1.2 of this document, and
- the evaluation to IEC 62109-1:2010 Annex B used the same safety critical classification (i.e. class B vs. class C) determined in accordance with 10.1.2 of this document.

Where the IEC 62109-1:2010, Annex B evaluation was performed on different firmware or a different revision of the firmware than is used during the PV-EFPE evaluation to this standard, the firmware re-evaluation provisions of 10.2.3 of this document apply.

10.2 Evaluation methods

10.2.1 General

Firmware that performs a safety critical function shall be evaluated by one of the following means.

10.2.2 Testing with features disabled

For each selected safety critical function

- the relevant firmware function limits or controls shall be disabled, or
- the hardware sensor component that is monitored by the relevant firmware function shall be modified or disabled in a manner that effectively disables the firmware function,

before the relevant test(s) in this document or required by the standard(s) in 9.6 are performed, to evaluate the ability of the PV-EFPE to either pass the test independently of the normal functioning of that firmware function, or to enter a safe state in some other manner.

10.2.3 Functional safety analysis

Firmware that performs a safety critical function shall comply with the firmware requirements for Class B or Class C control functions in IEC 60730-1:2013, Annex H.

NOTE 1 See IEC 60730-1:2013, Annex H for definitions of Class B and Class C control functions. In summary, a Class B function's failure does not lead directly to a hazard, while a Class C function failure does.

NOTE 2 In IEC 60730-1:2013, the firmware requirements are given in H.11.12.

NOTE 3 IEC 60730-1:2013 uses the term "software" to refer to either software or firmware.

The insulation monitoring in Clause 5, shock hazard current monitoring in 6.3, and fire hazard current monitoring by electronic means in 6.4 shall be treated as Class B functions.

Any PV-EFPE self-protection functions relied on to prevent shock, fire, or mechanical hazards as a result of normal conditions shall be treated as a Class C function; those for which a hazard is present only under single-fault conditions shall be treated as Class B functions.

Each combination of microprocessor model, manufacturer and firmware/software version used in the production of a PCE shall be evaluated.

Subsequent firmware revisions may be entitled to a limited re-evaluation for the revised firmware. The scope of the re-evaluation shall be defined by the potential impact of the firmware revisions and the applicable portions of IEC 60730-1:2013 Annex H shall be reapplied.

11 Marking and documentation

11.1 Equipment markings

11.1.1 General

11.1.1.1 Content and location

Equipment shall bear the applicable markings specified in 11.1.2.

Unless otherwise noted in 11.1.2, the location for the markings shall be as follows:

- for stand-alone PV-EFPE provided with its own enclosure and evaluated fully to this standard, the markings shall be visible from the exterior of the PV-EFPE, directly or after removing a cover or opening a door;
- for component PV-EFPE intended for use inside other unspecified equipment and evaluated fully to this standard, markings shall be located on the outer surfaces of the PV-EFPE;
- for integrated PV-EFPE as in 3.7, the markings shall be visible from the exterior of the host equipment. Where this document and the standard applicable to the host equipment specify markings covering the same content, but using different terms or symbols, external marking content and location shall be according to the requirements for the host equipment. Where this document specifies additional markings not covered by the host equipment standard, both standards shall be complied with.

11.1.1.2 Symbols

Graphic symbols may be used and shall be in accordance with IEC 62109-1:2010, Annex C or IEC 60417 as applicable. Graphic symbols shall be explained in the documentation provided with the PV-EFPE.

11.1.1.3 Durability

Marking durability shall be judged according to the applicable standard referenced in 7.1.

11.1.2 Marking content

11.1.2.1 Identification

The equipment shall be marked with:

- a) the manufacturer's name or trade mark,
- b) a model number, name or other means to identify the equipment, and
- c) a manufacturing date or batch, or a serial number traceable to the manufacturing date or batch, either of which may be encoded in some human-readable form.

11.1.2.2 Equipment ratings

The equipment shall be marked with the following ratings, as applicable:

- a) input voltage, type of voltage (AC or DC), frequency, and maximum normal continuous operating current for each input;
- b) the maximum AC and DC voltage with respect to earth the PV-EFPE is rated for;

NOTE PV-EFPE are often used in systems that impose a voltage with respect to earth on the PV-EFPE, that is different from the line to line voltage rating(s) of the power port(s). Examples include PV-EFPE used with inverters that impart an AC ripple voltage to earth on the array, PV-EFPE connected across a PV module that is part of a series string and the DC voltage to earth could be as much as 1 500 V, etc.

- c) the ingress protection (IP) rating of the equipment.

For integrated PV-EFPE the IEC standard applicable to the host equipment will specify ratings marking requirements that may adequately cover some or all of the above items, in which case duplication is not required.

11.1.2.3 Fuse identification

A marking shall be located on or adjacent to each fuse or fuseholder, or in another location provided that it is obvious to which fuse the marking applies, giving the fuse current and voltage ratings, and fuse type (for example fast acting and/or an application type such as “gPV”). If a fuse with special fusing characteristics such as time delay or breaking capacity is necessary, the applicable information shall also be marked.

For fuses not located in operator access areas and for soldered-in fuses, it is permitted to provide an unambiguous cross-reference (for example “F1”, “F2”, etc.) to the servicing instructions which shall contain the relevant information.

For PV-EFPE provided with a fuseholder allowing different trip values of fuse to be used, intended to allow fuse selection as part of the design and installation process, the fuse current rating may be replaced with a range of values that the PV-EFPE has been designed for, not to exceed 5 A, and a reference to the installation documentation

11.1.2.4 Terminal identifications, connections and controls

Terminals and connectors for field wiring connections shall be identified with their intended purpose, and polarity if applicable.

Where relevant for safety, an indication shall be given of the purpose of controls and indicators, and their various positions.

The on and off-positions of switches and circuit breakers shall be clearly marked.

11.1.2.5 Protective earthing conductor terminals

For PV-EFPE of Protective Class I, a terminal for connection of the protective earthing conductor shall be marked with the letters “PE” or the following symbol:



A conductor provided for connection to the protective earthing conductor shall be colour coded green-yellow.

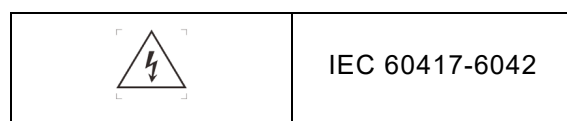
11.1.2.6 Warning markings

PV-EFPE shall be marked with the following warning markings as applicable:

- a) PV-EFPE with connections for multiple energy sources shall be marked with either symbol ISO 3864-5036 or IEC 60417-6042, as shown below, and the maintenance instructions shall contain the information required in 11.2.5.6.



or



The symbol may be used with or without a contrasting background color.

NOTE Some standards and jurisdictions require the triangle to be filled with yellow

- b) PV-EFPE not providing shock hazard current monitoring, as permitted by 6.2, shall be marked with a warning that the PV-EFPE, host equipment (if applicable), and PV array shall be installed in a closed electrical operating area, and a reference to the installation instructions, which shall contain the information required in 11.2.3.15.

11.2 Installation and operating instructions

11.2.1 General

11.2.1.1 Language

Instructions related to safety shall be in a language that is acceptable in the country where the equipment is to be installed.

11.2.1.2 Format

The documentation shall be provided in one or more of the following forms:

- printed documents provided with the PV-EFPE,
- electronic media provided with the PV-EFPE, or
- electronic media accessible via the internet, in which case the information (URL, etc.) regarding where to access all the documentation shall be provided with the PV-EFPE in printed format (documentation or a marking on the PV-EFPE).

For PV-EFPE intended for installation or operation by non-qualified personnel the safety warnings required in 11.2.4.4 and 11.2.4.5 shall be provided with the PV-EFPE in printed form except where marked on the PV-EFPE.

11.2.1.3 Documentation for integrated PV-EFPE

For integrated PV-EFPE, where this document and the standard applicable to the host equipment specify documentation requirements covering the same content or intent, the documentation shall be according to the requirements for the host equipment, and in addition shall include any additional content required by this document.

11.2.2 General content

The documentation provided with the PV-EFPE shall provide the information needed for the safe operation, installation, and (where applicable) maintenance of the equipment. The documentation shall include the items in 11.2.3 through 11.2.5, and the following:

- a) explanations of equipment markings, including symbols used;
- b) location and function of terminals and controls;
- c) all ratings or specifications that are necessary to safely install and operate the PV-EFPE, including as a minimum:
 - the items in 11.1.2.2;
 - the maximum prospective short circuit current rating $I_{SC-PR-MAX}$ or I_{SC-PV} as applicable, for each set of terminals intended for connection to an external power system, as in 3.5;
 - the settings and associated trip times, ranges of adjustability, and default values (factory settings) provided for each PV-EFP function provided;
 - the trip rating of the functional earthing overcurrent protective device for PV-EFPE using the approach of 6.5;
- d) the following environmental ratings, as per 7.2, along with an explanation of their meaning and any resulting installation requirements:
 - Intended installation environment – indoor conditioned, indoor unconditioned, or outdoor, and wet or dry locations, per Table 4 of IEC 62109-1:2010.
 - Pollution degree classification for the intended external environment.
 - Ingress protection rating.
 - Ambient temperature and relative humidity ratings.
 - Maximum altitude rating.
 - Max Overvoltage Category for each external power circuit connecting to the PV-EFPE, as per 7.2, accompanied by guidance regarding how to ensure that the installation complies with the required overvoltage categories;

NOTE Installers may not be familiar with the term overvoltage category and its implications. This content is intended to explain the requirements in terms an installer will understand, such as describing appropriate points of connection or specifying transient overvoltage protective means.

For component PV-EFPE intended to be installed within another enclosure not provided with the PV-EFPE (for example integrated into other equipment), not all of the above ratings are applicable. The installation instructions shall specify the intended ratings, as above, for that enclosure or equipment.

For PV-EFPE functions integrated into other equipment (for example PCE), the documentation required by this document may be incorporated into the documentation for the other equipment.

11.2.3 Information related to installation

11.2.3.1 The documentation shall include installation and where applicable, specific commissioning instructions and, if necessary for safety, warnings against hazards which could arise during installation or commissioning of the equipment. The information provided shall include the following as applicable.

11.2.3.2 Assembly, location, and mounting requirements, including instructions for interconnection to accessories and other equipment.

11.2.3.3 Ratings and means of connection to each input and output circuit and any requirements related to wiring and external controls, colour coding of leads, disconnection means, or overcurrent protection needed, including instructions that the installation position shall not prevent access to and operation of user-accessible controls.

11.2.3.4 Explanation of the pin-out of connectors for external connections, unless the connector is used for a standard purpose (e.g. Ethernet).

11.2.3.5 Ventilation requirements or other cooling requirements.

11.2.3.6 Tightening torque to be applied to wiring terminals.

11.2.3.7 Instructions for protective earthing.

11.2.3.8 Information regarding multiple sub-arrays

Where the PV-EFPE has connections for more than one sub-array, the installation instructions shall include information regarding whether or not the sub-arrays are galvanically isolated from each other in the PV-EFPE, to assist the installer in determining appropriate array ratings and protection settings, according to 4.5.

11.2.3.9 The type(s) of PV array system the PV-EFPE is intended for, as per 4.1 , and information regarding the whether or not the PV-EFPE introduces an earth reference for the PV array, the required earth referencing for other external circuits connected to the PV-EFPE, etc. Where the PV-EFPE, or for integrated PV-EFPE the host system, functionally earths the PV array through an impedance, the information shall include the value of the impedance.

11.2.3.10 Compatibility with other equipment

The installation instructions for the PV-EFPE shall include a warning that detection may not function properly when electronic equipment is located between the PV-EFPE and the fault location, and to contact the manufacturers of the PV-EFPE and the electronic equipment for information regarding compatibility.

NOTE Electronic equipment includes but is not limited to DC-DC converters, optimizers, switching and monitoring equipment, etc., that may be installed between the PV-EFPE and the PV array.

11.2.3.11 Compatibility with blocking diodes

The installation instructions shall include any particular installation or configuration information needed related to the ability to properly detect earth faults on systems with blocking diodes.

NOTE For example an insulation monitor may have its measurement signal blocked by a diode if connected to the wrong polarity conductor (PV+ vs PV-) of the PV array. Also diodes may block or limit fault current to levels lower than the setpoint of current monitoring PV-EFP functions, resulting in an undetected first fault and a risk of a subsequent fault creating a hazard. However, that first fault will be detected by the insulation monitoring function no more than 24 h later.

11.2.3.12 Where required by 9.3.3.3, a warning that the PV-EFPE is restricted for use only in DC-only systems, including an explanation of the restriction, and a warning that EFP may not function correctly if used in a system that connects to an AC system anywhere including on the output of a PCE.

11.2.3.13 A listing and explanations of the PV-EFP functions provided by the PV-EFPE, including a description of the response(s) the PV-EFPE takes to applicable types of faults, and an instruction to the installer to refer to applicable installation codes or standards to determine whether any additional equipment is needed to provide earth fault protection functions not provided in the PV-EFPE

NOTE In the above, “response” refers to the action on fault, such as ceasing host system operation or allowing it to continue operating, disconnecting from earth referenced systems, etc.

11.2.3.14 Information and instructions for any available adjustments of the PV-EFP functions, including but not limited to:

- trip setting and timing adjustment range limits in accordance with 11.2.2c),
- the need for the installer and system designer to consult applicable installation codes or standards that specify protection limits vs. PV array size or other system parameter(s),
- the maximum value allowed for fire hazard current monitoring functions, not to exceed 5 A, and
- the minimum value allowed for insulation monitoring setting, not to be less than 1 k Ω .

Where adjustments are protected against user access by a password or similar means, the means shall not be included in the instructions and shall be provided in a manner accessible only to qualified installers.

11.2.3.15 For PV-EFPE not providing shock hazard current monitoring, as permitted by 6.2, a warning that the PV-EFPE and PV array shall be installed in a closed electrical operating area, with an explanation of the meaning, as in 3.1.

11.2.3.16 Instructions on proper connection and interface with the provided means of remote fault indication in accordance with 8.3.

11.2.3.17 Where the PV-EFPE includes a switching device intended to control a load or other equipment in the installation, as per 4.3.3, the instructions shall include the electrical ratings of the switching device (for example making, breaking, and withstand/interrupting current and voltage) unless the PV-EFPE is integrated into a PCE or other equipment where the switched load is internal to the host equipment.

11.2.3.18 Where the PV-EFPE includes a device intended for indirect control of a load or other equipment in the installation, the instructions shall include relevant electrical ratings, communications specifications, etc., for the proper connection and use of the indirect control means, and shall specify the associated equipment that the PV-EFPE shall be used with and was tested with in accordance with 4.3.3 and 4.4.4.

11.2.3.19 The maximum PV array to earth capacitance value used in testing the PV-EFPE to this document, accompanied by a warning that the PV-EFPE may not function properly if the PV-EFPE is connected to an array with capacitance to earth exceeding the maximum rated value.

NOTE Information regarding estimating the capacitance is given in B.4.3.3.

11.2.4 Information related to operation

11.2.4.1 The user shall be provided with operating instructions necessary to ensure safe and proper operation of the PV-EFPE, including the following as applicable.

11.2.4.2 An explanation of the controls and indicators on the PV-EFPE.

11.2.4.3 A listing and explanation of the PV-EFP functions provided by the PV-EFPE, including a description of the response(s) the PV-EFPE takes to applicable types of faults.

11.2.4.4 A warning that when the PV-EFPE indicates an earth fault, fire or shock hazards may be present on the PV array or connected equipment, and that servicing to locate and correct the earth fault is urgent and shall be performed by qualified service personnel.

11.2.4.5 A warning not to attempt to adjust PV-EFP settings and that such adjustments shall be performed by qualified service personnel.

11.2.4.6 A warning that hazardous voltage is present on the PV array any time it is exposed to light, and that the PV-EFPE does not remove that hazard.

11.2.5 Information related to maintenance

11.2.5.1 Maintenance instructions shall include the following.

11.2.5.2 Intervals and instructions for any preventive maintenance that is required to maintain safety (for example air filter replacement or periodic re-tightening of terminals);

11.2.5.3 Part numbers and instructions for obtaining any required replaceable parts relevant for continued safety and protection (for example replacement fuses);

11.2.5.4 A warning that fuses or other replaceable protective devices shall be replaced only with devices of the same type and having the same ratings;

11.2.5.5 Instructions for safe cleaning (if cleaning is recommended);

11.2.5.6 Where there is more than one source of supply energizing the PV-EFPE, a warning that all sources shall be de-energized and isolated before opening the equipment or performing servicing, and information regarding which disconnect devices are required to be operated in order to completely isolate the equipment.

12 Routine (production) tests

12.1 General

The following testing is required to be performed on 100 % of units during or after manufacturing, to determine compliance with the requirements in this clause.

12.2 Routine dielectric tests

12.2.1 The routine dielectric testing requirements (AC or DC voltage testing and impulse withstand testing) of PV-EFPE shall be as required by the following.

12.2.2 IEC 62109 series for PV-EFPE that is integrated into PV Power Conversion Equipment or for PV-EFP that is not covered by 12.2.3 through 12.2.5, or

12.2.3 IEC 61557-8 for stand-alone PV-EFPE consisting of only insulation monitoring device(s), or

12.2.4 IEC 61008-1 or other applicable IEC standard containing routine test requirements for stand-alone PV-EFPE consisting of only residual current detection devices, or

12.2.5 IEC 61439-1 for PV-EFPE that is integrated into a PV combiner or recombiner in scope of that standard.

12.3 Routine EFP function tests

12.3.1 General

In addition to the routine insulation tests in 12.2, PV-EFPE shall be subjected to routine testing of specific functions, as applicable depending on the functions provided in the PV-EFPE, according to 12.3.2 through 12.3.5.

For PV-EFPE incorporating both the shock hazard and fire hazard current monitoring functions of 6.3 and 6.4, the routine test of 12.3.3 is not required where analysis of the design and construction shows that both functions share a common set of circuitry, components, wiring, etc., for sensing and response.

NOTE The purpose of routine testing is to check for production errors such as missing components, connections, wiring damage, etc. The above allowance recognizes that if a common set of hardware is used, testing more than one function is excessive.

12.3.2 Shock hazard current monitoring

PV-EFPE incorporating the shock hazard current monitoring function of 6.3 shall be subjected to a routine tripping test to verify that the PV-EFPE trips and takes the action on fault required by Table 1, when subjected to an applied sudden change test current not exceeding 30 mA.

One test shall be performed with the simulated fault applied to the positive PV pole and another test with the fault applied to the negative pole. It is not required to verify the trip time during these routine tests.

Where analysis of the design and construction shows that the location of the simulated fault is not relevant to the outcome of the test, the test may be performed with the fault applied to either pole, and only one test iteration is required.

NOTE For example, a residual current detector on the AC side of a PCE detects the difference in current between PV+ and PV- regardless of which pole the simulated fault is applied to. However, if the construction involves components or wiring for sensing each pole or that is polarity sensitive, then a production error could result in correct operation for a fault on one pole, but not the other pole, and routine testing of both poles becomes important.

12.3.3 Electronic fire hazard current monitoring

PV-EFPE incorporating the electronic fire hazard current monitoring function of 6.4 shall be subjected to a routine tripping test at the factory default settings to verify that the PV-EFPE trips and takes the action on fault required by Table 1, when subjected to an applied test current not exceeding the trip setting in amps. Only one test iteration is required, to verify the correct functioning and the trip setting. It is not required to verify the trip time during this routine test.

For PV-EFPE provided with the shock hazard current monitoring function, care shall be taken not to trip the sudden-change detection during these tests. This may be accomplished by careful selection of resistor values and careful adjustment to keep step changes to values less than 30 mA, or by defeating the sudden change detection function temporarily during these tests, if that is able to be done without impacting the excessive continuous current detection function under test. If the shock hazard current monitoring function is disabled during this test, the routine test program shall include verification that the function has been re-enabled after the test, for example by performing the test of 12.3.2 after the test of 12.3.3, or by inspection.

12.3.4 Residual current device test function

If the PV-EFPE incorporates a residual current device with a manual test function, that function shall be subjected to the "Performance of the test device" routine test requirements of IEC 61008-1 or other applicable IEC standard depending on the type of residual current device involved.

NOTE In the above, "test function" and "test device" refer to a self-test intended to be initiated by the operator that verifies the functionality of the tripping mechanism (for example "push to test" and "reset" buttons).

12.3.5 PV array insulation monitoring function

PV-EFPE incorporating the PV array insulation monitoring function of Clause 5 shall be subjected to a routine test at the factory default settings to verify that the PV-EFPE takes the action on fault required by Table 1, when a resistance not lower than 90 % of the setting under test is applied. Only one test iteration is required. It is not required to verify the trip time during this routine test. The capacitances C1 and C2 in Figure 4 may be omitted or reduced in value to reduce the testing time.

Annex A (informative)

Examples of system topologies with respect to PV Earth Fault Protection

A.1 General

This Annex presents example system diagrams showing how PV-EFPE may be implemented in various system topologies, and how the PV-EFPE functions operate.

A.2 Functionally earthed (FE) system with FE current monitoring

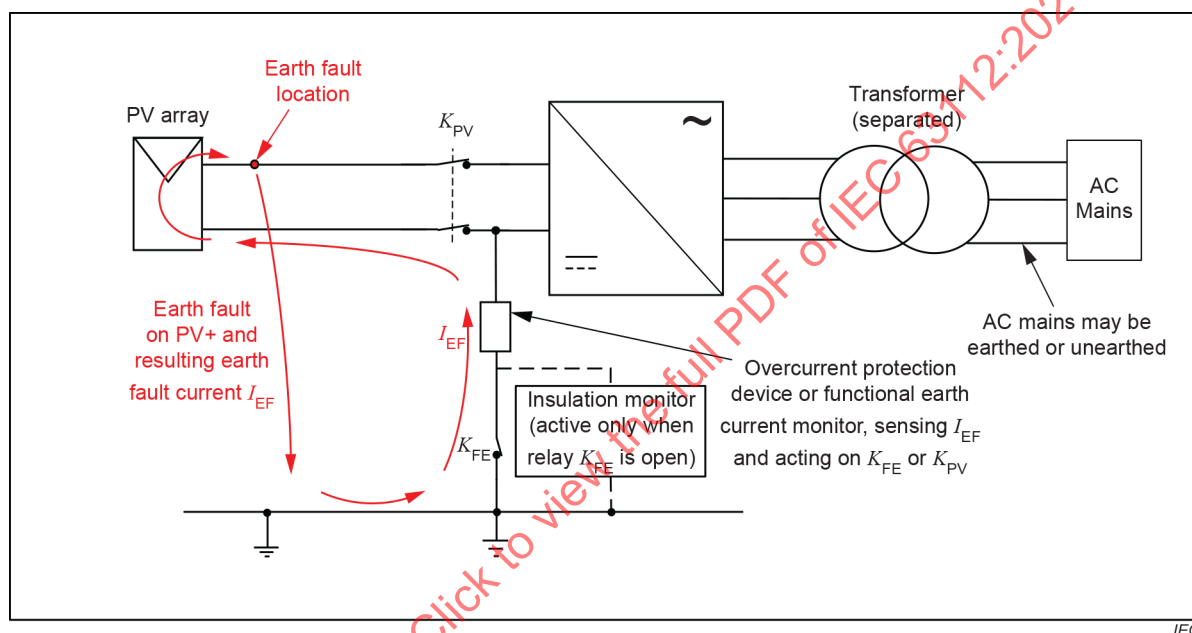


Figure A.1 – Functionally earthed (FE) system with current monitoring in the FE conductor

In this type of system, an earth fault on PV+ will create fault current following the path shown in Figure A.1. The fault current I_{EF} returns to PV- through the functional earthing (FE) conductor, where it is detected by either:

- an overcurrent protective device which directly interrupts the fault current, or
- a current sensor with controls able to open relay K_{FE} or K_{PV} to interrupt the fault current.

Before commencing operation each day, the control system opens relay K_{FE} and closes relay K_{PV} to allow the insulation monitor to measure the PV array insulation resistance R_{ISO} .

A.3 Functionally earthed (FE) system with a functionally earthed conductor fault

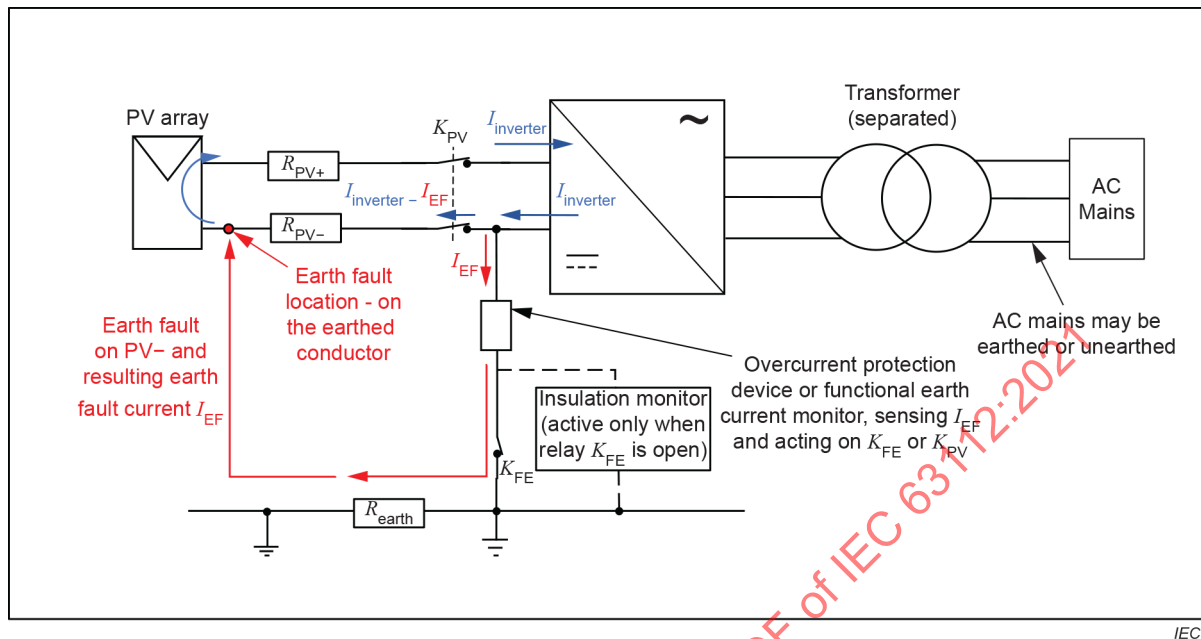


Figure A.2 – Functionally earthed (FE) system with a functionally earthed conductor fault

In this type of system, an earth fault on the functionally earthed conductor (PV-) creates an amount of fault current dependent on a current divider formed between:

- the resistance R_{PV-} of the earthed PV- conductor, and
- the resistance of the path through the functional earthing (FE) conductor, through earth or a bonding conductor to the point where the earth fault contacts earth, and through the fault back to PV-.

In Figure A.2, the element R_{earth} represents the impedance of the path from the functional earthing point in the inverter to the point where the earth fault contacts earth. In a system with a bonding conductor R_{earth} may be quite small and if the earth fault is also low impedance, the current divider may result in a significant portion of the inverter return current flowing as earth fault current.

In this example, if the earth fault current is high enough, it is detected by either:

- an overcurrent protective device which directly interrupts the fault current, or
- a current sensor with controls able to open relay K_{FE} or K_{PV} to interrupt the fault current.

If R_{earth} or the earth fault itself has significant impedance, it is possible the current-based PV-EFP will not trip. Also, during times when the PCE is not operating, there is no current through the current divider and current-based detection is not possible. In both cases, the insulation monitor will detect the fault before the system commences operation the next day.

