

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

61727

Deuxième édition
Second edition
2004-12

**Systèmes photovoltaïques (PV) –
Caractéristiques de l'interface
de raccordement au réseau**

**Photovoltaic (PV) systems –
Characteristics of the utility interface**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 61727:2004

Numérotation des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000. Ainsi, la CEI 34-1 devient la CEI 60034-1.

Editions consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Informations supplémentaires sur les publications de la CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique. Des renseignements relatifs à cette publication, y compris sa validité, sont disponibles dans le Catalogue des publications de la CEI (voir ci-dessous) en plus des nouvelles éditions, amendements et corrigenda. Des informations sur les sujets à l'étude et l'avancement des travaux entrepris par le comité d'études qui a élaboré cette publication, ainsi que la liste des publications parues, sont également disponibles par l'intermédiaire de:

- Site web de la CEI (www.iec.ch)
- Catalogue des publications de la CEI

Le catalogue en ligne sur le site web de la CEI (www.iec.ch/searchpub) vous permet de faire des recherches en utilisant de nombreux critères, comprenant des recherches textuelles par comité d'études ou date de publication. Des informations en ligne sont également disponibles sur les nouvelles publications, les publications remplacées ou retirées, ainsi que sur les corrigenda.

- IEC Just Published

Ce résumé des dernières publications parues (www.iec.ch/online_news/justpub) est aussi disponible par courrier électronique. Veuillez prendre contact avec le Service client (voir ci-dessous) pour plus d'informations.

- Service clients

Si vous avez des questions au sujet de cette publication ou avez besoin de renseignements supplémentaires, prenez contact avec le Service clients.

Email: custserv@iec.ch
Tel: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

Publication numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series. For example, IEC 34-1 is now referred to as IEC 60034-1.

Consolidated editions

The IEC is now publishing consolidated versions of its publications. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Further information on IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology. Information relating to this publication, including its validity, is available in the IEC Catalogue of publications (see below) in addition to new editions, amendments and corrigenda. Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is also available from the following:

- IEC Web Site (www.iec.ch)
- Catalogue of IEC publications

The on-line catalogue on the IEC web site (www.iec.ch/searchpub) enables you to search by a variety of criteria including text searches, technical committees and date of publication. On-line information is also available on recently issued publications, withdrawn and replaced publications, as well as corrigenda.

- IEC Just Published

This summary of recently issued publications (www.iec.ch/online_news/justpub) is also available by email. Please contact the Customer Service Centre (see below) for further information.

- Customer Service Centre

If you have any questions regarding this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre:

Email: custserv@iec.ch
Tel: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

SIRIM IRU



02 093226

NORME INTERNATIONALE INTERNATIONAL STANDARD

CEI IEC

61727

Deuxième édition
Second edition
2004-12

Systemes photovoltaïques (PV) – Caractéristiques de l'interface de raccordement au réseau

Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface

© IEC 2004 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

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'éditeur.

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 the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembe, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: inmail@iec.ch Web: www.iec.ch



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	4
1 Domaine d'application et objet.....	8
2 Références normatives.....	8
3 Termes et définitions.....	10
4 Compatibilité du réseau.....	12
4.1 Tension de service, courant et fréquence.....	12
4.2 Plage de fonctionnement de tension normale.....	12
4.3 Oscillation.....	14
4.4 Injection de courant continu.....	14
4.5 Plage de fonctionnement de fréquence normale.....	14
4.6 Harmoniques et distorsion de forme d'onde.....	14
4.7 Facteur de puissance.....	16
5 Sécurité du personnel et équipement de protection des systèmes PV.....	16
5.1 Perte de la tension du réseau.....	16
5.2 Tension et fréquence excessives/insuffisantes.....	16
5.3 Protection contre l'îlotage.....	18
5.4 Réponse au rétablissement du réseau public.....	18
5.5 Mise à la terre.....	18
5.6 Protection contre les courts-circuits.....	20
5.7 Isolation et sectionnement.....	20
Bibliographie.....	22