A.4 Functionally earthed (FE) system with residual current monitoring

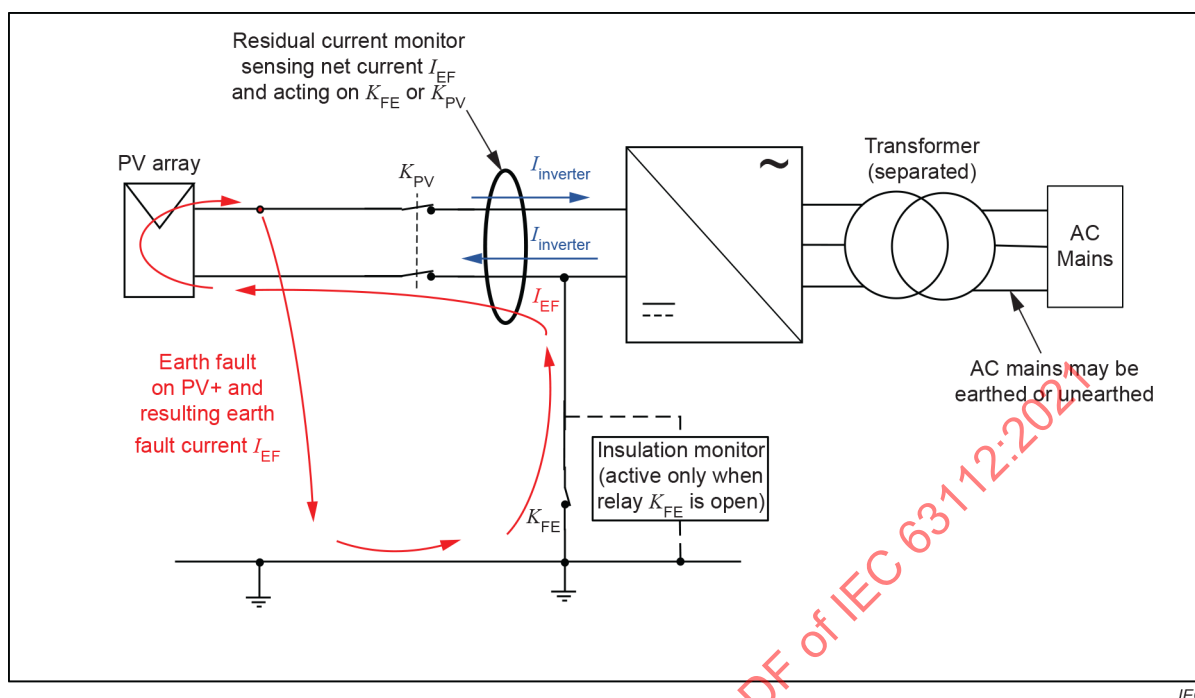


Figure A.3 – Functionally earthed (FE) system with residual current monitoring

In this type of system, an earth fault on PV+ will create fault current following the path shown in Figure A.3. The fault current I_{EF} returns to PV- through the functional earthing (FE) conductor, onto PV-, and through the residual current detector. As the inverter currents on PV+ and PV- are equal and opposite, the presence of I_{EF} causes an unbalance detected by the residual current monitor. Controls then open relay K_{FE} or K_{PV} to interrupt the fault current.

Before commencing operation each day, the control system opens relay K_{FE} and closes relay K_{PV} to allow the insulation monitor to measure the PV array insulation resistance R_{iso} .

A.5 Non-separated system with residual current monitoring on PV+/-

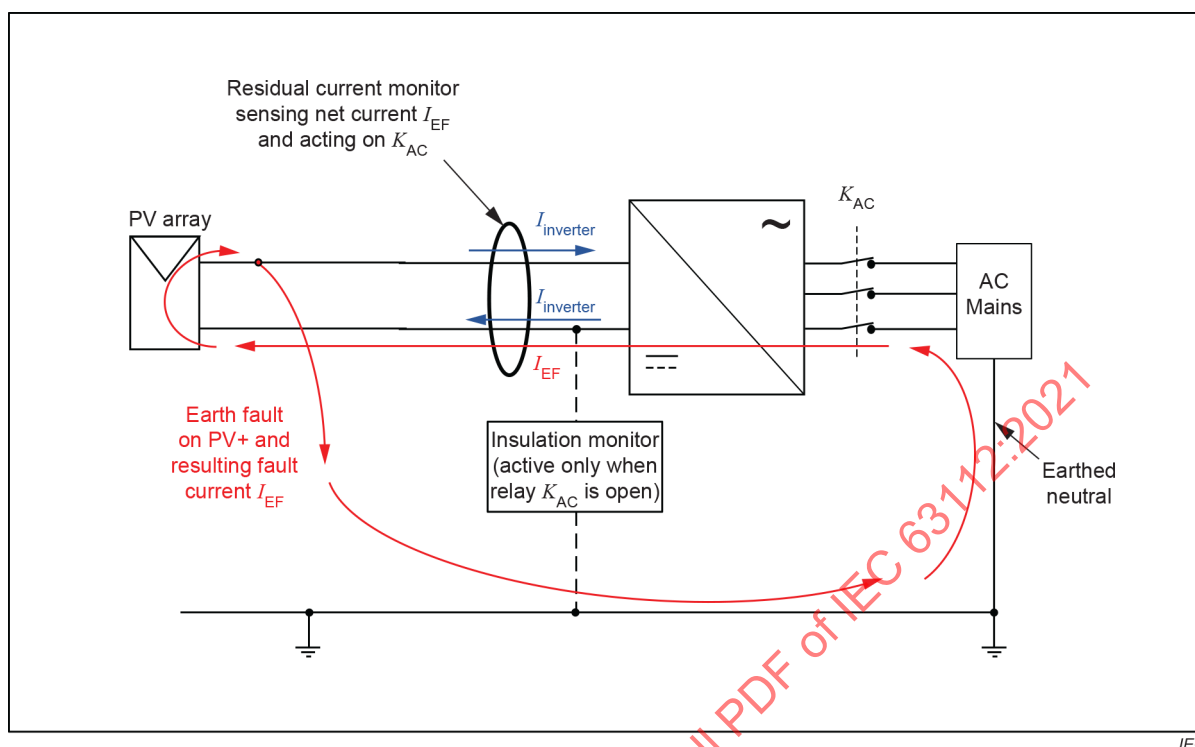


Figure A.4 – Non-separated 3-phase system with residual current monitoring on PV+/-

In this type of system, an earth fault on PV+ will create fault current following the path shown in Figure A.4. The fault current I_{EF} returns to PV- through the AC mains earthed neutral, back through the inverter onto PV-, and through the residual current detector. As the inverter currents on PV+ and PV- are equal and opposite, the presence of I_{EF} causes an unbalance detected by the residual current monitor. Controls then open relay K_{AC} to interrupt the fault current.

Before commencing operation each day, the control system opens relay K_{AC} to allow the insulation monitor to measure the PV array insulation resistance R_{iso} .

A.6 Non-separated system with residual current monitoring on the AC side

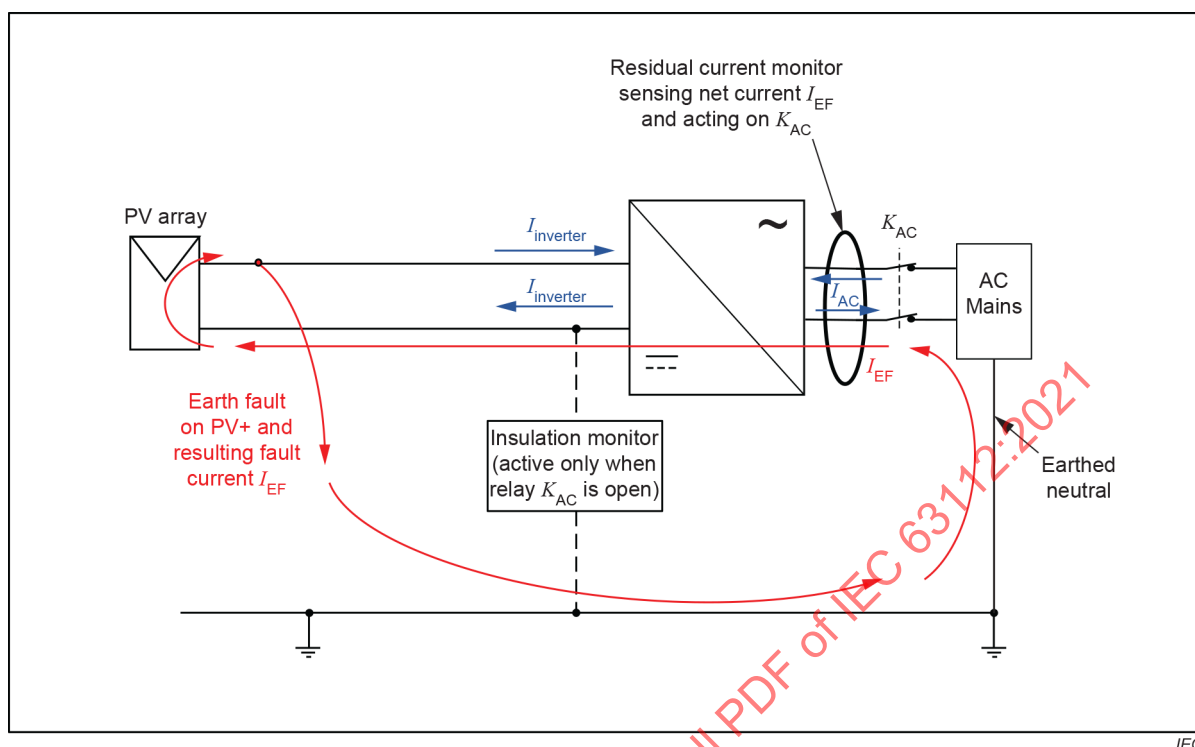


Figure A.5 – Non-separated 1-phase system with residual current monitoring on the AC side

In this type of system, an earth fault on PV+ will create fault current following the path shown in Figure A.5. The fault current I_{EF} returns to PV- through the AC mains earthed neutral, through the residual current detector, and back through the inverter onto PV-. As the inverter AC output currents are balanced, the presence of I_{EF} causes an unbalance detected by the residual current monitor. Controls then open relay K_{AC} to interrupt the fault current.

Before commencing operation each day, the control system opens relay K_{AC} to allow the insulation monitor to measure the PV array insulation resistance R_{iso} .

A.7 Non-earth-referenced system with continuous insulation monitoring

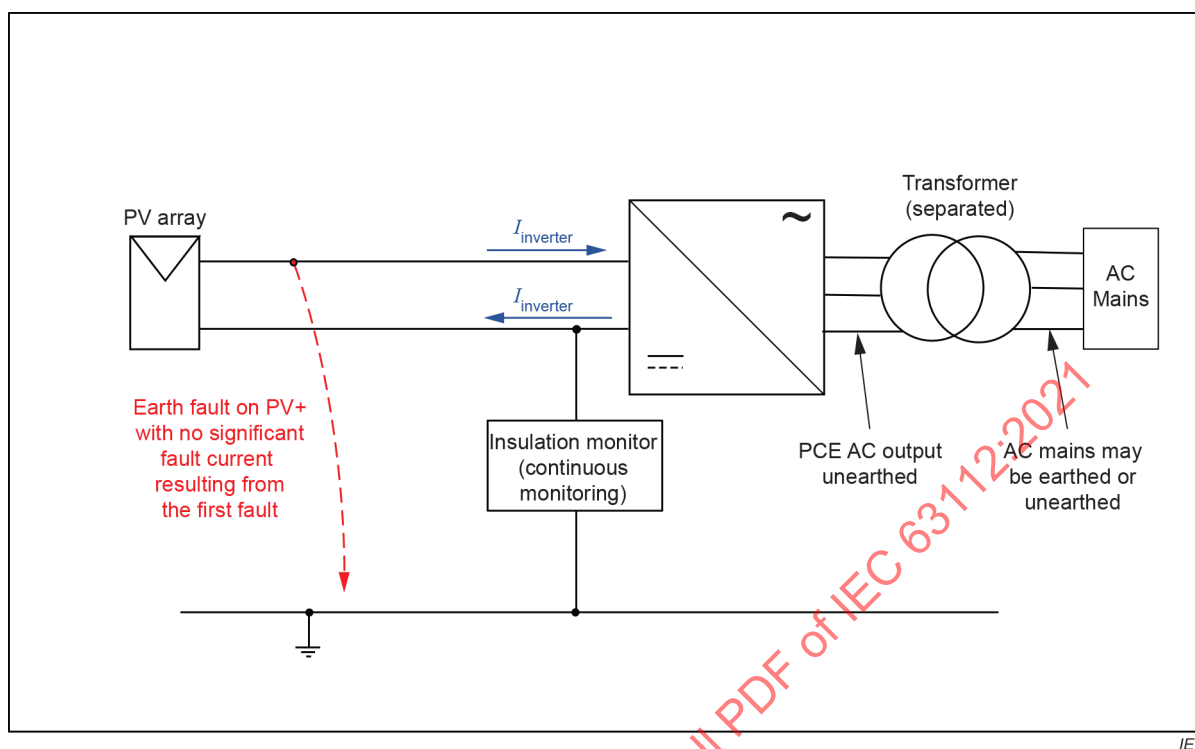


Figure A.6 – Non-earth-referenced system with continuous insulation monitoring

In this type of system, the first earth fault on the PV array will create very low fault current, as the only return path is via the PV array insulation resistance, as shown in Figure A.6. Therefore, current-based detection is not required, but continuous insulation monitoring is required.

Annex B

(informative)

Background and rationale for PV Earth Fault Protection requirements

B.1 Purpose

The intent of this Annex is to provide information regarding:

- what PV earth faults are, and how they differ from earth faults in other types of electrical systems;
- goals for PV earth fault protection (PV-EFP) and challenges related to the attributes of PV systems;
- rationale for the high level approaches in this document;
- examples of historical and current installation and equipment standards giving requirements for PV-EFP.

B.2 PV earth faults – scope and meaning

The term “earth fault”, as used in this document and defined in the IEC International Electrotechnical Vocabulary, means an accidental conductive path from a live conductor (or other part) to earth (see 3.3). As indicated in the definition, an earth fault may have near-zero impedance (a short circuit to earth) or have significant impedance.

A key aspect of this definition is that the fault path is conductive. This term and this document differentiate between a conductive path and an arcing path. Arcing faults to earth are not in scope of this document and generally are not detected by or protected against by PV-EFPE, and require different limits and mitigation actions than conductive earth faults.

Another aspect of the scope of this document relates to the protection zone of the PV-EFPE. Depending on the type of PV system the PV-EFPE is designed for and employed in, the detection and possibly the protection may cover more of the system than literally “the PV array”. Usage of the term “PV array” varies, both in industry and in standards, but it generally refers not just to the modules and their interconnecting wiring, but also related components and equipment, such as overcurrent protection, switching, PV combiner boxes, and one or more levels of power conversion.

This document does not define the scope of coverage of the PV-EFPE: rather it defines PV-EFP functions and gives requirements including testing for those functions. It is left to the installation codes and standards to determine the suitability of those functions for different types and applications of PV system, and for different parts of the system.

However, the PV-EFP functions in this document are based on well-established protection strategies for the PV modules, interconnection wiring, combiner boxes, overcurrent protection and switching equipment, and other parts of the system in which the voltage and current characteristics of the PV array are present. The functions in this document will also provide protection for the DC output circuits of PV optimizers or other DC-DC converters. However, depending on the location of the PV-EFPE, it may or may not be able to detect faults where power conversion equipment is located between the PV-EFPE and the fault location.

This equipment covered by this document is not intended to provide protection for AC circuits supplied by the PV array through inverters, or for types of non-PV circuits such as battery circuits. Protection of those types of systems is covered by other equipment and installation standards. It is possible in some cases that the functions provided by PV-EFPE in this document could be appropriate for those other types of systems, especially if the installation practices and construction of those systems are comparable to PV arrays. Such considerations are left for the relevant installation standards to specify.

B.3 PV-EFP goals

The goals of the PV-EFP functions included in this document are:

- to detect the first earth fault in earthed or functionally earthed PV systems, and interrupt the resulting fault current in a time adequate to reduce the risk of fire and shock to acceptable levels;
- to detect the first earth fault in non-earthed PV systems, within 24 h, preventing the fault from becoming a “latent” (undetected) fault;

NOTE The first fault in a non-earthed system does not cause fault current to flow and is not immediately hazardous. However, detection and mitigation in a reasonable time frame are important to reduce the probability that a second fault occurs while the first fault is still present. PV-EFPE is generally not able to protect against double-fault scenarios.

- to mitigate the inherent non-detection zones (“blind spots”) in current-based PV earth fault protection, by combining periodic insulation monitoring with current detection;
- to indicate earth faults in ways that ensure the PV system operator becomes aware of the fault regardless of whether the system is attended or not;
- to provide selectable and adjustable (if the manufacturer chooses) functions so that installation codes and standards can specify protection functions and settings based on system size, type and application (for example small systems on residential dwellings versus remote ground-mounted large-scale power plants).

It is important for PV arrays to be designed and installed according to appropriate installation standards (e.g. IEC 60364-7-712, IEC 62548, and IEC TS 62738) and industry best practices, to ensure that the approaches in this document will be appropriate and effective, and that issues such as nuisance tripping will not occur. The approaches in this document will provide protection in case of a first fault, and will help prevent latent first faults, but PV-EFP is not a substitute for good design and installation practices.

It is also essential that PV arrays are well maintained, and that earth faults are responded to with urgency, to prevent a situation where a subsequent fault occurs before the first fault is repaired.

B.4 PV-EFP challenges

B.4.1 Characteristics of PV systems that affect PV-EFP approaches

B.4.1.1 General

There are several characteristics of PV systems that impact the design and selection of detection and protection methods for PV system earth faults.

B.4.1.2 Large number of parallel sources

Except for very small single-module systems, PV systems consist of many independent sources – the PV modules – usually connected in series strings to obtain the target voltage, and then paralleled to achieve the needed current and power. In large systems there can be millions of sources, combined in multiple layers until eventually supplying energy to the grid at a single point. This “many to one” nature of PV systems means the traditional “protection at source” approach would require a large number of devices, which is prohibitively expensive, and could lead to decreased system reliability, especially where devices are installed in the harsh environment on or near the modules. For these reasons most types of PV system protection are typically done at the load end of the system, or at intermediate points (e.g. PV combiner boxes) where not so many protective devices are needed.

B.4.1.3 Uncontrollable sources

Each of the PV modules is uncontrollable at source: if there is light on the module it produces voltage and is able to supply current and energy. The sources cannot be deenergized so protection shall be downstream, leaving part of the system energized. Even if protection or disconnection means are in the junction box on the back of the PV module, there is an energized source and a part of the system (the module itself) exposed to hazards.

B.4.1.4 Low available fault current

A PV array has a very low ratio of available fault current to normal operating current, so overcurrent protective devices cannot generally be relied on to open fault currents in the forward direction. Fuses and circuit breakers are typically provided in PV systems to protect against reverse fault currents, where the parallel strings can provide reverse fault current many times higher than the normal forward current and therefore can be relied on.

One result of this characteristic is that the protection approach “automatic disconnection of supply” does not work for most fault locations in a PV array (and would not work even if the protection was right at the source – the PV modules).

B.4.1.5 System configuration variations

Some types of PV modules require functional earthing for performance reasons (e.g. to avoid Potential Induced Degradation or “PID”) leading to a variety of typical system configurations: functionally earthed on the PV positive conductor, on the negative conductor, bipolar systems functionally earthed at the string midpoint, systems without functional earthing, and systems with non-separated inverters where PV array earth fault current can flow via the AC mains earthed neutral. To some extent these various systems require different PV-EFP approaches.

B.4.1.6 Large distributed resistance and capacitance to earth

A PV system has a large surface area, large quantity of cabling, and a large number of connectors compared to other forms of power generation of a similar size. This leads to significantly lower fault-free insulation resistance to earth than other types of systems. The large surface area also leads to significantly higher capacitance to earth. The distributed resistance and capacitance to earth causes higher fault-free current to earth than for other types of systems, making discrimination between fault current and fault-free leakage current more difficult. It also requires lower settings and longer detection times for insulation monitoring equipment.

One aspect of this, which is accounted for in this document, is the impact of power conversion equipment characteristics on the fault-free current to earth. Unless one conductor of the PV array is functionally earthed, the inverter will impose a common-mode voltage (i.e. voltage with respect to earth) on the array. That voltage is typically a combination of line frequency harmonics and switching frequency, and is thus an AC signal that results in significant current through the PV array to earth capacitance. This distributed reactive current is not a hazard and PV-EFP does not have to react to it. In practice, PV-EFPE is often designed specifically to ignore the capacitive current, while other designs do not, which complicates the testing approaches needed.

Environmental conditions can strongly affect these fault-free resistance and capacitance characteristics of a PV array, with wide swings in values seen between cold damp overnight conditions and warm daytime conditions, between dry and wet weather, or between different seasons. The resulting low insulation resistance levels may last a significant time. These wide-ranging fault-free values need to be taken into account in selecting PV-EFP settings if frequent nuisance tripping and lengthy recovery times are to be avoided.

B.4.1.7 Environmental exposure

PV arrays are by their nature located outdoors, and contain large quantities of wiring and connectors that are typically not located in raceway or enclosures. Associated equipment is often outdoors as well: PV combiner boxes, disconnect devices, PCE, etc. These factors can lead to more frequent earth faults than with other types of power system, as the module insulation and sealing, connector seals, and cable insulation are subject to a wide range of environmental conditions and damage caused by rodents and other vermin.

B.4.1.8 Unskilled and skilled personnel

Many different types of people interact with, or may be in the vicinity of PV systems. In small residential systems, the system owners and building occupants are typically electrically unskilled people who may unintentionally or intentionally interact with the system in ways that could expose them to hazards, for example cleaning out roof gutters in close proximity to 1 000 V DC PV modules and wiring.

At the other end of the spectrum, large scale PV power plants are located in fenced compounds attended only by electrically skilled staff aware of the hazards involved and equipped with appropriate protective equipment and work practices.

Installation codes and standards can and should select different PV-EFP approaches for these different applications, resulting in significant flexibility being needed in the requirements in this document.

B.4.2 PV-EFP “blind spots” and coordination of protective measures

B.4.2.1 General

One of the difficulties that is caused by the above characteristics is the existence of non-detection zones or “blind spots” for PV-EFP.

As noted above, many PV modules require functional earthing for performance reasons. In other systems, a non-isolated inverter interfaces an unearthed PV array with an earthed AC mains. In both cases, insulation monitoring cannot be used continuously as the insulation to earth is in parallel with the intentional earthing connection.

Historically many standards did not require such systems to implement insulation monitoring, but were required to implement only a current-based detection. This could take the form of residual current detection, a fuse or circuit breaker in the functional earthing conductor, or a current sensor in the functional earthing conductor with a relay or contactor able to open the earthing connection. Unless they are designed to trip at current far lower than required by the standards, which would raise the risk of frequent nuisance tripping, these current-based measures suffer from blind spots.

Blind spots create hazards because the undetected first fault becomes a latent fault: one that may exist for days, weeks, or months without repair. In such cases it becomes increasingly likely over time that a 2nd fault occurs, that could increase the fault current to hazard levels, and/or bypass the PV-EFP protection. These two-fault scenarios shall be avoided as they cannot be protected against.

B.4.2.2 Faults on the earthed conductor

The main PV blind spot issue is the inability to detect and trip on an earth fault on the earthed conductor, as illustrated in Figure A.2.

For example, consider a system with PV negative functionally earthed at the inverter, and an earth fault on a negative conductor in the array. The earth fault is in parallel with the functional earthing and will carry an amount of current determined by the current divider formed by the impedances of the two paths. Depending on the distance between the earth fault and the functional earthing point, the impedance of the earth fault, the design of the protective bonding system, and the various conductor sizes involved, the earth fault may drive little or no fault current through the PV-EFPE current sensing or overcurrent protection devices, and the PV-EFP current-based functions are unlikely to detect the fault or trip.

This scenario creates a latent first fault scenario as described in B.4.2.1 and shall be avoided using improved PV-EFP techniques.

B.4.2.3 Faults in locations or systems with low available current

Another blind spot can occur regardless of the fault location along the string (on the earthed conductor or any of the unearthed conductors) when there is inadequate current to trip the current-based detection methods. The fault current available even with a short circuit earth fault is limited by the short circuit current rating of the modules used and the irradiance levels over the duration of the fault. An array using thin film modules with only 2 A to 3 A per string of short circuit current available in full sunlight may not trip a fuse or detector set at 5 A. An array with 8 A per string of short circuit current available in full sunlight will provide far lower fault current on a cloudy day or with a poor angle of incidence, etc.

Whether or not the current-based PV-EFP trips depends on the array design and on a race condition. Where there are multiple parallel strings, the faulted string is backed by the other parallel strings, and the earth fault current is significantly higher than the single-string value. This improves the likelihood of detection. However, the strings are paralleled through combiner box fuses, and if the faulted string's fuse opens before the PV-EFP trips, the earth fault current is lowered to the single-string value and the earth fault may go undetected.

These undetected faults are at low enough fault current that the PV-EFP is not tripped, and therefore are considered to be at acceptably low risk levels. However, it is important to avoid the latent first fault scenario described in B.4.2.1 using improved PV-EFP techniques.

B.4.2.4 Faults at the mid-point of non-earth-referenced systems

Another potential blind spot is related to non-earth-referenced (floating) systems.

In many system topologies, a floating PV array will have a balanced voltage with respect to earth. This creates a point at or near the mid-point of the strings that is at zero voltage with respect to earth. Depending on the type of PF EFP technology used, faults at or near that mid-point can be difficult or impossible to detect reliably. It is important that the insulation monitoring function uses a technique that is able to detect mid-point faults for such cases.

One problematic insulation monitoring approach relies on detection of an imbalance of the voltages at the top and bottom of the array with respect to earth caused by an earth fault. This approach cannot detect a mid-point earth fault because the balance will not change by a significant amount.

To drive the use of techniques that do not suffer from this type of blind spot, this document includes an insulation monitoring mid-point fault detection test (see 9.2.8).

B.4.2.5 Systems without low resistance bonding between the PV array structures and the PV-EFPE

Regardless of the topology of the PV-EFPE, insulation monitoring is not effective if there is a high impedance between:

- the location where the fault contacts earth (for example the PV array racking), and
- the earth connection for the PV-EFPE (or main earthing terminal for the system).

For the PV-EFPE to be effective, it is essential that the PV array structures are bonded back to the earthing connection point of the PV-EFPE with a low impedance connection. If there is no bonding, or a high impedance, residual currents will be reduced below settings, and faults will not be detectable by the insulation monitor because of the high impedance in series with the fault.

B.4.2.6 Protection strategy to reduce blind spots

This issue has led the PV industry to evolve PV-EFP strategy for functionally earthed systems by not relying solely on current-based methods.

In this document and others in recent years, current-based detection blind spots are mitigated by the additional use of periodic insulation monitoring. This is normally done before starting operation in the morning and is generally required to be done at least once every 24 h, in order to ensure that an earth fault that falls into the current-based monitoring system's blind spot is detected no later than the next day. To facilitate insulation monitoring, the intentional earthing connection is temporarily removed from the system by opening a relay or contactor in the functional earthing path, or for non-separated systems by opening relays between the PV array and the earthed AC mains.

This coordinated approach of combining insulation monitoring with current-based detection provides detection of the first fault in a reasonable time (generally not more than 24 h but adjustable to 72 h for non-separated systems) which reduces the likelihood of a second fault happening before the first fault is detected to an acceptably low level.

In addition, floating array mid-point fault testing is used to ensure the insulation monitoring technique used will properly detect a mid-point fault.

B.4.3 Relation between PV-EFP protection settings and PV system size

B.4.3.1 General

As discussed in B.4.1.6, PV arrays have significantly lower insulation resistance to earth (" R_{iso} "), and higher capacitance, than is typical for other types of electrical systems.

Generally, the resistance to earth is inversely proportional to the PV system power. This is driven by the increasing numbers of modules, cables, and connectors in the system, each with an inherent insulation resistance to earth that appears in parallel with the others.

Conversely, the capacitance to earth varies directly with power, as the capacitance is formed by the surface area of the module cells and the surface area of the cell frames, mounting structures, mounting surface (for example a metal roof), and earth itself. Larger systems have larger surface area and higher capacitance.

As a result of these mechanisms, the normal fault-free parameters related to PV-EFP are affected as follows, with increasing PV system size:

- R_{iso} goes down as PV system power goes up.
- Capacitance to earth goes up as PV system power goes up.
- Fault-free earth (leakage) current goes up as PV system voltage and power go up.

B.4.3.2 Estimating R_{iso}

These effects are hard to accurately quantify, as the fault-free resistance and capacitance to earth are affected by so many design- and site-specific factors and environmental conditions. However one parameter that can be used to approximate R_{iso} uses the limit given in the wet leakage test in IEC 61215-2. In that test modules shall have insulation resistance between their internal live parts and a water-surfactant solution that the module is immersed in, of at least 40 MΩm² per square meter of module surface area.

This figure can be used to estimate the worst case insulation resistance that the modules in an array should have (ignoring cables, connectors, etc.). For example at 20 % efficiency, a module will generate 200 W/m² at 1 000 W/m² irradiance, and each square meter will have R_{iso} of at least 40 MΩ. This assumes the condition of the module is no worse than when it was tested (new modules but wet). Since the R_{iso} of each module is in parallel with the others, this provides a way to coarsely estimate the total resulting R_{iso} based on system size:

2 kW array: $R_{iso} = 40 \text{ M}\Omega\text{m}^2 / (2 \text{ kW}/200 \text{ W/m}^2) = 4 \text{ M}\Omega$ for modules with 20 % efficiency;

2 MW array: $R_{iso} = 40 \text{ M}\Omega\text{m}^2 / (2 \text{ MW}/200 \text{ W/m}^2) = 4 \text{ k}\Omega$ for modules with 20 % efficiency.

For large PV arrays, these figures are far lower than would be expected for a traditional electrical system, but it is not realistic to expect higher values, unless the system is built with modules that significantly exceed the compliance limit for the wet leakage test.

Also these numbers do not account for the insulation resistance of cables, connectors and other equipment in the array, or for the long term aging of the array in service. Lower efficiency modules directly affect these results as a given power level requires more square meters of module (for example the 2 MW array above would have R_{iso} of only 3kΩ with 15 % efficient modules).

B.4.3.3 Estimating capacitance from the PV array to earth

The PV array capacitance to earth is hard to accurately quantify, as it is affected by so many design- and site-specific factors: module design, module mounting, array proximity to earthed structures, environmental conditions, etc. However, some guidance is possible.

The dominant physical structure leading to capacitance to earth in a module is the surface area of the live parts (cells, tabbing) and the electrical insulation separating that live area from earthed parts such as the module frame, racking, perhaps a metal roof, etc. The earthed parts that have the largest effect on capacitance value are those that are physically in parallel with the live parts of the module, and the smaller the layer of insulation separating those parts is, the higher the capacitance will be.

This mechanism results in a fairly low capacitance to earth under normal conditions, as the module frame is not parallel to the cells and has a small surface area, and large structures like a metal roof are far from the cells. However, when the surface of the module is wet, and the film of water is in contact with an earthed frame, a good parallel plate capacitor is established, consisting of the earthed water film, a thin layer of glass and insulating film, and the PV cells.

Using the relative permittivity of glass, and typical module glass thickness of 3 mm to 4 mm, a coarse approximation can be made giving module capacitance in the range of 10 nF to 20 nF per square meter (the live area of the module).

This range can be used along with the module efficiency η , to estimate capacitance to earth as a function of array power, based on the irradiance under Standard Test Conditions (STC) of 1 000 W/m². For example:

$$2 \text{ kW array: } C = 20 \text{ nF/m}^2 \times (2 \text{ kW} / 1\,000 \text{ W/m}^2 \times 0,20) = 200 \text{ nF}$$

$$C = 10 \text{ nF/m}^2 \times (2 \text{ kW} / 1\,000 \text{ W/m}^2 \times 0,20) = 100 \text{ nF}$$

$$2 \text{ MW array: } C = 20 \text{ nF/m}^2 \times (2 \text{ MW} / 1\,000 \text{ W/m}^2 \times 0,20) = 200 \text{ }\mu\text{F}$$

$$C = 10 \text{ nF/m}^2 \times (2 \text{ MW} / 1\,000 \text{ W/m}^2 \times 0,20) = 100 \text{ }\mu\text{F}$$

for modules with 20 % efficiency ($\eta = 0,20$)

As with the estimation approach presented above for R_{iso} , these numbers should be treated as very coarse estimates of the modules alone (excluding conductors, connectors, and other equipment), under wet conditions.

PV module manufacturers may be able to provide specifications for the capacitance to earth of particular module designs, and those figures should be used if available as the manufacturers have the ability to account for the actual power and efficiency of the module, and the surface areas, materials, and insulation thicknesses involved.

This document requires PV-EFPE to be given a maximum capacitance to earth rating, with the intent that system designers and installers should select PV-EFPE such that their system does not exceed that rating. Where more rigorous means of calculating or measuring the capacitance to earth for an actual system and site are available, they should be used, but otherwise the above provides a means of estimation.

B.4.3.4 Touch current versus system size

Another impact of these insulation resistance and capacitance effects is that the fault-free earth current and the available touch current increase with system size.

In this document there are requirements for shock hazard protection using detection of sudden changes in residual or earth current. The limits given are based on the physiological effects of DC current on people and are quite low: 30 mA to 90 mA. The required “action on fault” (system response) in this standard is to remove the intentional earth reference from the PV array, as this opens the return path for the touch current.

However, the intentional earth reference is not the only return path: the array insulation resistance to ground offers another path. This means that as system size increases, and insulation resistance gets lower, the effectiveness of disconnecting the array’s intentional earth reference decreases. The touch current is still significantly reduced by that action, but the insulation resistance return path is still present. Above some system size, there is still enough touch current available even after unearthing the array that the protection is not effective.

As an overly-simplified example, consider a 1 500 V array with a human body model of 1 500 Ω and the 30 mA limit mentioned above. If the return path resistance after disconnecting the array earth reference is less than $(1\,500 \text{ V}/30 \text{ mA}) - 1\,500 \text{ }\Omega = 48,5 \text{ k}\Omega$ there is still too much touch current available for effective protection.

This suggests that the 30 mA sudden change detector does not provide effective shock hazard protection if the array connected to a single PV-EFPE exceeds some power threshold, depending on module type, insulation resistance, efficiency, string voltage, and other factors.

B.4.3.5 Impact on standards

The factors discussed in this clause illustrate why the limits in codes and standards have evolved to be based on the power rating of the system. It is not reasonable to expect a large system to be able to comply with the same limits as a small system.

It also illustrates that shock hazard protection is not possible on larger systems, so it does not always make sense to require the sudden change detector function, and protection should instead be provided by restricting access to trained and properly equipped personnel.

B.5 Current and historical standards covering PV Earth Fault Protection

B.5.1 General

The following outlines key codes and standards that have addressed PV-EFP in the past, or that do so currently. This Annex is not intended to be a complete global survey of requirements, but provides information regarding the main standards that have widely influenced PV-EFP practices.

B.5.2 NFPA 70 – the US National Electrical Code (NEC)

The 1990 edition of the NEC Article 690 added PV-EFP requirements for the first time. The very simple version at that time only required PV-EFP on dwellings, did not differentiate between earthed and unearthed system types, and was aimed only at reducing fire hazards not shock. It required detection, interruption of the fault path, and “disabling of the array” (problematic wording that was later changed, since the array cannot be disabled except by blocking light).

In the 1999 edition, the Article 690 requirements evolved to include fault indication, details regarding fault response, and markings giving warning that normally grounded conductors may be ungrounded and energized. Disabling of the array was replaced by specifics regarding opening of ungrounded and grounded conductors, and the idea of disconnecting only the faulty portion of the array was introduced.

The NEC EFP requirements continued to evolve with each edition. Importantly, the 2017 NEC added the term “functional grounded”, recognizing that PV arrays are not normally “solidly grounded” due to the use of fuses, relays, etc., in the connection to earth for PV-EFP purposes. This edition of the NEC explicitly required PV-EFPE to be able to detect ground faults on the functionally grounded conductor, targeting the main “blind spot” issue described in B.4.2.

The 2020 NEC has added PV-EFP requirements related to DC-DC converters, requiring protection of such circuits and recognizing a potential issue with these devices interfering with the ability of PV-EFPE to detect properly (unless integrated in or specifically tested with the DC-DC converter).

B.5.3 UL1741 and related documents

B.5.3.1 UL 1741

The first edition of UL1741 contained requirements for the design and testing of “DC ground fault detector/interrupter (GFDI)” systems included in PCE in order to meet the NEC Article 690 requirements discussed above. Notably, it introduced testing requirements and requirements for functional safety if solid state and/or programmable components were involved, and disallowed automatic reclosure.

Test requirements included calibration, surge, overvoltage, and current withstand testing, in addition to the tests specified for functional safety evaluation.

A table relating GFDI settings as a function of PCE dc power rating (a surrogate for PV array size) was added in 2007 and had a range from 1 A for small systems up to 5 A for ratings exceeding 250 kW.

The 2nd Edition of UL 1741, published in 2010, and revised periodically since then, maintains these same requirements.

B.5.3.2 UL 1741 “Certification Requirements Decisions” (CRDs) related to PV-EFP

UL has published two related “Certification Requirements Decisions” (CRDs) that supplement that UL 1741 PV-EFP requirements:

- a) In a CRD dated 2010/04/26, UL published revised requirements to cover non-isolated inverters connected to grounded AC systems (what this IEC 63112 refers to as a non-separated system). That CRD implemented several more sophisticated PV-EFP functions than the base UL 1741 did.

The CRD introduced residual/ground current monitoring with limits for fire protection (300 mA for products up to 30 kVA) and shock protection (using the same sudden change detector limits as VDE 0126-1-1 and IEC 62109-2 did at the time).

This CRD also required insulation monitoring for ungrounded arrays, to be performed each time before the inverter connects to the AC grid, with limits that scaled with system voltage and power but were not allowed to be less than 100 k Ω (effectively limiting the practical size of inverter this CRD could be used with).

Finally the CRD also included insulation monitoring for arrays functionally grounded through an intentional resistance, with limits based on limiting ground fault current to 6 mA, providing both fire and shock protection.

These functions were required to have built in self-test capability, and to trip if the circuit/function loses power.

- b) In a CRD dated 2012/05/29, UL addressed PV-EFP for ungrounded PV arrays connected to isolated inverters (i.e. the PV array is non-earth-referenced). The CRD required insulation monitoring, to be performed before each connection to the AC grid and not less than once every 24 h, with limits that scaled up with voltage (for systems 30 kVA and less) and down with power (for systems over 30 kVA) each with a minimum limit of 500 Ω .

These functions were required to have built in self-test capability, and to trip if the circuit/function loses power.

B.5.4 VDE 0126-1-1

This 2005 German standard contained provisions for PV-EFP that formed the basis for much of the evolution of PV-EFP in subsequent standards, requiring both insulation monitoring and residual current monitoring of the PV system.

The residual current monitor was required for systems with non-separated inverters, and was required to have both fire hazard and shock hazard protection functions:

- Fire hazard: residual current over 300 mA shall cause disconnection in 0,3 s. This limit was set at 300 mA regardless of system size, an approach that was based on an assumption that the standard would not be applied to large systems and that therefore the baseline (fault-free) PV array leakage current to earth should be well below this limit.
- Shock hazard: sudden changes in residual current shall cause disconnection in decreasing times for increasing current, see Table B.1.

Table B.1 – Sudden change residual current limits

Sudden change mA	Trip time ms
30	300
60	150
150	40

These shock hazard limits were based on the standards for RCD's and similar devices in place at the time for AC systems. Notably, a recently published IEC standard for RCDs for DC applications has lowered the 150 mA value to 90 mA, to provide better protection.

The insulation monitoring limits in this standard were set at 1 k Ω per volt (based on the maximum DC input voltage to the inverter) but not less than 500 k Ω . Again this limit was based on an assumption of small system size.

Unlike the requirements in UL 1741 at the time, the VDE 0126-1-1 approach allowed automatic resetting of the PV-EFP function if conditions returned to normal.

At this time, VDE 0126-1-1 is being phased out, being replaced by the utility interconnection standard VDE-AR-N 4105 for low voltage systems, and by other VDE documents for MV and HV systems. These documents do not contain PV-EFP requirements, perhaps out of recognition that the topic is covered by IEC 62109-2, by IEC and national installation standards, and in future by this standard IEC 63112.

B.5.5 IEC 62109-2

This 2011 standard for PV inverters contained PV-EFP requirements based on the practices established by VDE 0126-1-1 discussed above. However, IEC 62109-2 changed several aspects of PV-EFP in recognition of key trends:

- array and inverter power levels were steadily climbing, and
- 3 main system configurations with respect to earthing of the array had evolved – what this IEC 63112 refers to as non-earth referenced, non-separated, and functionally earthed systems.

As a result, IEC 62109-2 revised the approaches established by VDE 0126-1-1 in several ways including:

- Insulation monitoring:
 - eliminating the min. 500 k Ω R_{iso} limit;
 - basing the R_{iso} limit on a 30 mA shock protection limit (i.e. $R_{iso} \geq V_{MAX PV} / 30 \text{ mA}$);
 - requiring the insulation to be checked also for unearthed systems, not just with non-isolated systems connected to earthed AC mains (non-separated systems);
 - providing procedures for addressing systems with functional earthing via impedances.
- Residual current monitoring for non-separated inverters:
 - allowing the fire hazard protection limit to increase for systems over 30 kVA, with the limit set at 10 mA per kVA with no upper bound;
 - allowing automatic reset coordinated with confirming that the system insulation resistance had returned to normal levels;
 - allowing the sudden change current monitoring (shock hazard) function to be omitted for inverters intended only for systems in Closed Electrical Operating Areas.

At the time IEC 62109-1 was in preparation, there was little awareness of the non-detection zone “blind spot” problems discussed in B.4.2, and the standard generally adopted and expanded on the approaches in VDE 0126-1-1. As a result, residual current detection was not required for isolated (separated) inverters, and the standard did not require PV array insulation monitoring for isolated inverters with grounded PV arrays. As a result, IEC 62109-2 does not prevent blind spot issues, which was one of the drivers for the preparation of IEC 63112.

In co-ordination with the work on this standard IEC 63112, a maintenance team is working on changes to IEC 62109-2 that will reference IEC 63112, to avoid duplication and misalignment of requirements. That will correct the previous omission of blind spot protection.

B.5.6 IEC 60364-7-712

This PV installation standard from TC64 is part of the IEC 60364 series and so its requirements supplement or amend requirements of the rest of the series.

In the 2002, 1st edition of that standard, the only PV-EFP requirement was for residual current monitoring for non-separated systems, by the use of an RCD between the AC and DC sides of the system. Note, however, that insulation monitoring of unearthed (IT for example) systems is required by other parts of the IEC 60364 series.

In the current 2017, 2nd edition, this standard was greatly expanded and key changes relating to PV-EFP were made. Generally, the standard adopted requirements from IEC 62109-2 described above, including insulation monitoring and residual current detection, but with some key modifications:

- the blind spot issue is addressed by requiring insulation monitoring for all system types,
- insulation resistance limits are related to fire not shock hazard, and are based on the PV array power rating, with limits as low as 1 k Ω for systems at 500 kW or higher,
- for functionally earthed systems, an overcurrent protective system is required, with settings based on the UL 1741 requirements of 1 A to 5 A depending on array power rating.

Notably, the 1 A to 5 A functional earthing overcurrent protection is in addition to the required fire hazard residual current monitoring, which is redundant and conflicting, as the two sets of requirements have different limits.

Work is in progress on a new edition of IEC 60364-7-712, which may refer PV-EFP requirements to this standard IEC 63112, although it is too early at this time to be certain. If that approach is used, the PV-EFP requirements in IEC 60364-7-712 may be reduced to simply refer to IEC 63112, state which PV-EFP functions are required, and give limits, presumably related to array power rating and application type (residential, power plant, etc.).

B.5.7 IEC 62548

This PV installation standard from TC82 is independent of the IEC 60364 series, and while it is similar in some ways to IEC 60364-7-712, it is different in other ways.

NOTE Alignment between IEC 60364-7-712 and IEC 62548 is the goal of joint working group JW32.

In the first edition, IEC 62548 created the PV system types also used in this standard: non-separated, functionally earthed, and non-earth-referenced. Detection and response requirements differ for the three types, but can be generalized as follows.

Insulation monitoring is required for all types of systems, not less than once every 24 h, with limits based on PV array power rating down to 1 k Ω for systems over 500 kW.

Either residual current monitoring or an overcurrent protection device/system in the functional earthing conductor is required, and these measures are intended only for fire hazard reduction (not shock hazard). For the residual current detection, limits increase with system size but are capped at a maximum of 5 A, in recognition that the standards such as IEC 62109-2:2011 that allow the limit to increase without an upper bound, do not provide good protection for very large systems. This cap also provides alignment between this function and the alternate to provide an overcurrent protection device/system in the functional earthing conductor, for which the standard specifies the same 1 A to 5 A range as UL1741 and IEC 60364-7-712.

The second edition of IEC 62548 is in preparation at this time, and will refer to this standard IEC 63112 for much of the required detail on PV-EFP functions. It will state which PV-EFP functions are required, and give limits related to array power rating and application type (residential, power plant, etc.).

B.5.8 Conclusions

As can be seen in this clause of this Annex, there are currently many standards giving PV-EFP requirements, and many differences between those standards. Bringing this topic into harmonization is one of the main purposes of this document, and can be achieved if over time the above standards and others covering the topic are revised to refer to IEC 63112. In that case those standards will only need to discuss required protection functions and limits as related to array power, application type, etc.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 63112:2021

Bibliography

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

IEC 60050-151:2001/AMD1:2013

IEC 60050-151:2001/AMD2:2014

IEC 60050-151:2001/AMD3:2019

IEC 60050-151:2001/AMD4:2020

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

IEC 60050-195:1998/AMD1:2001

IEC 60050-821:2017, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 821: Signalling and security apparatus for railways*

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

IEC 60947-3:2020, *Low-voltage switchgear and controlgear – Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units*

IEC 61215-2, *Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 2: Test procedures*

IEC 62109-2:2011, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters*

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

IEC TS 62738, *Ground-mounted photovoltaic power plants – Design guidelines and recommendations*

NFPA 70, *National Electrical Code*

UL 1741, *Inverters, converters, controllers and interconnection system equipment for use with distributed energy resources*

VDE 0126-1-1, *Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid*

VDE-AR-N 4105, *Generators connected to the low-voltage distribution network – Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	79
INTRODUCTION.....	81
1 Domaine d'application	82
2 Références normatives	82
3 Termes, définitions, symboles et termes abrégés	83
4 Exigences relatives au PV-EFP selon la topologie du réseau.....	86
4.1 Généralités	86
4.2 Fonctions PV-EFP pour différentes topologies de réseau	89
4.3 Commande PV-EFPE sur le fonctionnement du réseau hôte	91
4.3.1 Généralités	91
4.3.2 Types de PV-EFPE qui exigent le contrôle du réseau hôte	91
4.3.3 Méthodes de contrôle du fonctionnement du réseau hôte	92
4.4 Déconnexion dans les conditions de défaut.....	92
4.4.1 Généralités	92
4.4.2 Moyens de déconnexion	92
4.4.3 Connexions à haute impédance	93
4.4.4 Déconnexion indirecte	93
4.5 Réseaux avec plusieurs sous-groupes (informatif)	93
4.5.1 Généralités	93
4.5.2 Sous-groupes isolés	93
4.5.3 Sous-groupes non isolés	94
5 Groupe PV pour le contrôle d'isolement par rapport à la terre	94
5.1 Généralités	94
5.2 Exigences relatives au contrôle d'isolement du groupe	95
5.3 Exigences relatives à la réponse apportée en cas de défaut d'isolement du groupe	95
5.4 Dispositions en matière de réinitialisation	95
5.5 Ajustage de la fonction de contrôle de l'isolement	96
6 Surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite du groupe PV	96
6.1 Généralités	96
6.2 Fonctions de surveillance du courant exigées du PV-EFP	96
6.3 Surveillance du courant de danger de choc	97
6.3.1 Généralités	97
6.3.2 Limites et réponse	97
6.3.3 Dispositions en matière de réinitialisation	98
6.3.4 Surveillance du courant de danger de choc – ajustage	98
6.3.5 Tolérance aux pannes de la fonction de surveillance du courant de danger de choc	98
6.4 Surveillance du courant (permanent) de danger d'incendie par des moyens électriques	98
6.4.1 Vue d'ensemble	98
6.4.2 Généralités	98
6.4.3 Réglages et réponse	99
6.4.4 Dispositions en matière de réinitialisation	99
6.4.5 Ajustage de la fonction de surveillance du courant de danger d'incendie	99
6.4.6 Tolérance aux pannes de la fonction de surveillance du courant de danger d'incendie par des moyens électroniques	99

6.5	Surveillance du courant de danger d'incendie par un dispositif de protection contre les surintensités dans le conducteur de mise à la terre fonctionnelle	100
6.5.1	Vue d'ensemble	100
6.5.2	Généralités	100
6.5.3	Caractéristiques assignées	100
6.5.4	Réponse	101
6.5.5	Dispositions en matière de réinitialisation	101
6.5.6	Ajustage et remplacement du dispositif de protection contre les surintensités	101
7	Construction	101
7.1	Généralités	101
7.2	Considérations environnementales	102
8	Indication de défauts du PV-EFP	102
8.1	Généralités	102
8.2	Indication de défauts incorporée	102
8.3	Indication à distance de défauts	102
8.3.1	Généralités	102
8.3.2	Observabilité	103
8.3.3	Moyens d'indication à distance de défauts	103
8.4	Réinitialisation de l'indication de défauts	103
9	Essais	103
9.1	Exigences générales pour les essais du 9.2 au 9.5	103
9.1.1	Essai exigé	103
9.1.2	Sources en courant continu	103
9.1.3	Sources en courant alternatif	104
9.1.4	Conditions de laboratoire	105
9.1.5	Surveillance des moyens de commande du réseau hôte du PV-EFPE	105
9.1.6	Contrôle de l'état du PV-EFPE	105
9.1.7	Montage d'essai	105
9.2	Essais des fonctions de contrôle de l'isolement du groupe PV	107
9.2.1	Montage	107
9.2.2	Séquence d'essais	109
9.2.3	Essai de R_{ISO} au-dessus du réglage au démarrage du réseau	110
9.2.4	Essai de R_{ISO} au-dessous du réglage au démarrage du réseau	110
9.2.5	Essai de R_{ISO} qui tombe sous le réglage pendant le fonctionnement	110
9.2.6	Essai de défaut à la terre de court-circuit au démarrage du réseau	111
9.2.7	Essai de défaut à la terre de court-circuit pendant le fonctionnement – Groupes PV non référencés à la terre	111
9.2.8	Essais de détection de défaut au point milieu du groupe PV	111
9.2.9	Essai du temporisateur 24 h	112
9.3	Essais des fonctions de surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite:	112
9.3.1	Montage	112
9.3.2	Séquence d'essais	113
9.3.3	Essais de surveillance du courant de danger de choc	113
9.3.4	Essais de la fonction de surveillance du courant de danger d'incendie par des moyens électroniques	116

9.3.5	Tolérance aux pannes de la fonction de surveillance du courant de danger de choc et de surveillance du courant de danger d'incendie par des moyens électroniques	118
9.3.6	Essais de surveillance du courant de danger d'incendie par un dispositif de protection contre les surintensités dans le conducteur de mise à la terre fonctionnelle	118
9.4	Essai de défaut à la terre de court-circuit pendant le fonctionnement	119
9.4.1	Généralités	119
9.4.2	Mode opératoire d'essai de défaut à la terre de court-circuit	119
9.4.3	Critères de réussite/d'échec de l'essai de défaut à la terre de court-circuit	119
9.5	Essais de coordination des fonctions PV-EFP	120
9.6	Essais de sécurité du produit	121
10	Logiciel ou micrologiciel qui exécute les fonctions essentielles de sécurité	121
10.1	Généralités	121
10.1.1	Vue d'ensemble	121
10.1.2	Analyse des risques	121
10.1.3	PV-EFPE intégré	122
10.2	Méthodes d'évaluation	122
10.2.1	Généralités	122
10.2.2	Essais avec les caractéristiques désactivées	122
10.2.3	Analyse de sécurité fonctionnelle	123
11	Marquage et documentation	123
11.1	Marquages du matériel	123
11.1.1	Généralités	123
11.1.2	Contenu du marquage	124
11.2	Instructions d'installation et de fonctionnement	126
11.2.1	Généralités	126
11.2.2	Contenu général	126
11.2.3	Informations relatives à l'installation	127
11.2.4	Informations relatives au fonctionnement	129
11.2.5	Informations relatives à la maintenance	129
12	Essais individuels de série (production)	130
12.1	Généralités	130
12.2	Essais diélectriques individuels de série	130
12.3	Essais individuels de série de la fonction EFP	130
12.3.1	Généralités	130
12.3.2	Surveillance du courant de danger de choc	131
12.3.3	Surveillance électronique du courant de danger d'incendie	131
12.3.4	Fonction d'essai du dispositif de coupure différentiel	131
12.3.5	Fonction de contrôle de l'isolement du groupe PV	132
Annexe A (informative) Exemples de topologies de réseau par rapport à la protection contre les défauts à la terre PV		133
A.1	Généralités	133
A.2	Réseau relié à la terre pour des raisons fonctionnelles (FE) avec surveillance du courant FE	133
A.3	Réseau relié à la terre pour des raisons fonctionnelles (FE) avec un défaut du conducteur relié à la terre pour des raisons fonctionnelles	134
A.4	Réseau relié à la terre pour des raisons fonctionnelles (FE) avec contrôle d'isolement à courant différentiel résiduel	135

A.5	Réseau non séparé avec contrôle d'isolement à courant différentiel résiduel sur PV+/-	136
A.6	Réseau non séparé avec contrôle d'isolement à courant différentiel résiduel côté courant alternatif	137
A.7	Réseau non référencé à la terre avec contrôle d'isolement permanent	138
Annexe B (informative) Contexte et justification des exigences de protection contre les défauts à la terre PV		139
B.1	Objet.....	139
B.2	Défauts à la terre PV – domaine d'application et signification.....	139
B.3	Objectifs du PV-EFP	140
B.4	Enjeux du PV-EFP	140
B.4.1	Caractéristiques des réseaux PV qui ont un impact sur les approches PV-EFP	140
B.4.2	"Points aveugles" du PV-EFP et coordination des mesures de protection	143
B.4.3	Relations entre les réglages de protection PV-EFP et la taille du réseau PV.....	145
B.5	Normes actuelles et normes historiques qui couvrent la protection contre les défauts à la terre PV	148
B.5.1	Généralités	148
B.5.2	NFPA 70 – US National Electrical Code (NEC)	148
B.5.3	UL 1741 et documents connexes	149
B.5.4	VDE 0126-1-1	150
B.5.5	IEC 62109-2	151
B.5.6	IEC 60364-7-712	151
B.5.7	IEC 62548	152
B.5.8	Conclusions.....	153
Bibliographie.....		154
Figure 1 – Exemples de topologies de réseau relié à la terre pour des raisons fonctionnelles		87
Figure 2 – Exemples de topologies de réseau non référencé à la terre		88
Figure 3 – Exemples de topologies de réseau non séparé		89
Figure 4 – Exemple de montage pour les essais du PV-EFPE.....		107
Figure 5 – Exemple de montage pour les essais PV-EFPE des défauts au point milieu du groupe		109
Figure A.1 – Réseau relié à la terre pour des raisons fonctionnelles (FE) avec surveillance du courant dans le conducteur FE		133
Figure A.2 – Réseau relié à la terre pour des raisons fonctionnelles (FE) avec un défaut du conducteur relié à la terre pour des raisons fonctionnelles		134
Figure A.3 – Réseau relié à la terre pour des raisons fonctionnelles (FE) avec contrôle d'isolement à courant différentiel résiduel		135
Figure A.4 – Réseau triphasé non séparé avec contrôle d'isolement à courant différentiel résiduel sur PV+/-.....		136
Figure A.5 – Réseau monophasé non séparé avec contrôle d'isolement à courant différentiel résiduel côté courant alternatif		137
Figure A.6 – Réseau non référencé à la terre avec contrôle d'isolement permanent.....		138
Tableau 1 – Fonctions PV-EFP qui reposent sur la topologie et la mise à la terre du réseau		90

Tableau 2 – Exemple de limites de résistance d'isolement d'un groupe PV par rapport à la terre	94
Tableau 3 – Danger de chocs – Limites de variation brusque du courant et temps de réponse	97
Tableau 4 – Exemples de limites de courant permanent et de temps de réponse	99
Tableau 5 – Exemple de courant de déclenchement de la protection contre les surintensités dans le conducteur de mise à la terre fonctionnelle	100
Tableau B.1 – Limites de variation brusque du courant résiduel	150

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 63112:2021

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**GROUPES PHOTOVOLTAÏQUES (PV) –
MATÉRIEL DE PROTECTION CONTRE LES DÉFAUTS À LA TERRE –
SÉCURITÉ ET FONCTIONNALITÉS RELATIVES À LA SÉCURITÉ**

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 63112 a été établie par le comité d'études 82 de l'IEC: Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.