SIRIM LIBRARY COLLECTION ONLY

CONTENTS

FOREWORD.....	5
1 Scope and object.....	9
2 Normative references	9
3 Terms and definitions	11
4 Utility compatibility.....	13
4.1 Voltage, current and frequency.....	13
4.2 Normal voltage operating range.....	13
4.3 Flicker.....	15
4.4 DC injection.....	15
4.5 Normal frequency operating range.....	15
4.6 Harmonics and waveform distortion.....	15
4.7 Power factor.....	17
5 Personnel safety and equipment protection	17
5.1 Loss of utility voltage.....	17
5.2 Over/under voltage and frequency.....	17
5.3 Islanding protection	19
5.4 Response to utility recovery.....	19
5.5 Earthing.....	19
5.6 Short circuit protection.....	21
5.7 Isolation and switching	21
Bibliography.....	23

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES (PV) – CARACTÉRISTIQUES DE L'INTERFACE DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI 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, la CEI – 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 la CEI"). 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 la CEI, participent également aux travaux. La CEI 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 la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI 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 la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI n'a prévu aucune procédure de marquage valant indication d'approbation et n'engage pas sa responsabilité pour les équipements déclarés conformes à une de ses Publications.
- 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 la CEI, 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 la CEI, 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 la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, 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 la CEI peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 61727 a été établie par le comité d'études 82 de la CEI: Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
82/367/FDIS	82/372/RVD

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

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition, parue en 1995. Elle constitue une révision technique.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

PHOTOVOLTAIC (PV) SYSTEMS –
CHARACTERISTICS OF THE UTILITY INTERFACE

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 provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 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 61727 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

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

FDIS	Report on voting
82/367/FDIS	82/372/RVD

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

This second edition cancels and replaces the first edition published in 1995. It constitutes a technical revision.

Les modifications principales par rapport à l'édition précédente (1995) sont décrites ci-dessous:

- a) l'article concernant le disjoncteur de l'interface de raccordement au réseau a été supprimé;
- b) la définition des onduleurs à fonction anti-flotage a été ajoutée à la liste des termes et définitions;
- c) le point de couplage commun pour l'interface de raccordement au réseau a été ajouté afin de faciliter la compréhension;
- d) il a été clarifié que le facteur de puissance est en retard pour des valeurs dépassant 0,9.

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

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

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

SIRIM LIBRARY COLLECTION ONLY

NOI
INT
INT
STA

System
Data
de ma

Photo
Ubar

reproduction observés - Copyright

reproduction observés - Copyright

reproduction observés - Copyright

reproduction observés - Copyright

reproduction observés - Copyright

reproduction observés - Copyright

reproduction observés - Copyright

reproduction observés - Copyright



The main changes with respect to the previous edition (published in 1995) are detailed below:

- a) the clause on the utility interface disconnect switch has been removed;
- b) the definition of non-islanding inverters has been added to the list of terms and definitions;
- c) the point of common coupling for the utility interface has been added to improve understanding;
- d) it has been clarified that the power factor is lagging for values greater than 0,9.

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

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

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

SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES (PV) – CARACTÉRISTIQUES DE L'INTERFACE DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU

FOREWORD

1 Domaine d'application et objet

La présente Norme internationale s'applique aux systèmes PV interconnectés au réseau public qui fonctionnent en parallèle avec celui-ci et qui utilisent des onduleurs statiques (à semi-conducteurs) à fonction anti-îlotages pour la conversion du courant continu en courant alternatif. Le présent document décrit des recommandations spécifiques aux réseaux de puissance inférieure ou égale à 10 kVA, tels que ceux qui peuvent être utilisés en monophasé ou en triphasé dans les résidences individuelles. La présente norme s'applique à l'interconnexion avec des systèmes de distribution basse tension.

La présente norme est destinée à établir les exigences d'interconnexion des systèmes PV à un réseau public de distribution de l'électricité.