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

FDIS	Rapport de vote
82/1885/FDIS	82/1903/RVD

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

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

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

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

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

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 63112:2021

INTRODUCTION

Le présent document spécifie les exigences de sécurité qui s'appliquent au matériel (PV-EFPE) de protection contre les défauts à la terre photovoltaïque (PV-EFP) dont la fonction est de détecter, d'interrompre et de mettre en garde les opérateurs de réseau en cas de défauts à la terre dans les groupes photovoltaïques. Une norme autonome sur ce sujet s'avère nécessaire et appropriée, car le PV-EFPE peut être conçu comme un matériel autonome ou peut être intégré dans un autre matériel (des onduleurs PV, des contrôleurs de charge, des combineurs, etc.). Il n'est donc pas judicieux de poursuivre l'approche de normalisation actuelle dans laquelle les exigences relatives au PV-EFPE sont uniquement formulées dans une norme de produit final spécifique aux onduleurs: IEC 62109-2:2011. Conjointement à la publication du présent document, il est prévu de réviser l'IEC 62109-2 de manière à citer le présent document en référence et à retirer les exigences qui font double emploi et qui sont contradictoires. Avec cette approche, les exigences relatives au PV-EFPE sont plus visibles et sont applicables au PV-EFPE qui ne fait pas partie d'un onduleur.

Il est également souhaitable, conjointement à la publication du présent document, d'amender les normes IEC applicables au réseau et à l'installation des groupes photovoltaïques de manière à citer le présent document en référence et à retirer les exigences qui font double emploi et qui sont contradictoires. Ce travail est géré par le CE 82 pour l'IEC 62548 et conjointement par le CE 82 et le CE 64 dans le cadre du JWG 32 pour l'IEC 60364-7-712.

Les fonctions, réglages, réponses et temporisations appropriés des fonctions PV-EFP dépendent de la taille et de la topologie de l'ensemble du réseau PV. Les caractéristiques de ces groupes n'étant pas connues au moment de l'évaluation du PV-EFPE selon la présente norme de produit, il est nécessaire que les fonctions et réglages PV-EFP exigés soient fournis par des normes locales et internationales relatives au réseau et à l'installation. Par conséquent, le présent document n'exige pas que tous les PV-EFPE mettent en œuvre toutes les fonctions possibles et ne contient généralement pas les réglages exigés pour les fonctions. Les fonctions, réglages et plages d'ajustements déclarés par le fabricant du matériel sont soumis à essai et évalués, et la documentation destinée à l'installateur et à l'utilisateur spécifie les fonctions qui sont fournies et celles qui ne le sont pas.

Avec les exigences relatives aux fonctions PV-EFP, le présent document inclut les exigences de sécurité du produit qui couvrent la construction, l'adaptation à l'environnement, les marquages, la documentation et les essais du matériel. Le PV-EFPE étant associé et souvent intégré à un équipement de conversion de puissance photovoltaïque, il est fait référence aux exigences de sécurité du produit de l'IEC 62109-1. Toutefois, ces exigences peuvent empiéter sur les normes IEC existantes ou être en contradiction avec celles-ci pour certains types de matériels liés à la PV-EFP (les contrôleurs d'isolement et les équipements de contrôle d'isolement à courant différentiel résiduel, par exemple). Par conséquent, à certains égards, le présent document fournit des options qui permettent au matériel de satisfaire à ces normes, si ces dernières existent.

NOTE Des informations supplémentaires concernant l'objet du présent document et les aspects particuliers des défauts à la terre PV sont synthétisées à l'Annexe B (informative).

GROUPES PHOTOVOLTAÏQUES (PV) – MATÉRIEL DE PROTECTION CONTRE LES DÉFAUTS À LA TERRE – SÉCURITÉ ET FONCTIONNALITÉS RELATIVES À LA SÉCURITÉ

1 Domaine d'application

Le présent document s'applique aux matériels de protection contre les défauts à la terre photovoltaïques (PV-EFPE) dont la fonction est de détecter, d'interrompre et de mettre en garde les opérateurs de réseau en cas de défauts à la terre dans les groupes photovoltaïques.

NOTE 1 Dans le contexte du présent document, le groupe PV peut inclure un câblage et un matériel connectés. La couverture exigée des fonctions de surveillance et de protection est définie dans les codes et normes d'installation PV, y compris les aspects liés, par exemple, au fait de savoir s'il est exigé que la couverture concerne ou non les circuits de batterie, les sorties en courant continu des convertisseurs courant continu/courant continu, etc.

NOTE 2 La définition IEC de la basse tension est de 1 000 V ou moins pour les réseaux en courant alternatif et de 1 500 V ou moins pour les réseaux en courant continu. Le PV-EFPE peut être autonome ou intégré dans un autre matériel (un équipement de conversion de puissance photovoltaïque, un combinateur PV, etc.).

Le présent document spécifie:

- les types et les niveaux des fonctions de surveillance et de protection qui peuvent être fournies;
- la nature et la chronologie des réponses aux défauts à la terre;
- les méthodes d'essai pour la validation des fonctions de surveillance et de protection fournies;
- les exigences en matière de sécurité fonctionnelle et de tolérance aux pannes;
- les exigences relatives à la sécurité du produit, y compris la construction, l'adaptation à l'environnement, les marquages, la documentation et les essais.

2 Références normatives

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

IEC 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 60417, *Graphical symbols for use on equipment – 12-month subscription to regularly updated online database comprising all graphical symbols published in IEC 60417* (disponible en anglais seulement)

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

IEC 60730-1:2013, *Dispositifs de commande électrique automatiques – Partie 1: Exigences générales*

IEC 60730-1:2013/AMD1:2015

IEC 60730-1:2013/AMD2:2020

IEC 60947-2:2016, *Appareillage à basse tension – Partie 2: Disjoncteurs*
IEC 60947-2:2016/AMD1:2019

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 61008-1:2010/AMD1:2012
IEC 61008-1:2010/AMD2:2013

IEC 61439-1, *Ensembles d'appareillage à basse tension – Partie 1: Règles générales*

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: Contrôleurs d'isolement pour réseaux IT*

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

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

IEC 62109-3:2020, *Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques – Partie 3: Exigences particulières pour les dispositifs électroniques combinés aux éléments photovoltaïques*

IEC TS 63053, *General requirements for residual current operated protective devices for DC system* (disponible en anglais seulement)

ISO 3864 (toutes les parties), *Symboles graphiques – Couleurs de sécurité et signaux de sécurité*

3 Termes, définitions, symboles et termes abrégés

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC TS 61836 ainsi que les suivants s'appliquent.

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

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

3.1

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

3.2

réseau en courant continu uniquement

réseau PV dans lequel toutes les sources d'énergie et tous les équipements de conversion de puissance sont en courant continu, sans onduleur ni connexion en courant alternatif dans le réseau

3.3

défaut à la terre

occurrence d'un chemin conducteur accidentel entre un conducteur sous tension et la Terre

Note 1 à l'article: Le chemin conducteur peut passer par une isolation défectueuse, par des structures (par exemple supports de ligne, échafaudages, grues, échelles), ou encore par la végétation (par exemple arbres, buissons) et peut présenter une impédance non négligeable.

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-04-14]

3.4

matériel hôte

matériel avec lequel le PV-EFPE intégré est destiné à être utilisé ou dans lequel il est destiné à être installé (voir également 3.7)

3.5

réseau hôte

réseau dans lequel le PV-EFPE est connecté, composé d'au moins un groupe PV, du PV-EFPE et de la ou des charges pour le réseau PV (par exemple, le PCE, le matériel de stockage d'énergie, les charges en courant continu, etc.)

3.6

signaler <un défaut>

déclarer qu'un défaut s'est produit d'une manière qui peut être observée en local et à distance

Note 1 à l'article: Les exigences de signalement d'un défaut sont données en détail du 8.1 au 8.3.

3.7

PV-EFPE intégré

PV-EFPE intégré, destiné à être intégré ou spécifié pour être exclusivement utilisé avec un matériel hôte spécifique (voir 3.4) dont les fonctions prévues sont différentes de la protection contre les défauts à la terre PV et avec lequel le PV-EFPE est évalué et soumis à l'essai (un PCE, un combineur PV, etc.)

3.8

$I_{SC-PR-MAX}$

caractéristique assignée du PV-EFPE, applicable à une borne destinée à être reliée à un réseau d'alimentation externe, qui spécifie le courant de défaut de court-circuit présumé maximal absolu disponible aux bornes du PV-EFPE si un défaut d'impédance négligeable est appliqué aux bornes du PV-EFPE

Note 1 à l'article: Il s'agit d'un terme général qui s'applique à tous les accès qui se connectent à des sources d'alimentation externes. Pour l'accès PV, le terme spécifique est I_{SC-PV} , comme défini en 3.9.

3.9

I_{SC-PV}

courant de court-circuit présumé maximal assigné du PV-EFPE (voir 3.8) aux bornes d'entrée PV; autrement dit, courant maximal absolu que l'entrée PV du PV-EFPE est conçue pour supporter ou acheminer en conditions normales et de défaut

Note 1 à l'article: Au niveau de la conception du réseau, cette caractéristique assignée est généralement coordonnée au courant I_{sc} total des chaînes PV connectées, ajustée en fonction de la température, de l'éclairement excessif, etc., selon les exigences des normes d'installation (c'est-à-dire qu'il ne s'agit pas seulement de la somme des caractéristiques assignées I_{sc} indiquées sur les modules PV connectés, ces marquages étant fondés sur les conditions de court-circuit dans les conditions normales d'essai STC, *Standard Test Conditions*) et pouvant être dépassés en usage réel).

Note 2 à l'article: Il s'agit d'un cas particulier de la définition générale de la caractéristique assignée $I_{sc-pr-max}$ donnée en 3.8, qui est aligné sur l'IEC 62109-1.

3.10**PV-EFP**

protection contre les défauts à la terre des réseaux photovoltaïques

Note 1 à l'article: L'abréviation "PV-EFP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "photovoltaic earth fault protection".

3.11**PV-EFPE**

matériel de protection contre les défauts à la terre des réseaux photovoltaïques

Note 1 à l'article: L'abréviation "PV-EFPE" est dérivée du terme anglais développé correspondant "photovoltaic earth fault protection equipment".

3.12**équipement de conversion de puissance****PCE**

dispositif électrique qui convertit un type d'énergie électrique à partir d'une source de tension ou de courant en un type d'énergie électrique différent en ce qui concerne la tension, le courant et la fréquence

Note 1 à l'article: Les convertisseurs courant alternatif/courant continu, les onduleurs courant continu/courant alternatif, les contrôleurs de charge courant continu/courant continu, les convertisseurs de fréquence, entre autres, sont des équipements de conversion de puissance.

Note 2 à l'article: L'abréviation "PCE" est dérivée du terme anglais développé correspondant "power conversion equipment".

[SOURCE: IEC 62109-1:2010, 3.66]

3.13 **R_{iso}**

symbole qui représente la résistance d'isolement (isolation) entre le groupe PV et la terre

3.14**essai individuel de série**

essai de conformité effectué sur chaque entité en cours ou en fin de fabrication

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-17]

3.15**état sûr**

état qui continue d'assurer la sécurité

[SOURCE: IEC 60050-821:2017, 821-12-49]

3.16**PV-EFPE autonome**

PV-EFPE indépendant, et donc non intégré conformément au 3.7, destiné à être utilisé dans des réseaux non spécifiés ou avec des matériels non spécifiés, et soumis à l'essai indépendamment de tout matériel hôte particulier

3.17

réseau, relié à la terre pour des raisons fonctionnelles

réseau dans lequel le groupe photovoltaïque présente un conducteur intentionnellement mis à la terre pour des raisons autres que la sécurité, par des moyens qui ne satisfont pas aux exigences de liaison de protection

Note 1 à l'article: La mise à la terre d'un conducteur du groupe photovoltaïque par l'intermédiaire d'une impédance, d'un relais ou d'un dispositif de protection contre les surintensités, ou des réseaux dans lesquels le groupe n'est pas mis à la terre en permanence (ouverture périodique de la connexion de terre ou en cas de conditions de défaut) sont des exemples de réseaux reliés à la terre pour des raisons fonctionnelles.

Note 2 à l'article: L'utilisation de varistances ou d'autres parafoudres entre un circuit et la terre et l'utilisation d'un réseau résistif connecté entre le groupe et la terre pour mesurer la résistance d'isolement du groupe (contrôle d'impédance) sont des exemples d'éléments de conception qui ne relèvent pas de la mise à la terre pour des raisons fonctionnelles. Aucun de ces exemples ne crée un réseau relié à la terre pour des raisons fonctionnelles, l'impédance de ce type de connexions étant en principe très élevée.

Note 3 à l'article: Voir Figure 1 à Figure 3 pour des exemples des différents types de réseaux.

3.18

réseau, non référencé à la terre

réseau dont aucun des conducteurs n'est volontairement référencé à la terre, directement ou par l'intermédiaire de l'équipement de conversion de puissance (PCE)

3.19

réseau, non séparé

réseau dans lequel le groupe PV est relié à un réseau volontairement référencé à la terre par l'intermédiaire d'un PCE sans au moins une séparation simple

4 Exigences relatives au PV-EFP selon la topologie du réseau

4.1 Généralités

Les aspects suivants de la topologie du réseau ont un impact sur les approches nécessaires pour assurer la protection contre les défauts à la terre dans le groupe PV:

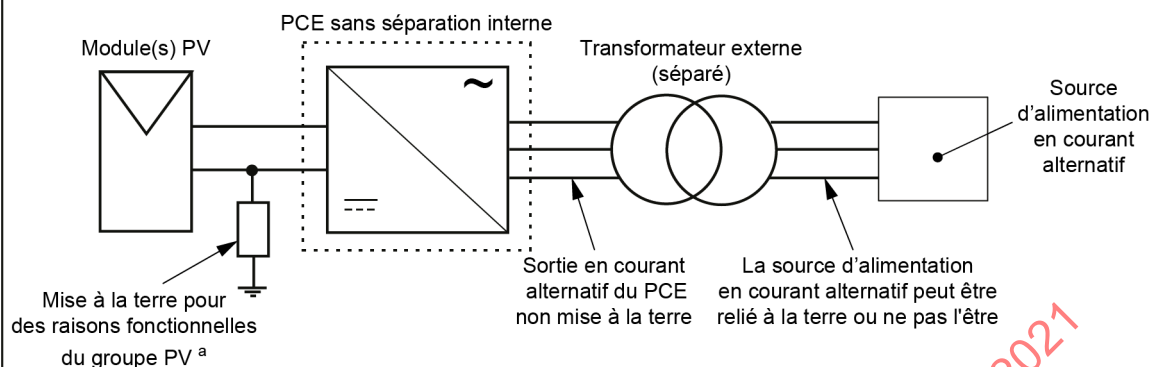
- le réseau PV peut ou peut ne pas disposer d'une séparation entre le groupe PV et la source d'alimentation en courant alternatif ou un autre réseau électrique relié à la terre;
- le groupe PV peut ou peut ne pas être relié à la terre pour des raisons fonctionnelles;
- la source d'alimentation en courant alternatif ou un autre réseau électrique auquel se connecte la sortie du réseau PV peut ou peut ne pas être un réseau relié à la terre.

Compte tenu des aspects ci-dessus, le présent document utilise les types de réseaux suivants, pour lesquels des exemples sont donnés de la Figure 1 à la Figure 3, afin de définir les exigences de protection contre les défauts à la terre:

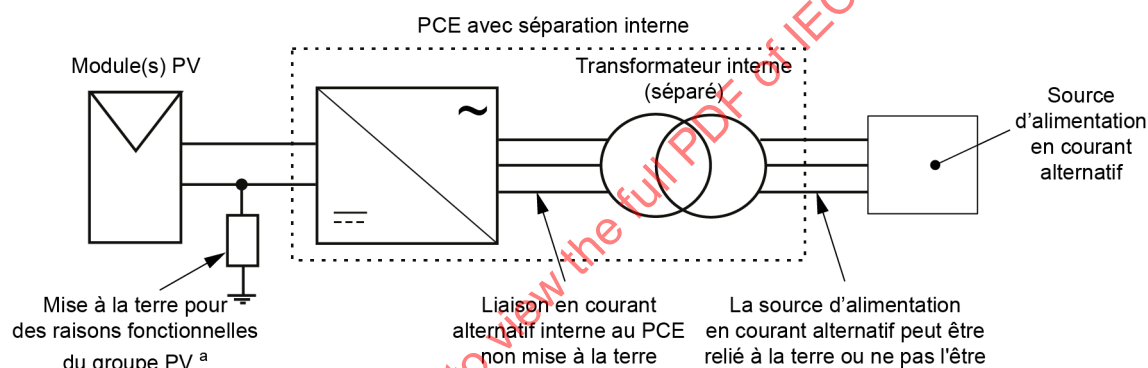
- réseaux reliés à la terre pour des raisons fonctionnelles, selon 3.17 et la Figure 1;
- réseaux non référencés à la terre, selon 3.18 et la Figure 2;
- réseaux non séparés, selon 3.19 et la Figure 3.

Des exemples supplémentaires sont donnés à l'Annexe A, qui représentent et expliquent les cheminements de courant de défaut et les actions EFP pour différentes topologies de réseau.

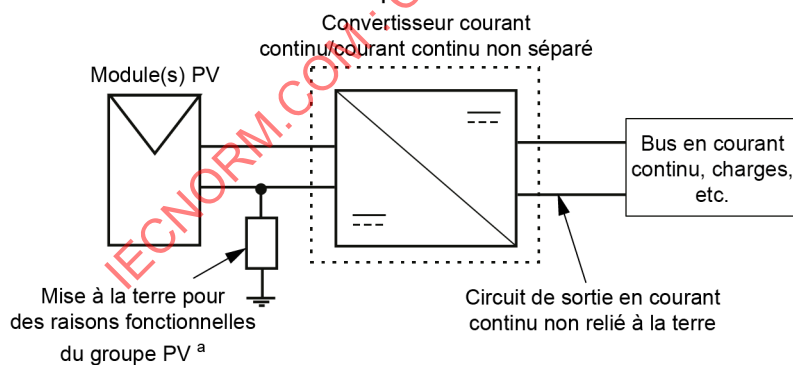
Réseau PV relié à la terre pour des raisons fonctionnelles – avec séparation externe



Réseau PV relié à la terre pour des raisons fonctionnelles – avec séparation interne

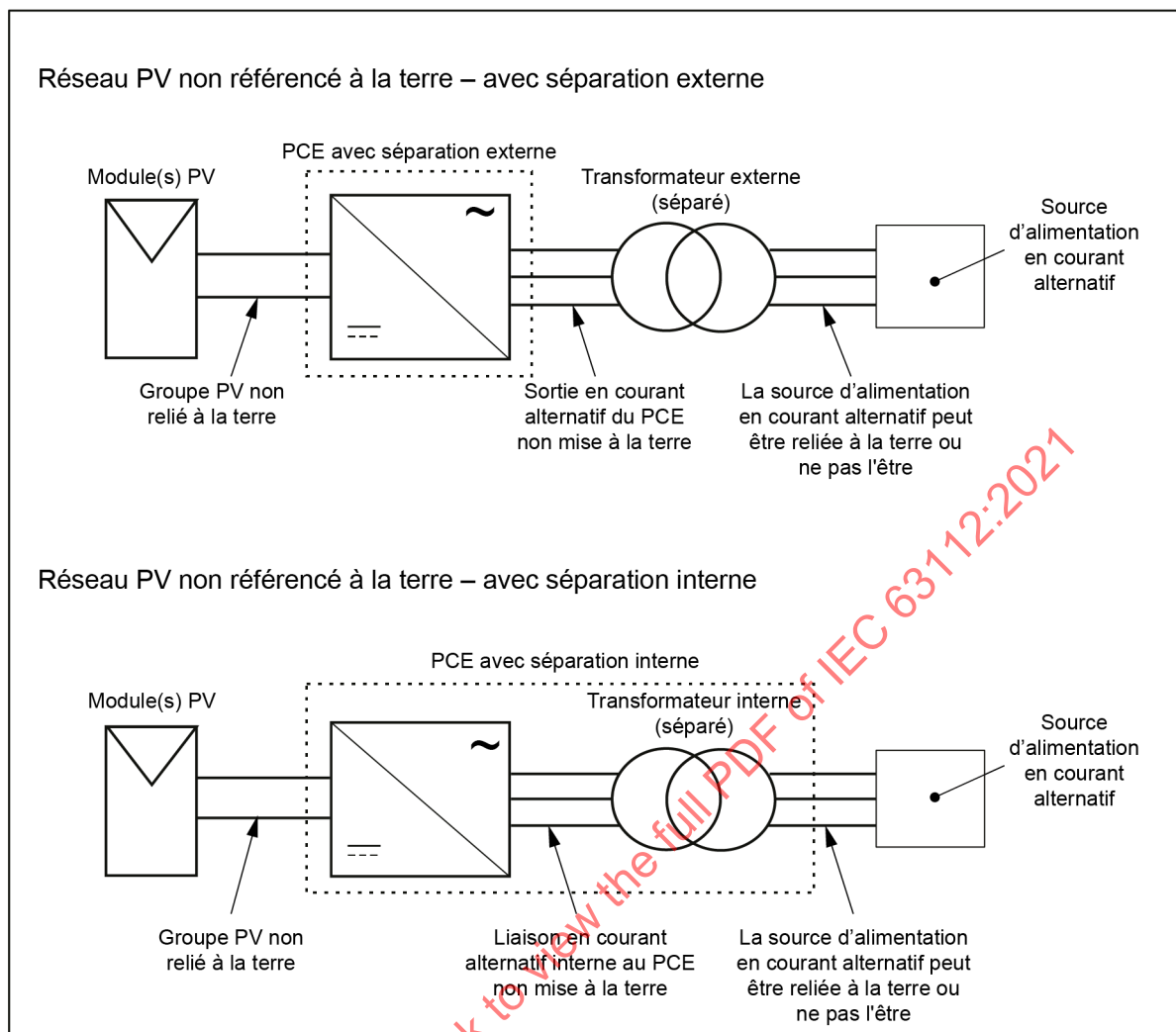


Réseau PV relié à la terre pour des raisons fonctionnelles – avec PCE courant continu/courant continu non séparé



^a Par exemple, mise à la terre par l'intermédiaire d'un fusible ou d'un autre dispositif de protection contre les surintensités et/ou moyens de coupure, impédance, etc.. En général placé dans le PCE

Figure 1 – Exemples de topologies de réseau relié à la terre pour des raisons fonctionnelles



IEC

Figure 2 – Exemples de topologies de réseau non référencé à la terre

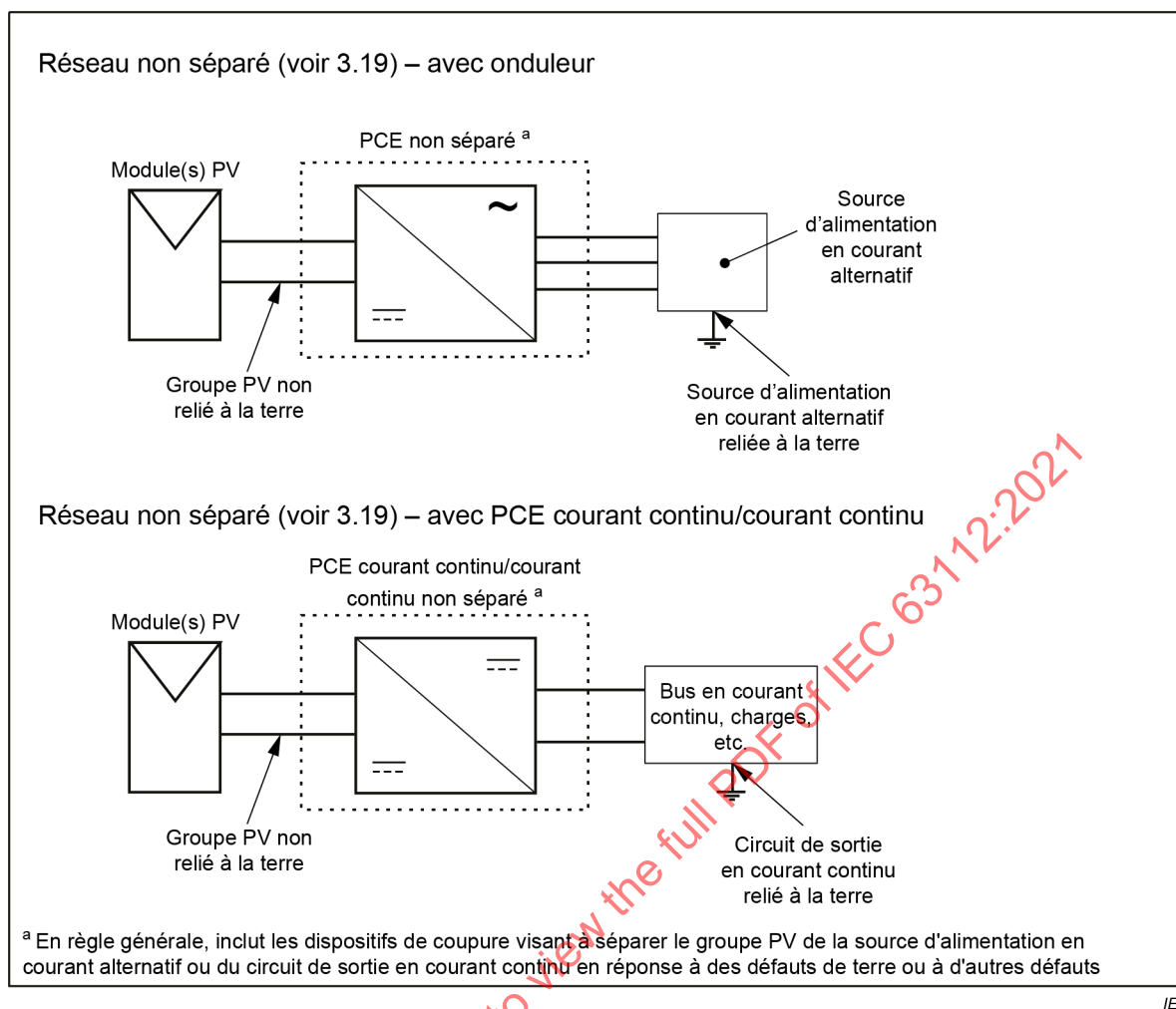


Figure 3 – Exemples de topologies de réseau non séparé

4.2 Fonctions PV-EFP pour différentes topologies de réseau

Le PV-EFPE doit satisfaire aux exigences pour au moins l'un des types de réseaux du Tableau 1, et la documentation fournie doit répertorier les types de systèmes prévus selon 11.2.3.

Tableau 1 – Fonctions PV-EFP qui reposent sur la topologie et la mise à la terre du réseau

Type de réseau	Non séparé (Figure 3)	Relié à la terre pour des raisons fonctionnelles (Figure 1)		Non référencé à la terre (Figure 2)	
Mise à la terre côté PV:	non relié à la terre	relié à la terre pour des raisons fonctionnelles		non relié à la terre	
Séparation:	non séparé	séparé	non séparé	séparé	non séparé
Mise à la terre côté charge ⁵ (source d'alimentation en courant alternatif ou courant continu)	relié à la terre ⁴	relié à la terre ou non relié à la terre	non relié à la terre	relié à la terre ou non relié à la terre	non relié à la terre
Mesurage de la résistance d'isolement du groupe PV par rapport à la terre (surveillance d'isolement)	Mesurage: Selon 5.2 et 5.5, avant le fonctionnement et avec un défaut au moins une fois toutes les 24 h	Mesurage: Selon 5.2 et 5.5, avant le fonctionnement et au moins une fois toutes les 24 h		Mesurage: Selon 5.2 et 5.5. Exigé en permanence sauf autorisation selon 5.2	
	Réponse: a) Signaler un défaut à la terre selon l'Article 8 et b) arrêter ou ne pas démarrer le réseau et débrancher tous les pôles du groupe PV du côté charge mis à la terre du réseau ¹ ou débrancher tous les pôles de la partie défectueuse du groupe PV du côté charge mis à la terre du réseau ¹ , auquel cas le fonctionnement du réseau est admis ²	Réponse: a) Signaler un défaut à la terre selon l'Article 8 et b) arrêter ou ne pas démarrer le réseau et déconnecter tous les pôles du groupe PV de la terre ou débrancher tous les pôles de la partie défectueuse du groupe PV de la terre, auquel cas le fonctionnement du réseau est admis ²		Réponse: a) Signaler un défaut à la terre selon l'Article 8. Le fonctionnement du réseau est admis ³	
	Remise en service: Si la résistance d'isolement du groupe PV par rapport à la terre est revenue à une valeur supérieure au réglage, le réseau peut automatiquement (r)établir ses connexions normales et commencer/reprendre son fonctionnement				

Surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite du groupe PV	Surveillance: Surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite selon 6.2, 6.3 et 6.4	Surveillance: Surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite selon 6.2, 6.3 et selon 6.4 ou 6.5	Détection/protection: Non exigée
	Réponse: a) Signaler un défaut à la terre selon l'Article 8 et b) arrêter ou ne pas démarrer le réseau et débrancher tous les pôles du groupe PV du côté charge mis à la terre du réseau ¹ ou débrancher tous les pôles de la partie défectueuse du groupe PV du côté charge mis à la terre du réseau ¹ , auquel cas le fonctionnement du réseau est admis ²	Réponse: a) Signaler un défaut à la terre selon l'Article 8 et b) arrêter ou ne pas démarrer le réseau et déconnecter tous les pôles du groupe PV de la terre en déconnectant ou en ouvrant un dispositif de protection ou débrancher tous les pôles de la partie défectueuse du groupe de la terre en déconnectant ou en ouvrant un dispositif de protection, auquel cas le fonctionnement du réseau est admis ²	Réponse: Non applicable
	Remise en service: Si... a) le courant résiduel ou le courant de fuite est revenu à un niveau inférieur au réglage indiqué en 6.3, 6.4 ou 6.5, ou si le dispositif de protection a été réinitialisé ou remplacé, et b) si la résistance d'isolement est revenue à une valeur supérieure au réglage, le réseau peut automatiquement rétablir ses connexions normales et reprendre son fonctionnement		Remise en service: Non applicable

¹ En règle générale, assuré par l'ouverture de la connexion entre le groupe PV et le PCE ou par l'ouverture de la connexion entre le PCE et la source d'alimentation en courant alternatif ou un autre réseau électrique mis à la terre.

² Dans un réseau qui comporte plusieurs sous-groupes, il peut être possible de déconnecter du PCE le sous-groupe défectueux, ce qui isole le défaut de la terre, puis de poursuivre le fonctionnement avec les sous-groupes restants non défectueux. Un entretien soigneux est essentiel pour réduire la probabilité de survenue d'un second défaut dans le sous-groupe défectueux.

³ Certaines entrées de ce tableau permettent au réseau de continuer à fonctionner avec le groupe complet, après avoir répondu au défaut à la terre. Un entretien soigneux est essentiel pour réduire la probabilité de survenue d'un second défaut dans le groupe.

⁴ En règle générale, il n'est pas acceptable de relier le groupe PV à la terre pour des raisons fonctionnelles dans un réseau non séparé connecté à un réseau électrique mis à la terre, car les codes et normes d'installation ne permettent pas à un réseau d'être mis à la terre en plusieurs endroits (afin d'éviter que des courants de fonctionnement ne circulent par la terre).

⁵ Le côté "charge" du réseau fait référence à la sortie du PCE final que le réseau PV alimente (la source d'alimentation en courant alternatif d'un système couplé au réseau ou les circuits de charge en courant continu d'un réseau en courant continu, par exemple).

4.3 Commande PV-EFPE sur le fonctionnement du réseau hôte

4.3.1 Généralités

Lorsque le Tableau 1 fait référence à un réseau qui cesse de fonctionner, qui ne démarre pas ou dont le fonctionnement est autorisé, cela fait référence à l'état opérationnel du réseau hôte, et ce qui suit s'applique.

4.3.2 Types de PV-EFPE qui exigent le contrôle du réseau hôte

Les PV-EFPE intégrés et autonomes des groupes PV non séparés ou reliés à la terre pour des raisons fonctionnelles doivent être équipés d'un moyen de contrôle direct ou indirect de l'état opérationnel du réseau hôte, qui doit être évalué et soumis à l'essai conformément à la présente norme.

Les PV-EFPE intégrés et autonomes classés uniquement pour les groupes PV non référencés à la terre peuvent être équipés d'un moyen de contrôle direct ou indirect de l'état opérationnel du réseau hôte. Le cas échéant, le contrôle du réseau hôte doit être évalué et soumis à l'essai conformément au présent document.

4.3.3 Méthodes de contrôle du fonctionnement du réseau hôte

Si le contrôle de l'état opérationnel du réseau hôte est assuré conformément au 4.3.2, ce contrôle doit directement ou indirectement provoquer l'interruption ou l'activation du courant de charge du groupe PV, selon l'état des fonctions de détection de défaut à la terre (voir Tableau 1).

NOTE 1 Exemples de contrôles du courant de charge du groupe PV:

- interruption du fonctionnement du PCE entre le groupe PV et la charge;
- coupure directe du circuit de sortie du groupe PV;
- contrôle de l'état de fonctionnement de la ou des charges.

Si le PV-EFPE dispose de moyens de coupure mécanique incorporés dans le circuit PV, le ou les dispositifs de coupure doivent être conformes au 4.4.

S'il s'agit d'un contrôle indirect, le PV-EFPE procède à une détection de défaut à la terre, et des moyens de coupure ou d'autres moyens de contrôle du courant de sortie du groupe PV sont prévus dans l'autre matériel, en fonction des contrôles du PV-EFPE. La conformité au présent document doit être évaluée et soumise à l'essai sur le système combiné, en utilisant l'autre matériel spécifique avec lequel le PV-EFPE est conçu pour être utilisé.

La documentation du PV-EFPE doit inclure des instructions et toutes les caractéristiques assignées électriques pertinentes, les spécifications de communication, etc. pour la connexion correcte et la bonne utilisation des moyens de contrôle indirect selon 11.2.3, ainsi que des références à l'autre matériel spécifique avec lequel il a été soumis à l'essai.

NOTE 2 Exemples de contrôles directs et indirects:

- Contrôle direct: PV-EFPE avec un dispositif de coupure incorporé qui contrôle le courant de sortie du groupe PV vers les charges (PCE, etc.).
- Contrôle indirect: PV-EFPE autonome avec détection de défaut à la terre et système de communication utilisés pour contrôler l'état des autres matériels (un contacteur externe ou un PCE, par exemple).

4.4 Déconnexion dans les conditions de défaut

4.4.1 Généralités

Si le Tableau 1 fait référence à la déconnexion de la terre ou du réseau mis à la terre de tous les pôles du groupe PV ou de la partie défectueuse du groupe PV, ou s'il fait référence à un réseau qui cesse de fonctionner ou qui ne démarre pas, selon 4.3.3, ce qui suit s'applique.

4.4.2 Moyens de déconnexion

Les moyens de déconnexion de la terre ou du réseau mis à la terre doivent présenter des caractéristiques assignées électriques adaptées au circuit dans lequel le dispositif est utilisé.

NOTE 1 La déconnexion peut ou peut ne pas avoir lieu directement entre le groupe PV et la terre. Par exemple, dans un réseau non séparé, l'IEC 62109-2:2011 exige des dispositifs de coupure entre le groupe PV et la source d'alimentation en courant alternatif, souvent placés côté courant alternatif du PCE. L'ouverture de ces relais déconnecte le groupe PV du réseau mis à la terre (la source d'alimentation en courant alternatif) même si ces dispositifs se trouvent dans la partie en courant alternatif du réseau. Dans un réseau relié à la terre pour des raisons fonctionnelles, le groupe PV peut être directement connecté à la terre ou déconnecté de la terre par un dispositif de coupure connecté à un conducteur de réseau PV.

Si le PV-EFPE dispose de moyens de coupure électromécanique incorporés dans le circuit PV, le ou les dispositifs de coupure doivent être adaptés à une utilisation dans le circuit PV en ce qui concerne la tension, le courant, la possibilité de courant de défaut en sens inverse, et le courant de défaut présumé limité disponible dans un circuit PV.

NOTE 2 L'essai décrit en 9.4 permet de vérifier que le dispositif est adapté à sa fonction dans les conditions de défaut à la terre de court-circuit, mais pas dans les autres conditions de défaut qui peuvent se produire.

La documentation du PV-EFPE doit comprendre les caractéristiques assignées électriques des moyens de coupure, lorsque le 11.2.3.17 l'exige.

4.4.3 Connexions à haute impédance

Lorsque le Tableau 1 fait référence à la déconnexion, il n'est pas exigé de déconnecter les conducteurs qui présentent une impédance élevée entre le groupe PV et le réseau mis à la terre ou la terre, à condition que l'impédance soit suffisante pour satisfaire aux éléments suivants, selon le cas. L'impédance est plus grande que:

- le réglage le plus élevé prévu pour la fonction de résistance d'isolement, indiqué en 5.2;
- celle exigée pour produire un courant égal à la limite inférieure de la fonction de surveillance de variations brusques du courant, indiquée en 6.3; et
- celle exigée pour produire un courant égal au réglage le plus faible prévu pour les fonctions de surveillance du courant, indiqué en 6.4 et 6.5.

NOTE 1 Un exemple de ce type de circuits est un circuit de mesure de tension à haute impédance.

NOTE 2 En pratique, il n'est généralement pas nécessaire que les impédances en question soient bien supérieures aux réglages et limites pour que la ou les fonctions EFP soient fiables et en mesure de satisfaire aux essais du présent document.

4.4.4 Déconnexion indirecte

Si le PV-EFPE procède à une détection de défaut à la terre et que des moyens de coupure ou d'autres moyens de contrôle de la connexion du groupe PV à la terre ou à un réseau mis à la terre sont fournis dans l'autre matériel, la conformité au présent document doit être évaluée et soumise à l'essai sur le système combiné, en utilisant l'autre matériel spécifique avec lequel le PV-EFPE est conçu pour être utilisé.

La documentation du PV-EFPE doit inclure des instructions et toutes les caractéristiques assignées électriques pertinentes, les spécifications de communication, etc. pour la connexion correcte et la bonne utilisation des moyens de contrôle indirect selon 11.2.3, ainsi que des références à l'autre matériel spécifique avec lequel il a été soumis à l'essai.

4.5 Réseaux avec plusieurs sous-groupes (informatif)

NOTE Ce paragraphe est informatif, car les limites et les règles relatives à leur application en fonction des caractéristiques assignées et de la structure du groupe ou sous-groupe relèvent des normes d'installation applicables et non du présent document.

4.5.1 Généralités

Si les limites PV-EFP indiquées dans les normes d'installation applicables reposent sur la puissance assignée du groupe PV, la topologie du réseau détermine si les limites reposent sur la puissance assignée totale du groupe PV ou sur les caractéristiques assignées de chaque sous-groupe, comme suit.

4.5.2 Sous-groupes isolés

Si les sous-groupes PV sont isolés galvaniquement les uns des autres dans l'ensemble du réseau, y compris dans le PCE, les limites PV-EFP s'appliquent à chaque sous-groupe en fonction de sa puissance assignée.

4.5.3 Sous-groupes non isolés

Si les sous-groupes PV ne sont pas isolés galvaniquement les uns des autres, les limites PV-EFP s'appliquent à l'ensemble du groupe et reposent sur la puissance assignée totale.

5 Groupe PV pour le contrôle d'isolement par rapport à la terre

5.1 Généralités

Les exigences du présent paragraphe relatives à la détection d'une résistance d'isolement anormale du groupe PV par rapport à la terre et à la réponse apportée visent à réduire les dangers d'incendie dus à une connexion involontaire ou à un cheminement de défaut entre le groupe et la terre. Dans un groupe PV non séparé ou relié à la terre pour des raisons fonctionnelles, le défaut à la terre d'un groupe donne lieu à un écoulement de courant potentiellement dangereux en raison de la voie de retour fournie par la connexion intentionnelle à la terre. Dans un groupe PV non référencé à la terre, le premier défaut à la terre ne provoque pas de courant dangereux, mais s'il n'est pas détecté, un second défaut peut provoquer un écoulement de courant dangereux, une détection et une réparation précoces étant donc essentielles. Un isolement adéquat à la terre fournit le premier niveau de protection contre le danger d'incendie. Les exigences du présent article assurent une protection supplémentaire en surveillant l'état de cet isolement.

Le contrôle d'isolement d'une protection contre les défauts à la terre d'un groupe PV est destiné à détecter la résistance d'isolement (R_{iso}) entre le groupe PV et la terre, qui est inférieure à la valeur sans défaut normalement attendue. Le Tableau 2 donne un exemple de limites inférieures de R_{iso} pour différentes plages de puissances assignées d'un groupe PV.

NOTE Voir Annexe B pour obtenir des informations concernant la relation entre la puissance du groupe et la résistance d'isolement attendue.

Tableau 2 – Exemple de limites de résistance d'isolement d'un groupe PV par rapport à la terre

Caractéristiques assignées en courant continu maximales d'un groupe PV aux conditions d'essai normalisées kW	Limite inférieure R_{iso} 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
NOTE 1 Ce tableau est aligné sur l'IEC 62548:2016.	
NOTE 2 Ce tableau est informatif. Toutefois, une limite inférieure absolue normative de 1 kΩ est donnée en 5.2 et 5.5.	

5.2 Exigences relatives au contrôle d'isolement du groupe

Le matériel de contrôle d'isolement PV-EFPE doit mesurer la résistance d'isolement en courant continu entre le groupe PV et la terre, R_{iso} , avant chaque début de fonctionnement du réseau PV, et comme suit:

- pour le PV-EFPE des réseaux reliés à la terre pour des raisons fonctionnelles, en aucun cas moins d'une fois toutes les 24 h;
- pour le PV-EFPE des réseaux non séparés, en aucun cas moins d'une fois toutes les 24 h, à l'exception des PV-EFPE qui intègrent un contrôle de courant de danger d'incendie selon 6.4 ou 6.5, l'intervalle de contrôle pouvant alors être ajusté à une valeur qui ne dépasse pas 72 h, conformément au 5.5;

NOTE 1 Les codes et normes d'installation peuvent permettre un intervalle de contrôle supérieur à 24 h pour certains types de réseaux (par exemple, dans une grande centrale PV montée sur le sol qui fait l'objet d'une surveillance permanente de la part d'un personnel qualifié présent sur site). Cela peut profiter aux systèmes dont il est exigé qu'ils assurent des services de réseau continus, comme la puissance réactive produite la nuit dont il est prévu qu'elle soit fournie 24 h/24 h. Les réseaux qui comportent des onduleurs non séparés ne peuvent effectuer le contrôle d'isolement sans ouvrir la connexion de l'onduleur au réseau, et donc interrompre ces services.

- pour le PV-EFPE des réseaux non référencés à la terre, l'isolement doit être surveillé en permanence, sauf pour le matériel dans lequel la puissance opérationnelle est déduite du groupe PV, dont la surveillance n'est pas exigée pendant les périodes où l'éclairage ne permet pas au PV-EFPE de fonctionner.

Le PV-EFPE doit être installé et coordonné avec l'autre matériel dans le réseau, de sorte que la mesure de contrôle d'isolement soit réalisée avec une référence à la terre intentionnelle retirée du réseau.

NOTE 2 Cela implique que le matériel (un contacteur ou un autre dispositif de coupure, par exemple) retire une référence à la terre intentionnelle du groupe PV avant la mesure de l'isolement. Selon la topologie du réseau, et si le PV-EFPE est autonome ou intégré dans un autre matériel tel qu'un onduleur, cela peut être direct (ouverture d'un contacteur entre le groupe PV et la terre ou entre le groupe PV et un réseau d'alimentation en courant alternatif relié à la terre, par exemple) ou indirect (fermeture d'un contact de signal qui provoque le retrait de la référence à la terre par le matériel hôte, par exemple).

Le PV-EFPE qui assure une fonction de contrôle d'isolement doit être capable de détecter une résistance d'isolement inférieure à la ou aux valeurs ou à la plage des réglages R_{iso} pour lesquels le PV-EFPE est assigné, conformément au 11.2.2c), dans les conditions normales et avec un défaut à la terre situé n'importe où dans le groupe PV. Le réglage par défaut (en usine) ne doit pas être inférieur à 1 k Ω .

5.3 Exigences relatives à la réponse apportée en cas de défaut d'isolement du groupe

Si la résistance d'isolement du groupe PV est inférieure au réglage du PV-EFPE, ce dernier doit signaler un défaut et répondre comme indiqué dans la ou les colonnes appropriées du Tableau 1 en fonction du ou des types de réseaux pour lesquels le PV-EFPE est assigné selon 11.2.3.9.

Pour le PV-EFPE destiné à être utilisé dans des réseaux non référencés à la terre, l'indication du défaut et la réponse pendant le fonctionnement du réseau doivent avoir lieu dans les 60 min qui suivent la survenue du défaut avec une résistance d'isolement inférieure au réglage.

5.4 Dispositions en matière de réinitialisation

Après la réponse donnée en 5.3, le PV-EFPE peut continuer à surveiller l'isolement et peut autoriser une réinitialisation manuelle ou un arrêt automatique en indiquant un défaut, puis permettre au réseau hôte de fonctionner si la valeur de la résistance d'isolement, R_{iso} , est redevenue supérieure au réglage du PV-EFPE.

5.5 Ajustage de la fonction de contrôle de l'isolement

La fonction de contrôle de l'isolement peut disposer d'un réglage fixe ou ajustable de R_{iso} .

Pour la fonction de contrôle de l'isolement d'un PV-EFPE dont le réglage de R_{iso} est ajustable, l'accès aux moyens d'ajustage doit être limité au seul personnel qualifié, et les instructions d'installation doivent inclure les informations données en 11.2.2c). La plage d'ajustement ne doit pas permettre un réglage inférieur à 1 kΩ.

Pour un PV-EFPE destiné à des réseaux non séparés et qui intègre un contrôle de courant de danger d'incendie selon 6.4 ou 6.5, l'intervalle de contrôle de l'isolement peut être ajustable entre 24 h et au maximum 72 h. Le réglage par défaut doit être de 24 h, l'accès aux moyens d'ajustage doit être limité au seul personnel qualifié et les instructions d'installation doivent inclure les informations données en 11.2.3.14.

NOTE Les méthodes de restriction d'accès aux réglages ajustables incluent une interface qui exige un mot de passe ou l'installation des moyens de réglage dans un boîtier dont l'ouverture exige l'utilisation d'un outil.

6 Surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite du groupe PV

6.1 Généralités

Les exigences du présent article relatives à la détection de surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite du groupe PV et à la réponse apportée visent à réduire les dangers de choc et les dangers d'incendie dus à un contact involontaire ou à un cheminement de défaut entre le groupe PV et la terre.

Les groupes PV qui fonctionnent à des tensions dangereuses peuvent créer un danger de choc en cas de contact avec des parties sous tension et s'il existe une voie de retour pour un courant de contact. Dans un groupe PV non séparé ou relié à la terre pour des raisons fonctionnelles, la connexion à la terre fournit une voie de retour pour le courant de contact en cas de contact fortuit d'une personne simultanément avec des parties sous tension du groupe et la terre. L'isolement et l'enveloppe des parties sous tension fournissent le premier niveau de protection contre le danger de choc. Les exigences du présent article fournissent une protection supplémentaire par la surveillance et la réponse apportée à une brusque variation du courant résiduel ou du courant de défaut à la terre qui se produit lorsqu'une personne touche les parties sous tension et la terre.

Des groupes PV peuvent créer un danger d'incendie si un défaut à la terre apparaît, permettant à un courant excessif de circuler sur des parties ou des structures conductrices qui ne sont pas destinées à acheminer du courant. Dans un groupe PV non séparé ou relié à la terre pour des raisons fonctionnelles, le premier défaut à la terre provoque la circulation du courant en raison de la connexion volontaire à la terre. L'isolement à la terre fournit le premier niveau de protection contre le danger d'incendie. Les exigences du présent article fournissent une protection supplémentaire par la surveillance du courant résiduel ou du courant de défaut à la terre permanent excessif et par la réponse apportée. Les techniques incluent la surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite ou l'utilisation de dispositifs de protection contre les surintensités dans le chemin de mise à la terre fonctionnelle (FE, *Functional Earthing*).

6.2 Fonctions de surveillance du courant exigées du PV-EFP

Comme cela est exigé par le Tableau 1, le PV-EFPE pour les groupes PV non séparés ou reliés à la terre pour des raisons fonctionnelles doit être équipé de moyens de surveillance du courant de danger d'incendie et de danger de choc et doit détecter le courant résiduel ou le courant de défaut à la terre selon 6.3 pour les dangers de choc et selon 6.4 ou 6.5 pour les dangers d'incendie, et apporter une réponse.

Il n'est pas exigé que les PV-EFPE destinés uniquement aux réseaux situés dans des zones de fonctionnement électrique fermées, et dont les marquages et instructions sont conformes au 11.1.2.6 et au 11.2.3.15, fournissent une fonction de surveillance du courant de danger de choc.

NOTE L'exception ci-dessus, qui permet aux PV-EFPE destinés uniquement aux réseaux situés dans des zones de fonctionnement électrique fermées d'être dispensés de la fonction de surveillance du courant de danger de choc, est considérée comme étant appropriée pour les raisons suivantes:

- les zones de fonctionnement électrique fermées sont accessibles aux personnes qualifiées ou averties uniquement, formées et équipées de protection contre les dangers de choc;
- la fonction de surveillance du courant de danger de choc utilise une méthode de détection des variations brusques qui peut provoquer un déclenchement intempestif dans les grands réseaux PV, en raison de variations brusques de l'éclairage ou du mode de fonctionnement. Les grands réseaux étant en général placés dans des zones de fonctionnement électrique fermées, l'exception contribue à cet éventuel problème;
- l'action en cas de défaut exigée dans le présent document pour la fonction de surveillance du courant de danger de choc implique d'isoler le groupe défectueux de la connexion intentionnelle à la terre dans le réseau. Toutefois, cette action est moins efficace à mesure que la taille d'un groupe augmente, car les groupes volumineux présentent une faible résistance d'isolement à la terre, ce qui génère une voie de retour pour le courant de contact même après la déconnexion du chemin de terre intentionnel dans le réseau. Par conséquent, pour les groupes dont le courant de fuite sans défaut à travers la résistance d'isolement à la terre peut dépasser 30 mA, cette technique n'est pas efficace.

Les fonctions de surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite doivent répondre au courant en valeur efficace total (composantes en courant alternatif et en courant continu).

6.3 Surveillance du courant de danger de choc

6.3.1 Généralités

La surveillance du courant de danger de choc a pour objet de détecter les variations brusques de courant résiduel ou de courant de défaut à la terre qui peuvent révéler qu'une personne est entrée en contact avec des parties sous tension et la terre, et d'assurer la protection contre les chocs par de faibles limites de courant et de courts temps de réponse. La variation soudaine du courant résiduel ou du courant de fuite est supérieure quel que soit le courant de base (continu) en régime établi qui circule dans les conditions normales.

6.3.2 Limites et réponse

Si une variation brusque du courant résiduel ou du courant de défaut à la terre dépasse les limites indiquées dans le Tableau 3, le PV-EFPE doit signaler un défaut et répondre comme indiqué dans la ou les colonnes appropriées du Tableau 1 en fonction du ou des types de réseaux pour lesquels le PV-EFP est assigné selon 11.2.3.9.

Tableau 3 – Danger de chocs – Limites de variation brusque du courant et temps de réponse

Variation brusque du courant résiduel ou du courant de fuite	Temps de réponse maximal
mA	s
30	0,3
60	0,15
90	0,04

NOTE Ces valeurs de variation brusque du courant et du temps de réponse s'appuient sur les limites indiquées dans l'IEC TS 63053 pour les DDR des réseaux en courant continu. Comparée à l'IEC 62109-2:2011, la limite de courant de la 4^e ligne a été réduite de 150 mA à 90 mA afin de refléter les nouvelles limites spécifiques au courant continu indiquées dans l'IEC TS 63053. Les autres valeurs ne changent pas par rapport à celles de l'IEC 62109-2:2011.

6.3.3 Dispositions en matière de réinitialisation

Après la réponse donnée en 6.3.2, si

- la fonction continue de surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite (danger d'incendie) du PV-EFP ne détecte aucun défaut, et
- la fonction de surveillance de la résistance d'isolement R_{iso} du PV-EFP mesure une valeur supérieure au réglage du PV-EFPE,

alors le PV-EFPE peut arrêter de signaler un défaut et peut autoriser le réseau hôte à reprendre son fonctionnement à l'état normal.