NOTE 1 Un onduleur répondant à une certification conformément aux conditions de la présente norme devra être considéré comme acceptable pour son installation sans autres essais supplémentaires.

La présente norme ne concerne pas la CEM ni les systèmes de protection contre l'îlotage.

NOTE 2 Les exigences d'interface peuvent varier lorsque des systèmes de stockage sont incorporés ou lorsque les signaux de commande pour le fonctionnement sont fournis par le réseau public.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application 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).

CEI 60364-7-712:2002, *Installations électriques des bâtiments – Partie 7-712: Règles pour les installations et emplacements spéciaux – Alimentations photovoltaïques solaires (PV)*

CEI 61000-3-3:1994, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3-3: Limites – Limitation des variations de tension, des fluctuations de tension et du papillotement dans les réseaux publics d'alimentation basse tension, pour les matériels ayant un courant assigné ≤ 16 A par phase et non soumis à un raccordement conditionnel*¹

CEI 61000-3-5:1994, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3: Limites – Section 5: Limitation des fluctuations de tension et du flicker dans les réseaux basse tension pour les équipements ayant un courant appelé supérieur à 16 A*

CEI 61277:1995, *Systèmes photovoltaïques (PV) terrestres – Généralités et guide*

CEI 61836:1997, *Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire – Termes et symboles*

¹ Il existe une édition consolidée 1.1 (2002) qui inclut l'amendement 1 (2001).

PHOTOVOLTAIC (PV) SYSTEMS – CHARACTERISTICS OF THE UTILITY INTERFACE

1 Scope and object

This International Standard applies to utility-interconnected photovoltaic (PV) power systems operating in parallel with the utility and utilizing static (solid-state) non-islanding inverters for the conversion of DC to AC. This document describes specific recommendations for systems rated at 10 kVA or less, such as may be utilized on individual residences single or three phase. This standard applies to interconnection with the low-voltage utility distribution system.

The object of this standard is to lay down requirements for interconnection of PV systems to the utility distribution system.

NOTE 1 An inverter with type certification meeting the standards as detailed in this standard should be deemed acceptable for installation without any further testing.

This standard does not deal with EMC or protection mechanisms against islanding.

NOTE 2 Interface requirements may vary when storage systems are incorporated or when control signals for PV system operation are supplied by the utility.

2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application 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 60364-7-712:2002, *Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems*

IEC 61000-3-3:1994, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection*¹

IEC 61000-3-5:1994, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 5: Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A*

IEC 61277:1995, *Terrestrial photovoltaic (PV) power generating systems – General and guide*

IEC 61836:1997, *Solar photovoltaic energy systems – Terms and symbols*

¹ A consolidated edition 1.1 (2002) which includes amendment 1 (2001) exists.

3 Termes et définitions

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

3.1

facteur de puissance

le facteur de puissance (power factor – *PF*) moyen est calculé en divisant les kilowatt-heures (kWh) par la racine carrée de la somme des carrés des kilowatt-heures et des kilovarheures (kVARh) sur une période

Le facteur de puissance (*PF*) moyen sur une période est donné par:

$$PF = \frac{E_{REAL}}{\sqrt{E_{REAL}^2 + E_{REACTIVE}^2}}$$

où E_{REAL} est l'énergie en kWh et $E_{REACTIVE}$ est l'énergie réactive en kVARh

3.2

champ photovoltaïque

ensemble des champs de modules solaires faisant partie d'un système photovoltaïque donné (voir la CEI 61277)

3.3

interface courant continu (c.c.)

raccordement entre le champ photovoltaïque et l'entrée de l'onduleur/système de conditionnement d'énergie électrique

3.4

réseau public de distribution de l'électricité

généralement, organisme responsable de la mise en œuvre, de la conduite et de la maintenance d'un réseau de fourniture de l'électricité et d'un système de distribution de l'électricité basse tension (voir la CEI 61277)

3.5

commande du disjoncteur et sous-système de contrôle de sécurité

sous-système qui contrôle l'état du réseau et qui supprime la sortie en courant alternatif de l'onduleur dans le cas de conditions hors limites

3.6

distorsion harmonique totale

distorsion harmonique totale est définie comme suit:

$$THD_X = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} X_n^2}}{X_1}$$

où

X_1 est la valeur efficace de la tension ou du courant fondamental

X_n est la valeur efficace de la tension ou du courant harmonique d'ordre n

3.7

système photovoltaïque

un système PV comprend tous les onduleurs (simple ou multiple), les composants de systèmes photovoltaïques ainsi que les réseaux avec un point de couplage commun, tels que décrits dans la CEI 61836 en tant que système d'électrification PV

SIRIM LIBRARY COLLECTION ONLY

3 Terms and definitions

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

3.1

power factor

power factor (*PF*) is calculated by dividing the kilowatt-hours (kWh) by the square root of the sum of the squares of the kilowatt-hours and the kilovarhours (kVARh) over a period of time.

Power factor (*PF*) over a period

$$PF = \frac{E_{\text{REAL}}}{\sqrt{E_{\text{REAL}}^2 + E_{\text{REACTIVE}}^2}}$$

where E_{REAL} is the energy in kWh and E_{REACTIVE} is the reactive energy in kVARh

3.2

array field

the aggregate of all solar photovoltaic arrays within a given system (see IEC 61277)

3.3

direct current (DC) interface

connections between the array field and the input of the inverter/power conditioning system

3.4

electric utility

generally, an organization responsible for the installation, operation and maintenance of an electric supply and the low voltage distribution systems (see IEC 61277)

3.5

safety disconnect control and monitoring subsystem

subsystem that monitors utility grid conditions and removes the AC output of the inverter for out of bounds conditions

3.6

total harmonic distortion

distortion defined as:

$$THD_X = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} X_n^2}}{X_1}$$

where

X_1 is the r.m.s. fundamental voltage or current

X_n is the r.m.s. harmonic voltage or current of order n

3.7

photovoltaic system

PV system

a system comprises all inverters (one or multiple) and associated BOS (Balance-Of-System components) and arrays with one point of common coupling, described in IEC 61836 as PV power plant

3.8
onduleur
convertisseur de puissance statique (voir Note 1)

dispositif qui convertit le courant continu en courant alternatif. Equipement qui convertit le courant continu du champ photovoltaïque en courant alternatif. Equipement électrique utilisé pour convertir l'énergie électrique en une ou plusieurs forme(s) adaptée(s) à son utilisation ultérieure par le réseau d'électricité

NOTE 1 Tout convertisseur de puissance statique avec fonctions de commande, de protection et de filtrage utilisé pour réaliser l'interface entre une source d'énergie électrique et le réseau public de distribution de l'électricité. Quelquefois appelés sous-systèmes de conditionnement de puissance, systèmes de conversion de puissance, convertisseurs à semi-conducteur ou unités de conditionnement de puissance.

NOTE 2 Comme il est intégré, l'onduleur ne doit être totalement déconnecté du réseau public d'électricité que pour les opérations de service ou de maintenance. A tous les autres moments, que l'onduleur soit en train de transférer de l'énergie PV vers le réseau public ou non, les circuits de commande restent connectés au réseau pour en contrôler l'état. La phrase, "cesse d'alimenter la ligne du réseau public" est utilisée tout au long du présent document. Elle est destinée à confirmer que l'onduleur n'est pas totalement déconnecté du réseau public dans le cas d'une fonction de déclenchement, comme un déclenchement de surtension. L'onduleur peut être complètement déconnecté du réseau public pour sa maintenance en ouvrant un commutateur en courant alternatif prescrit par le réseau.

3.8.1
onduleur à fonction anti-îlotage

onduleur qui cessera d'alimenter une ligne de réseau public si celle-ci sort des spécifications de fonctionnement normales de tension et/ou de fréquence.

NOTE Voir définition dans la CEI 61836.