6.3.4 Surveillance du courant de danger de choc – ajustage

Les limites de variation brusque de protection contre les dangers de choc et les temps de réponse ne doivent pas être ajustables.

6.3.5 Tolérance aux pannes de la fonction de surveillance du courant de danger de choc

La fonction de surveillance du courant de danger de choc doit être tolérante aux pannes selon 9.3.5.

6.4 Surveillance du courant (permanent) de danger d'incendie par des moyens électriques

6.4.1 Vue d'ensemble

Comme indiqué en 6.2, la protection contre le danger d'incendie peut être assurée selon 6.4 ou 6.5. Il n'est pas exigé que le PV-EFPE satisfasse aux deux.

6.4.2 Généralités

La surveillance du courant de danger d'incendie a pour objet de détecter un courant résiduel ou de défaut à la terre permanent supérieur à la valeur sans défaut normalement attendue, afin de limiter l'énergie de défaut à la terre et de réduire le danger d'incendie.

NOTE Dans ce contexte, le terme "permanent" est utilisé pour distinguer cette fonction de la fonction de surveillance des variations brusques du courant traitée en 6.3. Il n'implique pas une fenêtre de mesure qui présente une certaine longueur ni un courant absolument invariable. Un groupe PV comporte toujours une certaine quantité sans défaut de courant de fuite à la terre, par R_{iso} et par la capacité à la terre du groupe, et ce courant "de base" est en général une grandeur dont la variation est lente. Ce courant de base est "permanent" comparé à la variation brusque du courant de fuite lorsqu'une personne entre en contact avec une partie sous tension et la terre ou qu'un conducteur endommagé touche en premier des parties mises à la terre.

Le Tableau 4 donne des exemples de limites de courant résiduel ou de courant de fuite et de temps de réponse pour différentes plages de puissances assignées du groupe PV.

Tableau 4 – Exemples de limites de courant permanent et de temps de réponse

Dimension assignée maximale du groupe PV aux conditions d'essai normalisées	Courant résiduel ou de fuite permanent maximal	Temps de réponse maximal s
$P \leq 30 \text{ kW}$	300 mA	0,3
$30 \text{ kW} < P < 500 \text{ kW}$	10 mA par kW	0,3
$P \geq 500 \text{ kW}$	5 A	0,3
NOTE 1 Ces valeurs sont similaires à celles de l'IEC 62548:2016 (sauf que les valeurs ci-dessous sont fondées sur la puissance du groupe en kW, tandis que les limites de l'IEC 62548 sont fondées sur la puissance de sortie du PCE en kVA). NOTE 2 Ce tableau est informatif. Toutefois, une limite supérieure normative de 5 A est donnée en 6.4.3 et 6.4.5.		

6.4.3 Réglages et réponse

Le PV-EFPE qui assure la fonction de surveillance du courant permanent de danger d'incendie doit être capable de détecter des valeurs de courant résiduel ou de courant de fuite supérieures à la ou aux valeurs ou à la ou aux plages des réglages de courant pour lesquels le PV-EFPE est assigné, conformément au 11.2.2c), dans les conditions normales et avec un défaut à la terre situé n'importe où dans le groupe PV. Le réglage de déclenchement par défaut défini en usine doit être de 5 A au maximum.

Si le courant résiduel ou de fuite permanent dépasse le réglage du PV-EFPE, ce dernier doit signaler un défaut et répondre comme indiqué dans la ou les colonnes appropriées du Tableau 1 en fonction du ou des types de réseaux pour lesquels le PV-EFP est assigné selon 11.2.3.9.

6.4.4 Dispositions en matière de réinitialisation

Après la réponse donnée en 6.4.3, si

- la fonction de surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite de danger d'incendie du PV-EFP ne détecte plus de défaut, et
- la fonction de surveillance de la résistance d'isolement R_{iso} du PV-EFP mesure une valeur supérieure au réglage du PV-EFPE,

alors le PV-EFPE peut arrêter de signaler un défaut et peut autoriser le réseau hôte à reprendre son fonctionnement à l'état normal.

6.4.5 Ajustage de la fonction de surveillance du courant de danger d'incendie

Pour la fonction de surveillance du courant de danger d'incendie d'un PV-EFPE dont le ou les réglages de courant ou le ou les temps de réponse sont ajustables, l'accès aux moyens d'ajustage doit être limité au seul personnel qualifié, et les instructions d'installation doivent inclure les informations données en 11.2.3.8 et en 11.2.3.14. La plage d'ajustement ne doit pas permettre un réglage supérieur à 5 A.

NOTE Les méthodes de restriction d'accès aux réglages ajustables incluent une interface qui exige un mot de passe ou l'installation des moyens de réglage dans un boîtier dont l'ouverture exige l'utilisation d'un outil.

6.4.6 Tolérance aux pannes de la fonction de surveillance du courant de danger d'incendie par des moyens électroniques

La fonction de surveillance du courant de danger d'incendie doit être tolérante aux pannes selon 9.3.5.

6.5 Surveillance du courant de danger d'incendie par un dispositif de protection contre les surintensités dans le conducteur de mise à la terre fonctionnelle

6.5.1 Vue d'ensemble

Comme indiqué en 6.2, la protection contre le danger d'incendie peut être assurée selon 6.4 ou 6.5. Il n'est pas exigé que le PV-EFPE satisfasse aux deux.

6.5.2 Généralités

La surveillance du courant de danger d'incendie par un dispositif de protection contre les surintensités a pour objet de détecter un courant de défaut à la terre permanent supérieur à la valeur sans défaut normalement attendue, afin de limiter l'énergie de défaut à la terre et de réduire le danger d'incendie.

Le Tableau 5 donne des exemples de limites des caractéristiques assignées de déclenchement du dispositif de protection contre les surintensités pour différentes plages de puissances assignées du groupe PV.

Tableau 5 – Exemple de courant de déclenchement de la protection contre les surintensités dans le conducteur de mise à la terre fonctionnelle

Caractéristiques assignées en courant continu maximales d'un groupe PV aux conditions d'essai normalisées	Courant de déclenchement I_n
kW	A
≤ 25	1
> 25 et ≤ 50	2
> 50 et ≤ 100	3
> 100 et ≤ 250	4
> 250	5
NOTE 1 Ce tableau est aligné sur l'IEC 62548:2016.	
NOTE 2 Ce tableau est informatif. Toutefois, une limite supérieure normative de 5 A est donnée en 6.5.3 et 6.5.6.	

Le PV-EFPE destiné à être utilisé avec un groupe PV relié à la terre pour des raisons fonctionnelles et qui ne dispose pas d'une surveillance électronique du courant résiduel ou du courant de fuite (6.4) doit être équipé d'un dispositif de protection contre les surintensités dans le conducteur de mise à la terre fonctionnelle.

6.5.3 Caractéristiques assignées

Le dispositif de protection contre les surintensités doit:

- présenter des caractéristiques assignées de déclenchement maximales de 5 A;
- présenter des caractéristiques assignées de tension supérieures ou égales aux caractéristiques assignées de tension maximales du PV-EFPE;
- présenter une capacité d'interruption supérieure ou égale aux caractéristiques assignées de courant de court-circuit maximales du PV-EFPE;
- être assigné pour des applications PV; et
- être conforme à l'IEC 60269-6 en ce qui concerne les fusibles, à l'Annexe P de l'IEC 60947-2:2016 en ce qui concerne les disjoncteurs ou à une autre norme IEC pertinente pour les autres types de dispositifs.

Les instructions du PV-EFPE doivent indiquer le type de dispositif de protection contre les surintensités et les caractéristiques assignées de déclenchement selon 11.2.2c).

6.5.4 Réponse

Si le dispositif de protection contre les surintensités se déclenche, le PV-EFPE doit signaler un défaut et répondre comme indiqué dans la ou les colonnes appropriées du Tableau 1 en fonction du ou des types de réseaux pour lesquels le PV-EFPE est assigné selon 11.2.3.

6.5.5 Dispositions en matière de réinitialisation

Après la réponse donnée en 6.5.4, si le dispositif de protection contre les surintensités s'est automatiquement réinitialisé, et si la fonction de surveillance de la résistance d'isolement R_{iso} du groupe PV-EFP par rapport à la terre mesure une valeur supérieure au réglage du PV-EFPE, alors ce dernier peut arrêter de signaler un défaut et peut autoriser le réseau hôte à reprendre son fonctionnement à l'état normal.

6.5.6 Ajustage et remplacement du dispositif de protection contre les surintensités

Pour les PV-EFPE qui utilisent un dispositif de protection contre les surintensités qui exige d'être remplacé après ouverture (un fusible, par exemple), des marquages et instructions selon 11.1.2.3 et 11.2.5 doivent être fournis.

Pour les PV-EFPE équipés d'un porte-fusible qui permet d'utiliser différentes valeurs de déclenchement du fusible et de choisir un fusible dans le cadre du processus de conception et d'installation, les instructions doivent inclure les informations données en 11.2.3.8 et 11.2.3.14.

Pour les PV-EFPE qui utilisent un dispositif de protection contre les surintensités dont les réglages de déclenchement de courant ou de temps sont ajustables, l'accès aux moyens d'ajustage doit être limité au seul personnel qualifié, les instructions doivent inclure les informations données en 11.2.3.8 et 11.2.3.14 et l'accès aux moyens d'ajustement doit être limité. La plage d'ajustement ne doit pas permettre un réglage supérieur à 5 A.

NOTE Les méthodes de restriction d'accès aux réglages ajustables incluent une interface qui exige un mot de passe ou l'installation des moyens de réglage dans un boîtier dont l'ouverture exige l'utilisation d'un outil.

7 Construction

7.1 Généralités

7.1.1 Le PV-EFP couvert par le présent document peut être un matériel autonome ou intégré à un autre matériel qui fait l'objet d'autres normes IEC. Les exigences générales de construction relatives à la sécurité du produit doivent donc être consultées dans l'une des normes suivantes:

7.1.2 la série IEC 62109 pour les PV-EFPE intégrés dans un équipement de conversion de puissance PV ou pour les PV-EFP non couverts par 7.1.3-7.1.5;

7.1.3 l'IEC 61557-8 pour les PV-EFPE autonomes composés uniquement d'un ou de plusieurs contrôleurs d'isolement;

7.1.4 l'IEC 61008-1, l'IEC TS 63053 ou une autre norme IEC applicable pour les PV-EFPE autonomes composés uniquement de dispositifs de détection de courant résiduel; ou

7.1.5 l'IEC 61439-1 pour les PV-EFPE intégrés dans un combineur ou recombineur PV qui relève du domaine d'application de cette norme.

NOTE 1 Les exigences générales de construction relatives à la sécurité du produit indiquées dans le présent article sont des aspects tels que la coordination de l'isolement, les enveloppes, la protection contre le contact direct et indirect, etc. Il ne s'agit pas d'inclure les fonctions de protection contre les défauts à la terre elles-mêmes.

NOTE 2 Pour les essais relatifs à la sécurité générale du produit, voir 9.6, catégorie de surtension et caractéristique assignée de tension de tenue aux chocs.

Dans l'évaluation de la sécurité du produit décrite en 7.1, une catégorie de surtension OVC II doit être attribuée à l'accès PV du PV-EFPE, avec une caractéristique assignée de tension de tenue aux chocs minimale de 2 500 V conformément à l'IEC 62109-1:2010. Une catégorie de surtension OVC II, OVC III ou OVC IV et les caractéristiques assignées applicables de tension de tenue aux chocs doivent être attribuées aux connexions aux circuits de la source d'alimentation en courant alternatif, conformément à l'IEC 60664-1.

7.2 Considérations environnementales

Dans l'évaluation de la sécurité du produit décrite en 7.1, pour un matériel assigné pour une installation en extérieur ou dans des environnements intérieurs sans conditionnement, les exigences du Tableau 4 de l'IEC 62109-1:2010 s'appliquent, sauf pour les éléments électroniques intégrés du module pour lesquels les exigences de l'IEC 62109-3:2020 s'appliquent.

NOTE Le Tableau 4 de l'IEC 62109-1:2010 contient les exigences relatives au matériel utilisé dans des emplacements intérieurs avec conditionnement, intérieurs sans conditionnement et extérieurs, eu égard au degré de pollution, à la classification des zones humides, au degré de protection IP minimal, aux plages de températures et d'humidités et à l'exposition aux rayons UV.

Pour les PV-EFPE destinés uniquement aux installations dans des environnements intérieurs avec conditionnement, le degré de pollution minimal pris en considération doit être PD2, et le degré de protection IP minimal doit être IP20.

8 Indication de défauts du PV-EFP

8.1 Généralités

Les moyens d'indication de défauts du PV-EFPE doivent signaler les défauts dans les conditions exigées par le Tableau 1, l'Article 5 et l'Article 6.

Les instructions du PV-EFPE doivent expliquer la signification des différents états des moyens d'indication, ainsi que la nécessité d'une action immédiate pour rechercher et corriger les défauts à la terre, selon 11.2.4.

8.2 Indication de défauts incorporée

Un PV-EFPE autonome doit disposer d'une indication de défauts incorporée composée d'un signal visuel ou sonore.

Un PV-EFPE intégré doit disposer d'une indication de défauts incorporée composée d'un signal visuel ou sonore, sauf si la norme IEC applicable au matériel hôte n'autorise spécifiquement que l'indication à distance de défauts.

NOTE Dans certaines situations, il est très peu probable d'observer une indication de défauts incorporée, par exemple avec un petit PCE installé sur la surface intérieure des modules PV montés sur le toit. Pour cette raison, l'IEC 62109-3:2020 spécifie certains cas dans lesquels l'indication incorporée n'est pas exigée.

8.3 Indication à distance de défauts

8.3.1 Généralités

Les PV-EFPE autonomes et intégrés doivent disposer d'une indication à distance de défauts.

NOTE Le fait que le moyen d'indication à distance soit utilisé ou pas dans un réseau particulier dépend des normes d'installation applicables.

8.3.2 Observabilité

L'indication à distance de défauts doit se présenter sous une forme qui permet à l'opérateur de réseau ou au propriétaire du réseau de pouvoir observer l'indication de défauts sans nécessairement se trouver à proximité du PV-EFPE.

NOTE Cette exigence concerne les limitations pratiques de l'indication de défauts incorporée, le matériel PV étant souvent installé dans des endroits où le propriétaire du réseau ou le personnel opérationnel n'est pas en mesure d'observer l'indication incorporée, par exemple si le matériel PV est installé sur un toit ou dans un système monté sur le sol surveillé par un centre de commande à distance.

8.3.3 Moyens d'indication à distance de défauts

Les moyens d'indication à distance de défauts doivent être composés d'au moins l'un des éléments suivants:

- un contact ou un autre signal destiné à être utilisé dans l'installation pour commander un indicateur visuel ou sonore à distance;
- un signal de communication électronique (RS485, e-mail, SMS, etc.); ou
- d'autres moyens qui permettent au réseau de satisfaire au 8.3.1 et au 8.3.2.

Les instructions d'installation du PV-EFPE doivent inclure les informations nécessaires à la mise en œuvre correcte de l'indication à distance prévue, conformément au 11.2.3.16.

8.4 Réinitialisation de l'indication de défauts

L'indication de défauts peut cesser ou être réinitialisée dans les conditions indiquées en 5.4, 6.3.3, 6.4.4 et 6.5.5.

Si la réinitialisation de l'indication de défauts est automatique (par opposition à la réinitialisation manuelle), le PV-EFPE doit enregistrer les 10 derniers défauts automatiquement afin de permettre à l'opérateur de les retrouver. Chaque entrée du journal des défauts doit inclure la date et l'heure du défaut. Le journal des défauts doit être enregistré de manière à ne pas dépendre de l'alimentation externe du PV-EFPE.

9 Essais

9.1 Exigences générales pour les essais du 9.2 au 9.5

9.1.1 Essai exigé

En ce qui concerne les essais décrits du 9.2 au 9.5 pour les fonctions de contrôle de l'isolement et de surveillance du courant résiduel/de fuite, il est uniquement exigé de soumettre les PV-EFPE à l'essai pour les fonctions pour lesquelles ils ont été conçus et qui sont déclarées dans les instructions du PV-EFPE conformément au 11.2.3.13 et au 11.2.4.3.

9.1.2 Sources en courant continu

Sauf indication contraire, ou si les résultats d'un essai peuvent être impactés par la caractéristique tension/courant de l'alimentation, les bornes de l'équipement en essai (EUT, *Equipment Under Test*) destinées à être connectées à un groupe PV, un accumulateur ou un autre circuit d'alimentation en courant continu peuvent être soumises à l'essai en utilisant une source en courant continu adaptée capable de fournir la plage de tensions et de courants exigée pour les essais.

Pour la source d'alimentation d'un accès d'entrée PV:

- il n'est pas exigé d'utiliser une source qui simule une caractéristique I-V du groupe PV;

- pour les essais qui exigent que la source soit capable de fournir le courant $I_{SC\ PV}$ assigné à l'accès PV, il n'est pas exigé que la source soit capable de fournir simultanément toute la plage de tensions; et
- la source doit limiter sa tension de sortie maximale à la tension maximale assignée du PV-EFPE pour l'accès d'entrée PV.

Les essais pour lesquels la tension d'alimentation en courant continu n'a pas d'impact significatif sur les résultats peuvent être réalisés à n'importe quelle tension dans les limites des conditions d'alimentation assignées. Les essais pour lesquels la tension d'alimentation en courant continu peut avoir un impact significatif sur les résultats doivent être réalisés dans les conditions les plus défavorables.

Pour les essais réalisés dans des conditions anormales ou des conditions de défaut, le courant de court-circuit disponible en provenance de la source:

- ne doit pas être inférieur à la valeur $I_{SC-PR-MAX}$ assignée de l'accès; et
- il convient qu'il soit limité à une valeur inférieure ou égale à 102 % de la valeur $I_{SC-PR-MAX}$ assignée de l'accès, sauf accord entre le fabricant du PCE et l'organisme d'essais.

Il peut s'avérer nécessaire de tenir compte de la résistance et de la capacité internes par rapport à la terre de l'alimentation en courant continu utilisée si les valeurs peuvent avoir un impact significatif sur un résultat d'essai. Voir 9.1.7 pour d'autres exigences relatives à la capacité.

L'alimentation en courant continu doit être mise à la terre ou non, selon la configuration d'alimentation prévue pour le PV-EFPE en essai. Pour les matériels qui peuvent être alimentés par un réseau d'alimentation mis à la terre ou non, le réseau d'alimentation utilisé doit être celui qui fournit la condition d'essai la plus défavorable, ou les essais doivent être réalisés dans les deux configurations.

Les entrées en courant continu doivent être équipées de la protection contre les surintensités présente dans l'installation, cette protection ne devant pas fonctionner pendant les essais réalisés dans les conditions normales, mais pouvant fonctionner lors des essais réalisés dans des conditions anormales ou de défaut.

9.1.3 Sources en courant alternatif

Pour les PV-EFPE intégrés ou destinés à être intégrés dans un onduleur, ou destinés à être utilisés avec des groupes PV non séparés, le montage d'essai exige une source en courant alternatif.

Les essais pour lesquels les conditions d'alimentation réseau n'ont pas d'impact significatif sur les résultats peuvent être réalisés en tout point dans les limites des conditions d'alimentation assignées.

Les essais pour lesquels les conditions d'alimentation réseau peuvent avoir un impact significatif sur les résultats doivent être réalisés dans les conditions d'alimentation réseau les plus défavorables, en tenant compte des conditions et tolérances assignées, spécifiées ci-dessous:

- a) Tension: la tolérance doit être comprise entre 90 % et 110 % de la ou des tensions assignées, sauf si une plage plus étendue est donnée dans les spécifications de l'EUT, auquel cas cette plage est utilisée. Si l'EUT ne fonctionne pas sur l'ensemble de la plage comprise entre 90 % et 110 %, la tolérance de la plage de fonctionnement spécifique est utilisée. L'essai réalisé dans les conditions d'alimentation nominales ou dans les conditions d'alimentation entre les extrémités des plages est uniquement nécessaire si l'essai réalisé aux extrémités des plages ne représente pas le cas le plus défavorable.

- b) Fréquence: plusieurs fréquences assignées doivent être prises en compte (50 Hz et 60 Hz, par exemple), mais il n'est en principe pas nécessaire de prendre en considération les tolérances autour de ces fréquences.
- c) Mise à la terre: l'alimentation d'essai doit être mise à la terre ou non, selon la configuration d'alimentation prévue pour le matériel en essai. Pour les matériels qui peuvent être alimentés par un réseau d'alimentation mis à la terre ou non, le réseau d'alimentation utilisé doit être celui qui fournit la condition d'essai la plus défavorable, ou les essais doivent être réalisés dans les deux configurations.
- d) Protection contre les surintensités: les entrées doivent être équipées de la protection contre les surintensités présente dans l'installation, cette protection ne devant pas fonctionner pendant les essais réalisés dans les conditions normales, mais pouvant fonctionner lors des essais réalisés dans des conditions anormales ou de défaut.

9.1.4 Conditions de laboratoire

Les conditions d'environnement ambiant ci-dessous doivent exister dans le local d'essai, sauf spécification contraire dans le présent document ou s'il peut être démontré qu'elles n'ont aucun impact sur les résultats d'essai:

- a) température comprise entre 15 °C et 40 °C;
- b) humidité relative comprise entre 75 % au maximum et 5 % au minimum;
- c) pression de l'air comprise entre 75 kPa et 106 kPa;
- d) absence de gel, de rosée, d'eau d'infiltration, de pluie, de rayonnement solaire, etc.

9.1.5 Surveillance des moyens de commande du réseau hôte du PV-EFPE

Si le contrôle de l'état opérationnel du réseau hôte est fourni, une surveillance adaptée du contrôle du réseau hôte doit être mise en place, de manière à pouvoir observer l'état et la chronologie des changements d'état pendant les essais. Pour les besoins de ces modes opératoires d'essai, les termes suivants sont utilisés:

- état "fonctionnement refusé": le PV-EFPE a refusé le fonctionnement du réseau hôte en raison d'une condition de défaut ou d'une mesure de démarrage incomplète;
- état "fonctionnement autorisé": le PV-EFPE a autorisé (ou n'a pas refusé) le fonctionnement du réseau hôte.

NOTE Le Tableau 1 admet dans certains cas le fonctionnement dans des conditions de défaut.

9.1.6 Contrôle de l'état du PV-EFPE

Un moyen de contrôle de l'état du PV-EFPE doit être prévu. Pour les besoins de ces modes opératoires d'essai, les termes suivants sont utilisés:

- état de veille: état du PV-EFPE avant le démarrage du réseau hôte (avant le lever de soleil, par exemple), incluant éventuellement le PV-EFPE totalement hors tension (par opposition à l'état de veille sous tension);
- état de démarrage: état du PV-EFPE avant de permettre au réseau hôte de fonctionner;
- état de fonctionnement normal: état du PV-EFPE lorsque le réseau hôte fonctionne normalement.

NOTE Ce contrôle peut prendre différentes formes en fonction du type et de la conception du PV-EFPE. Par exemple:

- pour les PV-EFPE intégrés dans un onduleur, l'état peut être contrôlé par les commandes de l'onduleur en fonction de la tension d'entrée PV, de la tension du réseau en courant alternatif, etc.
- pour un PV-EFPE autonome, l'état peut être contrôlé par la tension PV ou la signalisation à distance, etc.

9.1.7 Montage d'essai

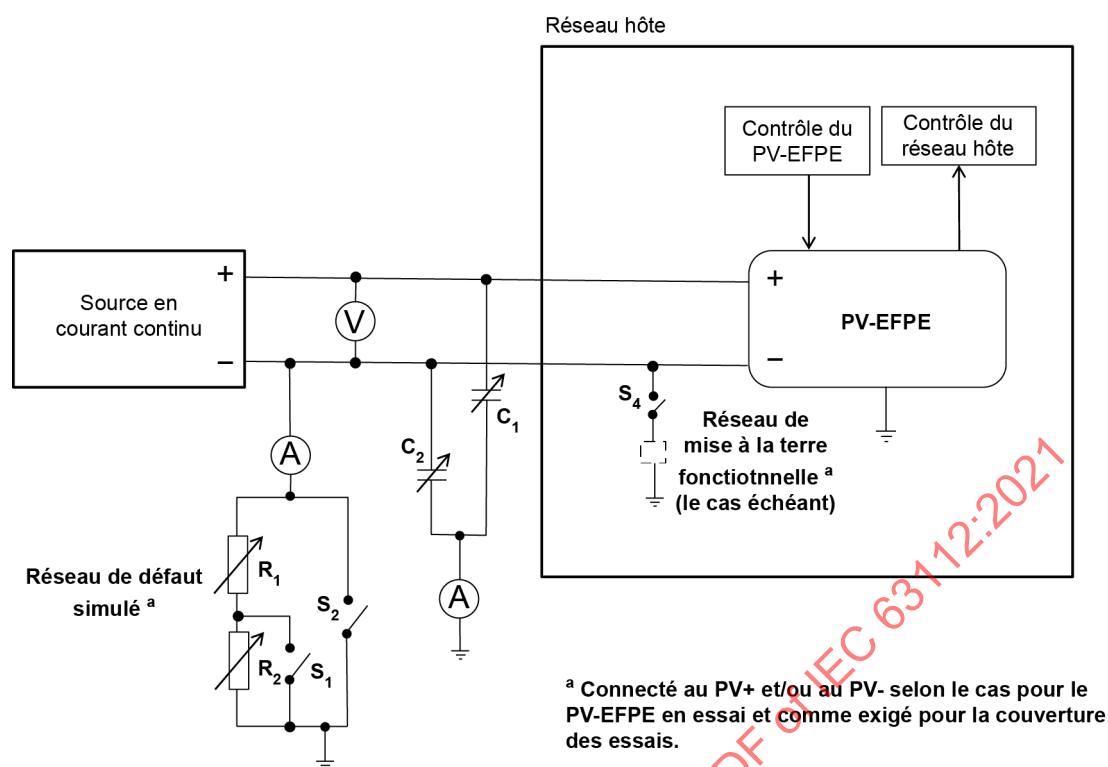
En général, le montage d'essai du PV-EFPE exige les conditions et le matériel indiqués du 9.1.1 au 9.1.6, ainsi que les impédances et les dispositifs de coupure suivants:

- la capacité doit être connectée des pôles PV positif et négatif à la terre, afin de simuler la capacité du groupe PV par rapport à la terre, comme suit:
 - pour les essais de contrôle de l'isolement décrits en 9.2, la valeur de capacité doit être la valeur assignée maximale indiquée dans les instructions d'installation selon 11.2.3.19, mais en aucun cas inférieure à 1 μF ;

NOTE 1 La valeur de capacité minimale de 1 μF est alignée sur l'IEC 61557-8 (voir également Annexe B). Pour les essais de surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite, la capacité est choisie de manière à créer un courant de base comme spécifié dans les modes opératoires d'essai du 9.3.3 et du 9.3.4.

- un réseau de défaut simulé doit être utilisé, qui peut être connecté au pôle positif ou négatif de l'alimentation PV (voir l'exemple de la Figure 4) ou à son point milieu (voir l'exemple de la Figure 5) pour les essais décrits en 9.2.8;
- le réseau de défaut simulé doit être composé:
 - d'une résistance variable qui peut varier en permanence dans la plage comprise entre 90 % et 110 % du réglage de déclenchement R_{iso} en essai,
 - d'une résistance et d'une commutation supplémentaires nécessaires à la mise en œuvre de différentes variations en échelon exigées par les modes opératoires d'essai du présent document, et
 - d'un commutateur de court-circuit, en mesure d'établir et d'acheminer le courant de court-circuit qui circule pendant l'essai, relié au réseau de défaut simulé.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 63112:2021



IEC

Légende

- R_1, R_2 résistance de défaut simulée, R_{iso}
 S_1 commutateur de variation en échelon pour R_2
 S_2 commutateur pour le défaut à la terre de court-circuit
 $C_1 + C_2$ capacité totale par rapport à la terre
 S_4 commutateur de mise à la terre fonctionnelle

NOTE La disposition représentée pour créer la résistance de défaut variable, R_{iso} , n'est qu'un exemple. D'autres dispositions sont possibles, par exemple l'utilisation de résistances en parallèle, chacune avec un commutateur série.

Figure 4 – Exemple de montage pour les essais du PV-EFPE

Si une autre disposition de la résistance de défaut simulée est utilisée, les modes opératoires d'essai décrits du 9.2 au 9.5 doivent être ajustés de manière à obtenir les mêmes conditions d'essai que celles spécifiées.

NOTE 2 L'"autre disposition" mentionnée ci-dessus fait référence à la NOTE de la Figure 4.

9.2 Essais des fonctions de contrôle de l'isolement du groupe PV

9.2.1 Montage

9.2.1.1 Généralités

Le PV-EFPE doit être monté selon les conditions générales données en 9.1, les réglages de déclenchement R_{iso} étant définis comme suit:

- pour un PV-EFPE sans réglage de déclenchement R_{iso} ajustable, le réglage d'usine est utilisé;
- pour un PV-EFPE avec des réglages de déclenchement R_{iso} ajustables, la moyenne géométrique de la plage d'ajustage est utilisée.

NOTE La moyenne géométrique de deux nombres x et y est la racine carrée de leur produit: $\sqrt{(x \times y)}$. Cette approche permet des essais à une valeur intermédiaire plus pertinente entre les extrémités de la plage d'ajustage qu'une simple moyenne arithmétique, en particulier lorsque la plage couvre plusieurs ordres de grandeur.

9.2.1.2 Essais au point milieu

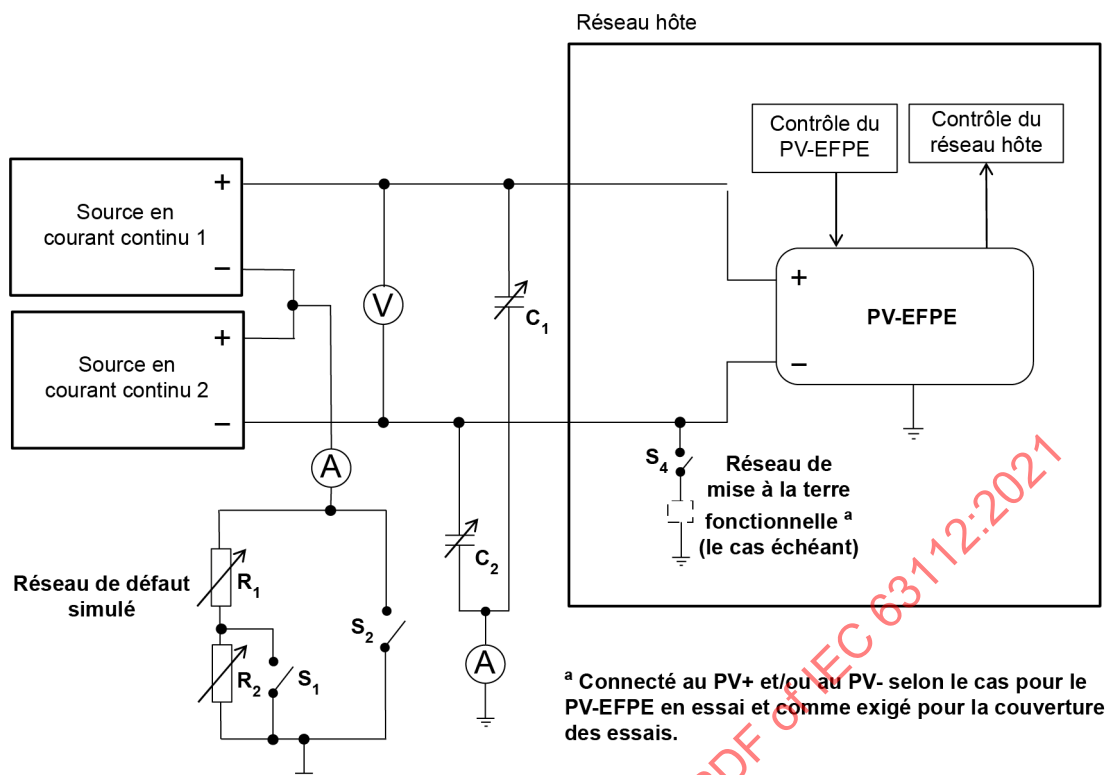
Pour les essais qui impliquent un défaut au point milieu simulé du groupe décrit en 9.2.8, le montage d'essai exige:

- une source en courant continu bipolaire ou 2 sources en courant continu dans une disposition bipolaire (voir Figure 5); ou
- une seule source en courant continu (voir Figure 4) avec des résistances connectées en série à la source, fournissant un point milieu auquel connecter le réseau de défaut simulé, auquel cas la résistance du réseau de défaut simulé doit être ajustée en tenant compte de la valeur de la résistance déterminée par le PV-EFPE en raison du réseau de résistances au point milieu, qui doit être considérablement inférieure au réglage en essai.

NOTE 1 Les résistances peuvent dissiper une puissance importante et surchauffent en cas de sous-dimensionnement.

NOTE 2 Ces montages visent à créer un potentiel de "terre virtuelle" au point milieu.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 63112:2021



IEC

Légende

- R_1, R_2 résistance de défaut simulée, R_{iso}
 S_1 commutateur de variation en échelon pour R_2
 S_2 commutateur pour le défaut à la terre de court-circuit
 $C_1 + C_2$ capacité totale par rapport à la terre
 S_4 commutateur de mise à la terre fonctionnelle

NOTE La disposition représentée pour créer la résistance de défaut variable, R_{iso} , n'est qu'un exemple. D'autres dispositions sont possibles, par exemple l'utilisation de résistances en parallèle, chacune avec un commutateur série.

Figure 5 – Exemple de montage pour les essais PV-EFPE des défauts au point milieu du groupe

9.2.2 Séquence d'essais

Sauf indication contraire, ces essais peuvent être réalisés dans n'importe quel ordre.

Les essais décrits du 9.2.3 au 9.2.7 doivent être réalisés une fois avec le réseau de défaut simulé relié au pôle positif de la source en courant continu, puis une nouvelle fois avec le réseau relié au pôle négatif, le PV-EFPE étant dans les deux cas configuré avec les réglages du 9.2.1.

Pour les PV-EFPE dont les réglages de contrôle de l'isolement sont ajustables, les essais décrits du 9.2.3 au 9.2.7 doivent être répétés deux fois de plus, le réglage étant ajusté aux réglages inférieur et supérieur disponibles. Il n'est pas nécessaire de répéter cet essai de plage d'ajustement avec le réseau de défaut simulé sur les pôles positif et négatif.

Les essais de défaut au point milieu du groupe PV décrits en 9.2.8 doivent être réalisés avec les réglages indiqués en 9.2.1 et être répétés deux fois de plus pour les PV-EFPE dont les réglages de contrôle de l'isolement sont ajustables, le réglage étant ajusté aux réglages inférieur et supérieur disponibles.

Pour les PV-EFPE avec des connexions prévues pour plusieurs groupes PV, il n'est pas exigé de soumettre à l'essai les bornes d'entrées PV supplémentaires si l'analyse de la conception indique qu'il peut être attendu qu'une ou que plusieurs bornes donnent le même résultat, par exemple lorsque plusieurs entrées de chaînes PV sont en parallèle.

9.2.3 Essai de R_{iso} au-dessus du réglage au démarrage du réseau

Commencer avec les commutateurs S1 et S2 ouverts.

Ajuster R1 et R2 à une valeur totale supérieure au réglage de déclenchement R_{iso} en essai et suffisante pour s'assurer que le PV-EFPE ne détecte aucun défaut.

NOTE Il s'agit de tenir compte de la tolérance de mesure interne du PV-EFPE en essai.

Mettre le PV-EFPE à l'état de veille, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE est à l'état "fonctionnement refusé".

Mettre le PV-EFPE à l'état de démarrage, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE reste à l'état "fonctionnement refusé".

Permettre au PV-EFPE de fonctionner, surveiller R_{iso} tant que le relevé n'est pas stable, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE passe à l'état "fonctionnement autorisé".

9.2.4 Essai de R_{iso} au-dessous du réglage au démarrage du réseau

Commencer avec les commutateurs S1 et S2 ouverts.

Ajuster R1 et R2 à une valeur totale de 90 % du réglage de déclenchement R_{iso} en essai.

Mettre le PV-EFPE à l'état de veille, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE est à l'état "fonctionnement refusé".

Mettre le PV-EFPE à l'état de démarrage, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE reste à l'état "fonctionnement refusé".

Permettre au PV-EFPE de fonctionner, surveiller R_{iso} tant que le relevé n'est pas stable, puis confirmer que le PV-EFPE signale un défaut et que le contrôle du réseau hôte exécute l'une des actions exigées par la case correspondante du Tableau 1.

9.2.5 Essai de R_{iso} qui tombe sous le réglage pendant le fonctionnement

Cet essai s'applique uniquement aux PV-EFPE utilisés avec des groupes PV non référencés à la terre et en mesure de surveiller R_{iso} en permanence pendant le fonctionnement (voir 5.2).

Commencer avec les commutateurs S1 et S2 ouverts.

Ajuster R1 et R2 de sorte que:

- R1 soit égale à 90 % du réglage de déclenchement R_{iso} en essai; et
- la résistance totale R1 + R2 soit supérieure au réglage de déclenchement R_{iso} en essai et d'une valeur suffisante pour s'assurer que le PV-EFPE ne détecte aucun défaut.

Mettre le PV-EFPE à l'état de veille, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE est à l'état "fonctionnement refusé".

Mettre le PV-EFPE à l'état de démarrage, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE reste à l'état "fonctionnement refusé".

Permettre au PV-EFPE de fonctionner, surveiller R_{iso} tant que le relevé n'est pas stable, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE passe à l'état "fonctionnement autorisé".

Fermer le commutateur S1 et confirmer que le PV-EFPE signale un défaut dans les 60 min qui suivent et que le contrôle du réseau hôte exécute l'une des actions exigées par la case correspondante du Tableau 1.

9.2.6 Essai de défaut à la terre de court-circuit au démarrage du réseau

Commencer avec le commutateur S2 fermé (la position de S1 n'a aucune importance).

Mettre le PV-EFPE à l'état de veille, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE est à l'état "fonctionnement refusé".

Mettre le PV-EFPE à l'état de démarrage, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE reste à l'état "fonctionnement refusé".

Permettre au PV-EFPE de fonctionner, surveiller R_{iso} tant que le relevé n'est pas stable, puis confirmer que le PV-EFPE signale un défaut et que le contrôle du réseau hôte exécute l'une des actions exigées par la case correspondante du Tableau 1.

9.2.7 Essai de défaut à la terre de court-circuit pendant le fonctionnement – Groupes PV non référencés à la terre

Cet essai s'applique uniquement aux PV-EFPE utilisés avec des groupes PV non référencés à la terre qui surveillent R_{iso} en permanence pendant le fonctionnement.

Commencer avec les commutateurs S1 et S2 ouverts.

Ajuster R1 et R2 à une valeur totale supérieure au réglage de déclenchement R_{iso} en essai et suffisante pour s'assurer que le PV-EFPE ne détecte aucun défaut.

Mettre le PV-EFPE à l'état de veille, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE est à l'état "fonctionnement refusé".

Mettre le PV-EFPE à l'état de démarrage, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE reste à l'état "fonctionnement refusé".

Permettre au PV-EFPE de fonctionner, surveiller R_{iso} tant que le relevé n'est pas stable, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE passe à l'état "fonctionnement autorisé".

Fermer le commutateur S2 et confirmer que le PV-EFPE signale un défaut dans les 60 min qui suivent et que le contrôle du réseau hôte exécute l'une des actions exigées par la case correspondante du Tableau 1.

9.2.8 Essais de détection de défaut au point milieu du groupe PV

Les essais du 9.2.4 et, le cas échéant, du 9.2.5 doivent être répétés avec le montage d'essai décrit en 9.2.1.2 (voir l'exemple de la Figure 5) dans lequel le réseau de défaut simulé est connecté au point milieu de l'alimentation en courant continu. Les essais doivent être réalisés avec les réglages donnés en 9.2.2.

9.2.9 Essai du temporisateur 24 h

Cet essai permet de confirmer que le PV-EFPE vérifie l'isolement du groupe PV au moins une fois toutes les 24 h, comme exigé en 5.2.

Il n'est exigé de réaliser cet essai qu'une seule fois, l'intervalle de contrôle de l'isolement étant défini sur 24 h et tous les autres réglages du PV-EFPE à leurs valeurs par défaut. Il n'est pas nécessaire de répéter l'essai pour un défaut sur chaque polarité PV.

Il n'est pas nécessaire de répéter l'essai pour le réglage maximal de 72 h pour les PV-EFPE des réseaux non séparés si le PV-EFPE satisfait à l'essai de 24 h.

Commencer avec les commutateurs S1 et S2 ouverts.

Ajuster R1 et R2 de sorte que:

- R1 soit égale à 90 % du réglage de déclenchement R_{iso} en essai; et
- la résistance totale R1 + R2 soit supérieure au réglage de déclenchement R_{iso} en essai et d'une valeur suffisante pour s'assurer que le PV-EFPE ne détecte aucun défaut.

Mettre le PV-EFPE à l'état de veille, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE est à l'état "fonctionnement refusé".

Mettre le PV-EFPE à l'état de démarrage, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE reste à l'état "fonctionnement refusé".

Permettre au PV-EFPE de fonctionner, surveiller R_{iso} tant que le relevé n'est pas stable, puis confirmer que le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE passe à l'état "fonctionnement autorisé".

Le reste de l'essai peut être réalisé selon a) ou b), comme suit:

- a) Essai complet: Lancer la temporisation de 24 h à ce stade du mode opératoire. Fermer le commutateur S1 et confirmer que le PV-EFPE signale un défaut dans les 25 h qui suivent le passage à l'état "fonctionnement autorisé" ci-dessus et que le contrôle du réseau hôte exécute l'une des actions exigées par la case correspondante du Tableau 1.

NOTE Les critères de réussite/d'échec de 25 h permettent des tolérances sur le temporisateur 24 h.

- b) Essai réduit: S'il est acceptable de régler l'horloge jusqu'à 23 h, si cela peut être effectué sans interrompre le fonctionnement du PV-EFPE, alors l'essai peut être réalisé en moins de 24 h. Dans ce cas, le résultat de l'essai est acceptable si le PV-EFPE signale un défaut et que le contrôle du réseau hôte exécute l'une des actions exigées par la case correspondante du Tableau 1 dans un délai égal à 25 h moins la valeur du réglage de l'horloge.

9.3 Essais des fonctions de surveillance du courant résiduel ou du courant de fuite:

9.3.1 Montage

Le PV-EFPE doit être monté selon les conditions générales données en 9.1, et conformément à ce qui suit:

- les réglages de déclenchement R_{iso} doivent être les suivants:
 - pour un PV-EFPE sans réglage de déclenchement R_{iso} ajustable, le réglage d'usine est utilisé, ou
 - pour un PV-EFPE avec des réglages de déclenchement R_{iso} ajustables, la moyenne géométrique de la valeur la plus faible et la valeur la plus élevée de la plage d'ajustage est utilisée;

- sauf indication contraire ailleurs en 9.3, les réglages du courant résiduel ou de fuite (permanent) de danger d'incendie et du temps de réponse doivent être les suivants:
 - pour les réglages qui ne sont pas ajustables, le réglage d'usine est utilisé, ou
 - pour les réglages qui sont ajustables:
 - a) pour les réglages de courant, la moyenne géométrique de la valeur la plus faible et la valeur la plus élevée de la plage d'ajustage est utilisée, et
 - b) pour les réglages du temps de réponse de déclenchement, le réglage maximal disponible est utilisé.

9.3.2 Séquence d'essais

Sauf indication contraire, les essais décrits du 9.3.3 au 9.3.6 peuvent être réalisés dans n'importe quel ordre.

Pour les PV-EFPE avec des connexions prévues pour plusieurs groupes PV, il n'est pas exigé de soumettre à l'essai les bornes d'entrées PV supplémentaires si l'analyse de la conception indique qu'il peut être attendu qu'une ou que plusieurs bornes donnent le même résultat, par exemple lorsque plusieurs entrées de chaînes PV sont en parallèle.

Des détails supplémentaires relatifs aux répétitions exigées et au séquençement des essais sont donnés dans les paragraphes suivants, le cas échéant.

9.3.3 Essais de surveillance du courant de danger de choc

9.3.3.1 Séquence et conditions des essais

Des essais doivent être réalisés afin de vérifier le bon déclenchement pour les 3 lignes des limites de variation brusque du courant résiduel/de fuite et des temps de réponse maximaux du Tableau 3.

Pendant ces essais, la fonction de surveillance du courant (permanent) de danger d'incendie doit être configurée avec son réglage de déclenchement défini sur l'extrémité supérieure de sa plage d'ajustement (si ajustable).

Les essais décrits en 9.3.3.2 doivent être réalisés une fois avec le réseau de défaut simulé relié au pôle positif de la source en courant continu, puis être répétés avec le réseau relié au pôle négatif.

Les modes opératoires donnés ci-dessous exigent un ensemble d'essais pour chacune des 3 lignes du Tableau 3, chaque ensemble étant composé de 5 répétitions. Cet ensemble de 15 répétitions est réalisé sur chaque pôle, comme ci-dessus, pour un total de 30 répétitions.

Si le PV-EFPE ne se limite pas à une utilisation dans des réseaux en courant continu uniquement, les essais doivent être réalisés avec le courant de fuite de base établi de manière capacitive.

Si le PV-EFPE se limite à une utilisation dans des réseaux en courant continu uniquement, les essais doivent être réalisés avec le courant de fuite de base établi de manière résistive. Les instructions d'installation du PV-EFPE doivent contenir des informations relatives à cette restriction d'utilisation, conformément au 11.2.3.12.

NOTE 1 Dans un réseau en courant continu uniquement, le courant de fuite du groupe PV est guidé à travers R_{iso} par la tension du groupe PV par rapport à la terre qui ne contient aucune composante en courant alternatif. Toutefois, dans les réseaux avec onduleurs, une tension en courant alternatif par rapport à la terre est imposée au groupe PV, déterminée par les tensions et la topologie du réseau. Cette composante de tension en courant alternatif ajoute une composante en courant alternatif au courant de fuite, en raison de la capacité du groupe PV par rapport à la terre. Dans de nombreux réseaux, il s'agit de la composante dominante du courant de fuite. Le type de courant de base (résistif ou capacitif) peut avoir un impact sur les moyens de détection du courant résiduel ou du courant de fuite dans le PV-EFPE, en fonction de la conception du système de détection. Si le PV-EFPE est soumis à l'essai uniquement avec le courant de base résistif, mais qu'il est utilisé dans un réseau PV avec un courant de base capacitif important, ou inversement, la détection correcte peut échouer. Ce risque est dû à la nature vectorielle des grandeurs d'ajout à l'extérieure de cette phase. Par exemple, un faible courant résistif ajouté à un courant capacitif important se traduit par une très faible variation de la valeur absolue du courant total.

Les deux types de défauts qui présentent un intérêt pour les essais du présent document sont sensiblement résistifs: le corps humain à des fréquences en courant continu et à des basses fréquences en courant alternatif, et les défauts d'isolement. Ainsi, le présent document utilise des variations en échelon du courant résistif, et utilise par défaut le courant de base capacitif. L'option qui consiste à utiliser le courant de base résistif reconnaît que, dans les réseaux en courant continu uniquement, il n'y a pas de tension en courant alternatif à la terre pour générer le courant de base capacitif.

Si un courant de base capacitif est exigé:

- le PV-EFPE intégré doit être soumis à l'essai avec le PCE connecté et sous tension dans ses conditions assignées normales;
- le PV-EFPE autonome doit être soumis à l'essai avec une source en courant alternatif connectée entre le PV-EFPE et la terre pour générer le courant de base capacitif. La tension de la source en courant alternatif ne doit pas dépasser les caractéristiques assignées de tension en courant alternatif maximale à la terre du PV-EFPE conformément au 11.1.2.2b), et doit être connectée selon une méthode qui ne compromet pas le fonctionnement normal du PV-EFPE ou de la source en courant continu dans le montage d'essai (en la connectant à un seul pôle non mis à la terre ou en utilisant des condensateurs de couplage, par exemple).

NOTE 2 Cette exigence vise à simuler la fréquence de ligne ou la tension de fréquence de ligne rectifiée par rapport à la terre que certains PCE imposent sur le PV-EFPE et le groupe PV.

9.3.3.2 Mode opératoire d'essai du PV-EFPE pour usage général

Ce mode opératoire s'applique aux PV-EFPE qui ne sont pas limités à une utilisation dans des réseaux en courant continu uniquement; pour les PV-EFPE limités à une utilisation dans des réseaux en courant continu uniquement, le mode opératoire donné en 9.3.3.3 doit être utilisé.

Commencer avec les commutateurs S1 et S2 ouverts.

Ajuster les condensateurs C1 et C2 comme suit, tout en faisant fonctionner provisoirement le réseau hôte si nécessaire pour soumettre les condensateurs à la tension en courant alternatif prévue par rapport à la terre:

- pour un PV-EFPE équipé des fonctions de surveillance du courant de danger de choc (variation brusque) et de danger d'incendie (permanent): régler C1 et C2 de sorte que le courant de fuite de base soit approximativement égal au point de réglage de surveillance du courant permanent moins 150 % de la limite de variation brusque en essai;

NOTE Il s'agit ici de définir le courant de base aussi proche que possible du point de réglage de surveillance du courant permanent, tout en s'assurant que l'application de la variation brusque ne déclenche pas le détecteur de courant permanent. Pour certains essais, il peut être exigé d'utiliser une valeur supérieure à 150 %.

Exemple: Si le point de réglage de surveillance du courant permanent est de 2 A et que la détection de variation brusque de 30 mA est soumise à l'essai, il convient de régler le courant capacitif de base sur environ $2 \text{ A} - (1,5 \times 30 \text{ mA}) = 1,955 \text{ A}$.

- pour un PV-EFPE équipé uniquement de la fonction de surveillance du courant de danger de choc (variation brusque): régler C1 et C2 à la capacité assignée maximale à la terre conformément au 11.2.3.19;
- les valeurs de capacité obtenues pour C1 et C2 doivent être approximativement égales.

Retirer la résistance R2 du montage d'essai, en laissant un circuit ouvert à la place.

Ajuster la résistance R1 à une valeur qui provoque une variation brusque du courant de défaut à la terre égale au niveau de variation brusque en essai lorsque le commutateur S1 est fermé.

Mettre le PV-EFPE à l'état de démarrage, le laisser procéder au contrôle de l'isolement (le cas échéant), puis passer à un état dans lequel le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE passe à l'état "fonctionnement autorisé".

Fermer le commutateur S1 pour appliquer la variation de courant brusque. Confirmer que le PV-EFPE signale un défaut et que le contrôle du réseau hôte exécute l'une des actions exigées par la case correspondante du Tableau 1. Enregistrer le temps entre la fermeture du commutateur S1 et le moment où le PV-EFPE interrompt le courant de défaut.

Répéter l'essai 4 fois de plus.

Répéter cette séquence pour les 2 lignes restantes du Tableau 3.

Répéter l'ensemble de 15 répétitions comme exigé en 9.3.3.1.

Tous les temps de réponse de déclenchement enregistrés doivent être inférieurs ou égaux à la limite de temps de réponse du Tableau 3 pour la ligne en essai.

9.3.3.3 Mode opératoire d'essai pour les PV-EFPE limités à une utilisation dans des réseaux en courant continu uniquement

Ce mode opératoire ne s'applique qu'aux PV-EFPE limités à une utilisation dans des réseaux en courant continu uniquement. Les autres types doivent être soumis à l'essai selon le mode opératoire d'essai donné en 9.3.3.2.

Commencer avec les commutateurs S1 et S2 ouverts.

Retirer les condensateurs C1 et C2 du montage d'essai.

Ajuster la résistance R2 à une valeur qui provoque une variation brusque du courant de défaut à la terre égale au niveau de variation brusque en essai lorsque le commutateur S1 est fermé.

Ajuster la résistance R1 à une valeur telle que la résistance totale $R1 + R2$ provoque un courant de base résistif comme suit, lorsque le commutateur S1 est ouvert:

- pour un PV-EFPE équipé des fonctions de surveillance du courant de danger de choc (variation brusque) et de danger d'incendie (permanent): régler R1 de sorte que le courant de fuite de base soit approximativement égal au point de réglage de surveillance du courant permanent moins 150 % de la limite de variation brusque en essai;
- pour un PV-EFPE équipé uniquement de la fonction de surveillance du courant de danger de choc (variation brusque): régler le courant de fuite de base à 5 A.

NOTE La valeur de 5 A est utilisée ici car les normes d'installation de réseau qui exigent une protection contre le courant résiduel ou le courant de fuite permanent limitent en général le réglage maximal de ce type de protections à 5 A (dans l'IEC 62548 et l'IEC 60364-7-712, par exemple).

Mettre le PV-EFPE à l'état de démarrage, le laisser procéder au contrôle de l'isolement (le cas échéant), puis passer à un état dans lequel le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE passe à l'état "fonctionnement autorisé".

Fermer le commutateur S1 pour appliquer la variation de courant brusque. Confirmer que le PV-EFPE signale un défaut et que le contrôle du réseau hôte exécute l'une des actions exigées par la case correspondante du Tableau 1. Enregistrer le temps entre la fermeture du commutateur S1 et le moment où le PV-EFPE interrompt le courant de défaut.

Répéter l'essai 4 fois de plus.

Répéter cette séquence pour les 2 lignes restantes du Tableau 3.

Répéter l'ensemble de 15 répétitions comme exigé en 9.3.3.1.

Tous les temps de réponse de déclenchement enregistrés doivent être inférieurs ou égaux à la limite de temps de réponse du Tableau 3 pour la ligne en essai.

9.3.4 Essais de la fonction de surveillance du courant de danger d'incendie par des moyens électroniques

9.3.4.1 Séquence et conditions des essais

Les essais doivent être réalisés une fois avec le réseau de défaut simulé relié au pôle positif de la source en courant continu, puis être répétés avec le réseau relié pôle négatif, le PV-EFPE étant dans les deux cas configuré avec les réglages du 9.3.1.

Pour les PV-EFPE dont les réglages de surveillance du courant sont ajustables, les essais de réglage de déclenchement décrits en 9.3.4.2 doivent être répétés deux fois de plus, la fonction étant ajustée aux réglages inférieur et supérieur disponibles. Il n'est pas nécessaire de répéter cet essai de plage d'ajustement avec le réseau de défaut simulé sur les pôles positif et négatif.

Pour les PV-EFPE dont les temps de déclenchement de surveillance du courant sont ajustables, les essais de temps de déclenchement décrits en 9.3.4.3 doivent être répétés deux fois de plus, le temps de déclenchement étant ajusté aux réglages inférieur et supérieur disponibles, et le réglage de déclenchement étant configuré conformément au 9.3.1. Il n'est pas nécessaire de répéter cet essai de plage d'ajustement avec le réseau de défaut simulé sur les pôles positif et négatif.