3.9
interface du réseau

interconnexion entre le système PV et le réseau public de distribution de l'électricité, le point de couplage commun

4 **Compatibilité du réseau**

Les caractéristiques du courant fourni par le système photovoltaïque aux charges sur site à courant alternatif et au réseau public de distribution de l'électricité sont régies par les usages et les normes sur la tension, l'oscillation, la fréquence, les harmoniques et le facteur de puissance. Des écarts par rapport à ces normes représentent des conditions hors limites et peuvent nécessiter de mettre hors tension et de débrancher le système photovoltaïque du réseau.

Tous les paramètres des caractéristiques du courant (tension, oscillation, fréquence, harmoniques et facteur de puissance) doivent être mesurés à l'interface de raccordement au réseau/point de couplage commun, sauf spécification contraire.

NOTE L'équilibrage des courants par phase dans les systèmes multiphases est souhaitable.

4.1 **Tension de service, courant et fréquence**

La tension en courant alternatif du système photovoltaïque, le courant et la fréquence doivent être compatibles avec celle du réseau.

4.2 **Plage de fonctionnement de tension normale**

Les systèmes PV qui sont interconnectés au réseau de distribution public de l'électricité ne régulent normalement pas la tension, ils injectent le courant dans le réseau. Ainsi, la plage de fonctionnement de tension pour les onduleurs PV est choisie comme une fonction de protection qui répond à un état anormal du réseau de distribution de l'électricité et non comme une fonction de régulation de la tension.

3.8**inverter**

static power converter (SPC)(see Note 1)

device that converts DC electricity into AC electricity. Equipment that converts direct current from the array field to alternating current. The electric equipment used to convert electrical power into a form or forms of electrical power suitable for subsequent use by the electric utility

NOTE 1 Any static power converter with control, protection, and filtering functions used to interface an electric energy source with an electric utility system. Sometimes referred to as power conditioning subsystems, power conversion systems, solid-state converters, or power conditioning units

NOTE 2 Because of its integrated nature, the inverter is only required to be totally disconnected from the utility for service or maintenance. At all other times, whether the inverter is transferring PV energy to the utility or not, the control circuits remain connected to the utility to monitor utility conditions. The phrase, "cease to energize the utility line" is used throughout this document. This is to acknowledge that the inverter does not become totally disconnected from the utility when a trip function occurs, such as an overvoltage trip. The inverter can be completely disconnected from the utility for inverter maintenance by opening a utility AC-disconnect switch.

3.8.1**non-islanding inverter**

inverter that will cease to energize a utility distribution system that is out of the normal operation specifications for voltage and/or frequency

NOTE Definition in IEC 61836.

3.9**utility interface**

interconnection between the PV system and the utility distribution system, the point of common coupling.

4 Utility compatibility

The quality of power provided by the PV system for the on-site AC loads and for power delivered to the utility is governed by practices and standards on voltage, flicker, frequency, harmonics and power factor. Deviation from these standards represents out-of-bounds conditions and may require the PV system to sense the deviation and properly disconnect from the utility system.

All power quality parameters (voltage, flicker, frequency, harmonics, and power factor) must be measured at the utility interface/ point of common coupling unless otherwise specified.

NOTE Balancing phase currents in multiphase systems is desirable.

4.1 Voltage, current and frequency

The PV system AC voltage, current and frequency shall be compatible with the utility system.

4.2 Normal voltage operating range

Utility-interconnected PV systems do not normally regulate voltage, they inject current into the utility. Therefore, the voltage operating range for PV inverters is selected as a protection function that responds to abnormal utility conditions, not as a voltage regulation function.

4.3 Oscillation

Il convient que le fonctionnement du système PV ne cause pas d'oscillation de tension au-delà des limites indiquées dans les sections applicables de la CEI 61000-3-3 pour les réseaux inférieurs à 16 A ou de la CEI 61000-3-5 pour les réseaux de courant ≥ 16 A.