NOTE Pour cet essai, il n'est pas exigé d'utiliser le courant de fuite de base capacitif dans certains cas et le courant résistif dans d'autres cas. Dans le cadre de l'essai de détection des variations brusques décrit en 9.3.3, l'essai consiste à simuler la très faible augmentation du courant (30 mA) nécessaire à la protection contre les dangers de choc. Le présent paragraphe couvre la détection des courants de défaut à la terre permanents pour la protection contre les dangers d'incendie. Dans un réseau PV réel en fonctionnement, les défauts contre lesquels cette protection est prévue sont en général des défauts d'isolement dans lesquels la variation de courant est bien supérieure à 30 mA et est bien plus facile à détecter quelle que soit la nature (résistive ou capacitive) de courant de fuite de base.

Pour les PV-EFPE équipés de la fonction de surveillance du courant de danger de choc, des précautions doivent être prises pour ne pas déclencher la détection de variation brusque pendant ces essais. Cela peut être assuré en choisissant soigneusement les valeurs de résistance et par un ajustement judicieux qui permet de maintenir les variations en échelon à des valeurs inférieures à 30 mA, ou en désactivant provisoirement la fonction de détection des variations brusques pendant ces essais, si cela n'a pas d'impact sur la fonction de détection du courant permanent excessif en essai.

9.3.4.2 Mode opératoire d'essai du courant de déclenchement

Commencer avec les commutateurs S1 et S2 ouverts.

Retirer les condensateurs C1 et C2 du montage d'essai.

Ajuster les résistances R1 et/ou R2 de sorte que le courant de fuite résistif de base soit approximativement égal à 90 % du réglage de déclenchement en essai, et veiller à conserver une marge d'ajustage suffisante pour pouvoir, lors d'une étape ultérieure, ajuster le courant de fuite total de manière à dépasser le réglage de déclenchement en essai.

Mettre le PV-EFPE à l'état de démarrage, le laisser procéder au contrôle de l'isolement (le cas échéant), puis passer à un état dans lequel le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE passe à l'état "fonctionnement autorisé". Confirmer que le courant de fuite total est approximativement égal à 90 % du réglage en essai et que le PV-EFPE ne se déclenche pas.

Ajuster lentement R1 et/ou R2 à des valeurs inférieures, en augmentant le courant résiduel ou de défaut à la terre tant que le PV-EFPE ne s'est pas déclenché. Confirmer que le PV-EFPE signale un défaut et que le contrôle du réseau hôte exécute l'une des actions exigées par la case correspondante du Tableau 1. Enregistrer la valeur du courant de fuite à laquelle se produit le changement d'état.

NOTE Le fait d'ajuster lentement la résistance vise à éviter le déclenchement du détecteur de variation brusque, lorsque cette fonction est présente et qu'elle n'a pas été désactivée.

Répéter l'essai 4 fois de plus.

Répéter l'ensemble de 5 répétitions comme exigé en 9.3.4.1.

Toutes les valeurs de courant de déclenchement enregistrées doivent être inférieures ou égales au réglage en essai.

9.3.4.3 Mode opératoire d'essai du temps de déclenchement

Commencer avec les commutateurs S1 et S2 ouverts.

Retirer les condensateurs C1 et C2 du montage d'essai.

Ajuster les résistances R1 et R2 comme suit:

- régler la résistance R2 à une valeur qui provoque l'augmentation d'environ 20 mA du courant résiduel ou de défaut à la terre lorsque le commutateur S1 est fermé;
- régler la résistance R1 de sorte que, le commutateur S1 étant ouvert, la résistance totale $R1 + R2$ génère un courant de fuite de base environ 10 mA inférieur aux niveaux de courant de déclenchement classiques déterminés en 9.3.4.2.

Si la détection des variations brusques a été désactivée, comme l'admet le 9.3.4.1, les valeurs de 20 mA et 10 mA données ci-dessus peuvent être remplacées par des valeurs plus élevées qui permettent une variation en échelon depuis une valeur inférieure au réglage jusqu'à une valeur supérieure au réglage.

Mettre le PV-EFPE à l'état de démarrage, le laisser procéder au contrôle de l'isolement (le cas échéant), puis passer à un état dans lequel le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE passe à l'état "fonctionnement autorisé".

Fermer le commutateur S1 pour augmenter le courant de défaut à la terre à une valeur supérieure au réglage de déclenchement en essai. Confirmer que le PV-EFPE signale un défaut et que le contrôle du réseau hôte exécute l'une des actions exigées par la case correspondante du Tableau 1. Enregistrer le temps entre la fermeture du commutateur S1 et le moment où le PV-EFPE interrompt le courant de défaut.

Répéter l'essai 4 fois de plus.

Répéter l'ensemble de 5 répétitions comme exigé en 9.3.4.1.

Tous les temps de déclenchement enregistrés doivent être inférieurs ou égaux au réglage de temps de déclenchement en essai.

9.3.5 Tolérance aux pannes de la fonction de surveillance du courant de danger de choc et de surveillance du courant de danger d'incendie par des moyens électroniques

9.3.5.1 Généralités

Le PV-EFPE qui assure la surveillance du courant de danger de choc selon 6.3 ou la surveillance du courant de danger d'incendie selon 6.4 doit satisfaire aux essais de tolérance aux pannes décrits en 9.3.5.2.

9.3.5.2 Essais de la tolérance aux pannes des moyens électroniques de surveillance du courant

Le PV-EFPE étant connecté et configuré selon 9.1, les premiers défauts doivent être appliqués un par un au PV-EFPE, dans les circuits de surveillance du courant, dans l'alimentation de ces circuits ou dans d'autres circuits capables de provoquer la perte de fonctionnalité de la protection.

Les circuits doivent être analysés afin d'identifier les composants dont la défaillance se traduit par une perte de fonctionnalité de la fonction en essai du PV-EFP. L'analyse doit inclure l'effet de court-circuit et les conditions de circuit ouvert du composant. En s'appuyant sur l'analyse, les défauts doivent être appliqués aux composants concernés de façon à simuler le mode d'apparition des défauts en cours d'utilisation. Il est nécessaire que les composants ne présentent un défaut qu'en mode simple (court-circuit ou circuit ouvert), à moins qu'ils n'aient pas de mode de défaillance prédominant, auquel cas plusieurs essais peuvent être exigés.

Pour chaque condition de défaut, le PV-EFPE est conforme si l'une des conditions suivantes est remplie:

- a) le PV-EFPE ne doit pas mettre le réseau à l'état référencé à la terre ou doit le sortir de cet état, et doit signaler un défaut; ou
- b) le PV-EFPE doit continuer à fonctionner et réussit les essais selon 9.3.3 et 9.3.4, ce qui montre que le système de surveillance du courant fonctionne correctement en condition de premier défaut, et le PV-EFPE signale un défaut; ou
- c) le PV-EFPE doit continuer à fonctionner quelle que soit la perte de fonctionnalité de surveillance du courant, mais le contrôle hôte du PV-EFPE passe à l'état "fonctionnement refusé" dans les 24 h qui suivent, et le PV-EFPE signale un défaut.

Après que le PV-EFPE a exécuté l'action indiquée en a) ou c) ci-dessus à la suite d'un défaut, sa ou ses sources d'alimentation doivent être mises hors tension, puis remises sous tension, le défaut étant toujours appliqué, et:

- le PV-EFPE doit maintenir le contrôle hôte à l'état "fonctionnement refusé"; ou
- le PV-EFPE peut autoriser le contrôle hôte à passer à l'état "fonctionnement autorisé", mais doit de nouveau exécuter l'action applicable (comme en a) ou c) ci-dessus) dans les 60 min qui suivent les cycles en puissance.

NOTE La période de 24 h pour la détection du défaut interne en c) est admise, car il apparaît très peu probable qu'un défaut se produise dans le système de surveillance le jour même où une personne entre en contact avec des parties sous tension dangereuses normalement sous enveloppe du réseau PV ou le jour même d'un défaut à la terre qui provoque un danger d'incendie.

9.3.6 Essais de surveillance du courant de danger d'incendie par un dispositif de protection contre les surintensités dans le conducteur de mise à la terre fonctionnelle

Cette approche de la surveillance du courant de danger d'incendie exige l'utilisation de dispositifs conformes aux normes IEC pertinentes selon 6.5.3. Les normes relatives aux dispositifs de protection contre les surintensités contenant des exigences en matière de valeurs et de temps de déclenchement, aucun essai supplémentaire de valeur ou de temps de déclenchement n'est exigé par le présent document.

9.4 Essai de défaut à la terre de court-circuit pendant le fonctionnement

9.4.1 Généralités

Cet essai s'applique aux PV-EFPE utilisés dans des réseaux non séparés ou reliés à la terre pour des raisons fonctionnelles, quelles que soient les fonctions PV-EFP fournies par le PV-EFPE. Cet essai vérifie l'aptitude du PV-EFPE à:

- se déclencher correctement lorsque le courant de défaut à la terre est le courant de court-circuit maximal pour lequel le PV-EFPE est assigné; et
- résister au courant de court-circuit maximal pour lequel le PV-EFPE est assigné sans présenter de danger.

Le courant de court-circuit disponible en provenance de la source doit satisfaire aux exigences du 9.1.2.

9.4.2 Mode opératoire d'essai de défaut à la terre de court-circuit

Connecter le réseau de défaut simulé de la Figure 4 comme suit:

- pour un PV-EFPE utilisé dans des réseaux reliés à la terre pour des raisons fonctionnelles, connecter le réseau de défaut au pôle non mis à la terre de la source en courant continu;
- pour un PV-EFPE utilisé dans des réseaux non séparés, connecter le réseau de défaut à l'un des pôles, sauf si l'analyse montre qu'un pôle représente le cas le plus défavorable.

Il n'est pas exigé de répéter cet essai pour les deux pôles de la source en courant continu.

Commencer avec les commutateurs S1 et S2 ouverts.

Ajuster les condensateurs C1 et C2 à une valeur totale de $C1 + C2$ supérieure ou égale à la valeur maximale de la capacité pour laquelle le PV-EFPE est assigné selon 11.2.3.19.

Ajuster les résistances R1 et R2 à une valeur suffisamment élevée pour que les fonctions de contrôle de l'isolement et de surveillance du courant permanent ne se déclenchent pas avant la fermeture du commutateur S2.

Mettre le PV-EFPE à l'état de démarrage, le laisser procéder au contrôle de l'isolement (le cas échéant), puis passer à un état dans lequel le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE passe à l'état "fonctionnement autorisé". Pour les PV-EFPE intégrés, vérifier que le réseau hôte commence à fonctionner avec les dispositifs de coupure correspondants fermés et avec les sources sous tension et connectées de manière à pouvoir contribuer au courant de défaut.

Fermer le commutateur S2, court-circuiter un pôle du réseau en courant continu à la terre, et confirmer que le PV-EFPE se déclenche et satisfait aux critères de réussite/d'échec donnés en 9.4.3.

9.4.3 Critères de réussite/d'échec de l'essai de défaut à la terre de court-circuit

9.4.3.1 Généralités

Le PV-EFPE doit satisfaire aux 9.4.3.2 à 9.4.3.5.

9.4.3.2 Le PV-EFPE doit se déclencher et signaler un défaut.

9.4.3.3 Le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE doit exécuter l'une des actions exigées par la case correspondante du Tableau 1.

9.4.3.4 Le PV-EFPE doit interrompre le courant de défaut de la manière prévue, comme suit:

- l'interruption de défaut ne doit pas endommager les composants impliqués; l'ouverture d'un fusible n'est pas considérée comme un dommage;
- l'endommagement d'autres composants est admis s'il satisfait au 9.4.3.5;
- la "manière prévue" peut inclure le déclenchement des dispositifs de protection contre les surintensités qui font partie de l'installation, s'il s'agit de la conception prévue et si les dispositifs sont spécifiés conformément au 11.2.3.3; et
- pour un PV-EFPE intégré dans un PCE, si l'endommagement est tel que les moyens d'indication exigés selon 9.4.3.2 ne sont plus fonctionnels après l'essai, le résultat est acceptable si la puissance de sortie du PCE cesse et ne peut être redémarrée automatiquement ou manuellement.

NOTE L'expression "de la manière prévue" signifie que le mécanisme conçu dans le PV-EFPE pour interrompre le courant de défaut fonctionne correctement. Par exemple, ouverture d'un fusible, coupure d'un disjoncteur sans endommagement, ouverture d'un relais, etc. Cette exigence vise à s'assurer que le courant de défaut n'est pas interrompu par des moyens imprévus (ouverture d'un conducteur ou d'une impression de carte de circuit imprimé, défaillance d'un semiconducteur de puissance, par exemple).

9.4.3.5 Le PV-EFPE ne doit pas être endommagé ou, pour un PV-EFPE intégré, le matériel hôte ne doit pas être endommagé d'une manière qui présente un risque d'incendie, de choc ou de blessures corporelles, comme le montre la conformité à ce qui suit:

- essais de rigidité diélectrique (essais de tension en courant alternatif ou en courant continu) selon les exigences applicables du 9.6;
- il ne doit y avoir aucune émission de métal liquide, d'isolant brûlant ou de particules enflammées ou incandescentes en provenance de l'enveloppe. De même, la gaze ou le coton chirurgical placé autour du matériel pendant les essais ne doit présenter aucune carbonisation, incandescence ou inflammation. En variante pour les matériels volumineux, la gaze ou le coton chirurgical peut être placé uniquement sur les ouvertures de l'enveloppe; et
- l'enveloppe ne doit pas être endommagée au point de permettre l'accès aux parties sous tension ou aux parties qui présentent un risque de blessures corporelles telles que les parties mobiles, les arêtes vives, etc.

9.5 Essais de coordination des fonctions PV-EFP

Cet essai s'applique aux PV-EFPE équipés de fonctions de contrôle de l'isolement et de surveillance du courant, afin de s'assurer que le matériel vérifie l'isolement adéquat du groupe avant de permettre au réseau hôte de fonctionner, après le déclenchement et la réinitialisation d'une fonction de surveillance du courant.

Cet essai permet de vérifier la coordination après le déclenchement de la fonction de surveillance du courant de danger d'incendie (permanent).

Commencer avec les commutateurs S1 et S2 ouverts.

Retirer les condensateurs C1 et C2 du montage d'essai.

Commencer avec les résistances R1 et R2 définies sur une valeur supérieure au réglage de la fonction de contrôle de l'isolement.

Mettre le PV-EFPE à l'état de démarrage, le laisser procéder au contrôle de l'isolement, puis passer à un état dans lequel le contrôle du réseau hôte du PV-EFPE passe à l'état "fonctionnement autorisé".

Ajuster lentement R1 et/ou R2 à des valeurs inférieures, en augmentant le courant résiduel ou de défaut à la terre tant que le PV-EFPE ne s'est pas déclenché. Confirmer que le PV-EFPE signale un défaut et que le contrôle du réseau hôte exécute l'une des actions exigées par la case correspondante du Tableau 1.

Confirmer que le contrôle du réseau hôte ne passe pas à l'état "fonctionnement autorisé".

Ajuster R1 et/ou R2 à une valeur supérieure au réglage de surveillance de la résistance d'isolement. Confirmer que le contrôle du réseau hôte passe à l'état "fonctionnement autorisé".

9.6 Essais de sécurité du produit

9.6.1 Le PV-EFPE doit satisfaire aux essais exigés de température, de rigidité diélectrique, de tenue aux chocs et de conditions de premier défaut conformément à l'une des normes suivantes, selon le cas:

9.6.2 la série IEC 62109 pour les PV-EFPE intégrés dans un équipement de conversion de puissance PV ou pour les PV-EFP non couverts du 9.6.3 au 9.6.5; ou

9.6.3 l'IEC 61557-8 pour les PV-EFPE autonomes composés uniquement d'un ou de plusieurs contrôleurs d'isolement; ou

9.6.4 l'IEC 61008-1, l'IEC TS 63053 ou une autre norme IEC applicable pour les PV-EFPE autonomes composés uniquement de dispositifs de détection de courant résiduel; ou

9.6.5 l'IEC 61439-1 pour les PV-EFPE intégrés dans un combineur ou recombineur PV qui relève du domaine d'application de cette norme.

10 Logiciel ou micrologiciel qui exécute les fonctions essentielles de sécurité

10.1 Généralités

10.1.1 Vue d'ensemble

Pour des raisons pratiques, le terme "micrologiciel" est utilisé ici pour faire référence tant au logiciel qu'au micrologiciel.

Les fonctions PV-EFP du PV-EFPE sont prévues pour assurer la sécurité des réseaux PV dans lesquels elles sont utilisées. D'autres fonctions peuvent être présentes pour assurer la sécurité du PV-EFPE lui-même. Il est nécessaire d'analyser ces fonctions afin de déterminer si elles sont essentielles ou non pour la sécurité, et pour celles qui le sont, l'analyse est nécessaire pour assurer la fiabilité de la fonctionnalité. Toutefois, la fiabilité du micrologiciel est plus difficile à déterminer que celle des composants matériels, pour lesquels, dans de nombreux cas, les modes et taux de défaillance sont bien compris ou dont la fiabilité peut être déterminée en analysant les spécifications du composant par rapport aux données d'application, en procédant à des essais, etc. Par conséquent, un micrologiciel qui exécute des fonctions essentielles de sécurité dans le PV-EFPE exige un type d'analyse différent, comme indiqué dans le présent article.

10.1.2 Analyse des risques

Le PV-EFPE doit être évalué pour déterminer les fonctions du micrologiciel essentielles pour la sécurité. La défaillance d'une fonction du micrologiciel essentielle pour la sécurité doit être suffisamment improbable ou doit laisser le PV-EFPE et le réseau hôte dans un état sûr.

Dans le présent document, un état sûr doit être l'un des suivants:

- toutes les fonctions essentielles de sécurité sont en mesure d'assurer leur fonction de sécurité prévue;
- au moins une fonction essentielle de sécurité n'est pas en mesure d'assurer sa fonction de sécurité prévue, mais une protection acceptable est assurée par d'autres fonctions ou matériels;

- le PV-EFPE et le réseau hôte ont apporté l'une des réponses du Tableau 1 (sauf que l'indication de défaut n'est pas nécessaire pour que le matériel soit à l'état sûr).

Les fonctions essentielles de sécurité doivent être déterminées dans le cadre d'une analyse des défauts afin d'identifier les segments du micrologiciel relatifs à la sécurité et les segments non relatifs à la sécurité ainsi que les transitions ou les états susceptibles d'engendrer un risque. Cette analyse permet de déterminer les essais nécessaires dans la méthode du 10.2.2 ou de distinguer les fonctions de Classe B et de Classe C dans la méthode du 10.2.3.

Les fonctions essentielles de sécurité choisies doivent au moins inclure les fonctions suivantes, si elles sont fournies dans le PV-EFPE:

- contrôle de l'isolement selon l'Article 5;
- surveillance du courant de danger de choc selon 6.3;
- surveillance du courant de danger d'incendie par des moyens électroniques selon 6.4;
- une fonction d'autoprotection du PV-EFPE qui vise à éviter les dangers de choc, d'incendie ou mécaniques présents dans les conditions normales ou de premier défaut.

NOTE Il s'agit, par exemple, d'un micrologiciel qui empêche la surchauffe ou la mise en œuvre du verrouillage d'une porte.

10.1.3 PV-EFPE intégré

Pour un PV-EFPE intégré dans un PCE, si les fonctions du PV-EFP ont déjà été évaluées selon les exigences de l'Annexe B de l'IEC 62109-1:2010, aucune évaluation supplémentaire n'est nécessaire, si:

- les fonctions relatives à la sécurité évaluées selon l'Annexe B de l'IEC 62109-1:2010 incluent toutes les fonctions déterminées comme étant essentielles pour la sécurité conformément au 10.1.2 du présent document; et
- l'évaluation selon l'Annexe B de l'IEC 62109-1:2010 utilise la même classification essentielle pour la sécurité (c'est-à-dire Classe B ou Classe C) que celle déterminée conformément au 10.1.2 du présent document.

Si l'évaluation de l'Annexe B de l'IEC 62109-1:2010 a été réalisée sur un micrologiciel différent ou sur une révision du micrologiciel différente de celle utilisée lors de l'évaluation du PV-EFPE selon la présente norme, les dispositions de réévaluation du micrologiciel indiquées en 10.2.3 du présent document s'appliquent.

10.2 Méthodes d'évaluation

10.2.1 Généralités

Un micrologiciel qui exécute des fonctions essentielles de sécurité doit être évalué selon l'une des méthodes suivantes.

10.2.2 Essais avec les caractéristiques désactivées

Pour chaque fonction essentielle de sécurité choisie

- les limites ou commandes de fonction concernées du micrologiciel doivent être désactivées, ou
- le composant du capteur matériel qui est surveillé par la fonction correspondante du micrologiciel doit être modifié ou désactivé de manière à effectivement désactiver la fonction du micrologiciel,

avant de procéder aux essais pertinents du présent document ou à ceux exigés par les normes indiquées en 9.6, afin d'évaluer l'aptitude du PV-EFPE à réussir l'essai indépendamment du fonctionnement normal de cette fonction du micrologiciel ou à passer à un état sûr d'une autre manière.

10.2.3 Analyse de sécurité fonctionnelle

Un micrologiciel qui exécute des fonctions essentielles de sécurité doit satisfaire aux exigences relatives au micrologiciel pour les fonctions de commande de Classe B ou de Classe C de l'Annexe H de l'IEC 60730-1:2013.

NOTE 1 Voir l'Annexe H de l'IEC 60730-1:2013 pour les définitions des fonctions de commande de Classe B et de Classe C. En résumé, la défaillance d'une fonction de Classe B ne donne pas directement lieu à un danger, tandis que la défaillance d'une fonction de Classe C donne directement lieu à un danger.

NOTE 2 Dans l'IEC 60730-1:2013, les exigences relatives au micrologiciel sont données en H.11.12.

NOTE 3 L'IEC 60730-1:2013 utilise le terme "logiciel" pour faire référence à un logiciel ou à un micrologiciel.

Les fonctions de contrôle de l'isolement de l'Article 5, de surveillance du courant de danger de choc du 6.3 et de surveillance du courant de danger d'incendie par des moyens électroniques du 6.4 doivent être traitées comme des fonctions de Classe B.

Les fonctions d'autoprotection du PV-EFPE qui visent à éviter les dangers de choc, d'incendie ou mécaniques présents dans les conditions normales doivent être traitées comme des fonctions de Classe C. Celles pour lesquelles un danger est présent uniquement dans les conditions de premier défaut doivent être traitées comme des fonctions de Classe B.

Chaque combinaison de modèle de microprocesseur, de fabricant et de version de micrologiciel/logiciel utilisée dans la production d'un PCE doit être évaluée.

Les révisions ultérieures de micrologiciel peuvent être soumises à une réévaluation limitée du micrologiciel révisé. Le domaine d'application de la réévaluation doit être défini par l'impact potentiel des révisions du micrologiciel et les parties applicables de l'Annexe H de l'IEC 60730-1:2013 doivent être réappliquées.

11 Marquage et documentation

11.1 Marquages du matériel

11.1.1 Généralités

11.1.1.1 Contenu et emplacement

Le matériel doit porter les marquages applicables spécifiés en 11.1.2.

Sauf indication contraire en 11.1.2, l'emplacement des marquages doit être le suivant:

- pour les PV-EFPE autonomes équipés de leur propre enveloppe et évalués intégralement selon la présente norme, les marquages doivent être visibles de l'extérieur du PV-EFPE, directement ou après avoir retiré un couvercle ou ouvert une porte;
- pour les composants PV-EFPE destinés à être utilisés à l'intérieur d'un autre matériel non spécifié et évalués intégralement selon la présente norme, les marquages doivent être placés sur les surfaces externes du PV-EFPE;
- pour les PV-EFPE intégrés conformément au 3.7, les marquages doivent être visibles de l'extérieur du matériel hôte. Si le présent document et la norme applicable au matériel hôte spécifient des marquages dont le contenu est identique, mais qui utilisent des termes ou symboles différents, le contenu et l'emplacement du marquage extérieur doivent satisfaire aux exigences du matériel hôte. Si le présent document spécifie des marquages supplémentaires non couverts par la norme du matériel hôte, les deux normes doivent être respectées.

11.1.1.2 Symboles

Les symboles graphiques peuvent être utilisés et doivent être conformes à l'Annexe C de l'IEC 62109-1:2010 ou à l'IEC 60417, selon le cas. Les symboles graphiques doivent être expliqués dans la documentation fournie avec le PV-EFPE.

11.1.1.3 Durabilité

La durabilité du marquage doit être évaluée conformément à la norme applicable référencée en 7.1.

11.1.2 Contenu du marquage

11.1.2.1 Identification

Le matériel doit porter un marquage qui indique:

- a) le nom ou la marque du fabricant;
- b) un numéro, un nom de modèle ou un autre moyen qui permet d'identifier le matériel; et
- c) un lot ou une date de fabrication, ou un numéro de série traçable au lot ou à la date de fabrication, chacun pouvant être codé sous une forme lisible par l'homme.

11.1.2.2 Caractéristiques assignées du matériel

Les caractéristiques assignées suivantes, selon le cas, doivent être indiquées sur le matériel:

- a) la tension d'entrée, le type de tension (courant alternatif ou courant continu), la fréquence, et le courant de fonctionnement permanent normal maximal pour chaque entrée;
- b) la tension maximale en courant alternatif et en courant continu par rapport à la terre pour laquelle le PV-EFPE est assigné;

NOTE Les PV-EFPE sont souvent utilisés dans des réseaux qui imposent une tension par rapport à la terre sur le PV-EFPE qui est différente des caractéristiques assignées de tension entre phases des accès d'alimentation. Il s'agit, par exemple, des PV-EFPE utilisés avec des onduleurs qui impriment une tension d'ondulation à la terre en courant alternatif sur le groupe, des PV-EFPE connectés à un module PV qui fait partie intégrante d'une chaîne en série et dont la tension à la terre en courant continu est susceptible d'atteindre 1 500 V, etc.

- c) la classe de protection (IP) du matériel.

Pour les PV-EFPE intégrés, la norme IEC applicable au matériel hôte spécifie les exigences de marquage des caractéristiques assignées qui peuvent opportunément couvrir tout ou partie des points ci-dessus, auquel cas la duplication n'est pas exigée.

11.1.2.3 Identification des fusibles

Un marquage doit être placé sur ou à proximité de chaque fusible ou porte-fusible, ou bien à un autre emplacement à condition que le fusible concerné par le marquage soit clairement identifiable, pour indiquer le courant et la tension assignés du fusible, ainsi que le type de fusible (par exemple, à action rapide et/ou un type d'application tel que "gPV"). Si un fusible qui présente des caractéristiques particulières (retard ou pouvoir de coupure, par exemple) est nécessaire, les informations applicables doivent également être indiquées.

Pour les fusibles situés en dehors des zones d'accès des opérateurs et pour les fusibles soudés, il est admis de fournir une référence croisée non ambiguë (par exemple, "F1", "F2", etc.) aux instructions d'entretien qui doivent contenir les informations pertinentes.

Pour les PV-EFPE équipés d'un porte-fusible qui permet d'utiliser différentes valeurs de déclenchement du fusible, et ainsi de choisir un fusible dans le cadre du processus de conception et d'installation, le courant assigné du fusible peut être remplacé par une plage de valeurs pour lesquelles le PV-EFPE a été conçu, qui ne doit pas dépasser 5 A, et une référence à la documentation d'installation.