4.4 Injection de courant continu

Le système PV ne doit pas injecter de courant continu d'une valeur supérieure à 1 % de celle du courant de sortie assigné de l'onduleur dans l'interface en courant alternatif de raccordement au réseau dans toutes les conditions de fonctionnement.

4.5 Plage de fonctionnement de fréquence normale

Le système PV doit fonctionner de manière synchronisée avec le réseau de distribution de l'électricité et à l'intérieur des limites de variation de fréquence définies en 5.2.2.

4.6 Harmoniques et distorsion de forme d'onde

Il est préférable d'avoir des niveaux faibles d'harmoniques de courant et de tension; les niveaux plus élevés d'harmoniques augmentent les possibilités d'effets défavorables sur les équipements raccordés.

Les niveaux acceptables d'harmoniques dépendent des caractéristiques du réseau de distribution, du type de service, des charges et des appareils raccordés et des usages établis du réseau public.

Il convient que les valeurs de sortie du système PV présentent des niveaux faibles de distorsion de courant pour éviter tout effet indésirable sur d'autres équipements raccordés au réseau.

La distorsion harmonique totale en courant doit être inférieure à 5 % de la valeur assignée de sortie de l'onduleur. Chaque harmonique individuelle doit être limitée aux pourcentages donnés dans le Tableau 1.

Les harmoniques pairs dans ces plages doivent être inférieures à 25 % des limites inférieures d'harmoniques impairs indiquées.

Tableau 1 – Limites de distorsion de courant

Harmoniques impaires	Limite de distorsion
3° à 9°	Inférieure à 4,0 %
11° à 15°	Inférieure à 2,0 %
17° à 21°	Inférieure à 1,5 %
23° à 33°	Inférieure à 0,6 %
Harmoniques paires	
2° à 8°	Inférieure à 1,0 %
10° à 32°	Inférieure à 0,5 %

NOTE Le test des harmoniques est très problématique, car la distorsion de tension peut amener à une augmentation de la distorsion de courant. Il convient que l'injection harmonique de courant soit spécifique à chaque harmonique de courants due aux distorsions harmoniques en tension présentes dans le réseau public sans système PV connecté. Les onduleurs testés étant conformes aux exigences précédentes seront considérés comme pouvant être utilisés sans essais supplémentaires.

4.3 Flicker

The operation of the PV system should not cause voltage flicker in excess of limits stated in the relevant sections of IEC 61000-3-3 for systems less than 16 A or IEC 61000-3-5 for systems with current of 16 A and above.

4.4 DC injection

The PV system shall not inject DC current greater than 1 % of the rated inverter output current, into the utility AC interface under any operating condition.

4.5 Normal frequency operating range

The PV system shall operate in synchronism with the utility system, and within the frequency trip limits defined in 5.2.2.

4.6 Harmonics and waveform distortion

Low levels of current and voltage harmonics are desirable; the higher harmonic levels increase the potential for adverse effects on connected equipment.

Acceptable levels of harmonic voltage and current depend upon distribution system characteristics, type of service, connected loads/apparatus, and established utility practice.

The PV system output should have low current-distortion levels to ensure that no adverse effects are caused to other equipment connected to the utility system.

Total harmonic current distortion shall be less than 5 % at rated inverter output. Each individual harmonic shall be limited to the percentages listed in Table 1.

Even harmonics in these ranges shall be less than 25 % of the lower odd harmonic limits listed.

Table 1 – Current distortion limits

Odd harmonics	Distortion limit
3 rd through 9 th	Less than 4,0 %
11 th through 15 th	Less than 2,0 %
17 th through 21 st	Less than 1,5 %
23 rd through 33 rd	Less than 0,6 %
Even harmonics	Distortion limit
2 nd through 8 th	Less than 1,0 %
10 th through 32 nd	Less than 0,5 %

NOTE Testing harmonics is very problematic, since voltage distortion may lead to enhanced current distortion. The harmonic current injection should be exclusive of any harmonic currents due to harmonic voltage distortion present in the utility grid without the PV system connected. Type tested inverters meeting the above requirements should be deemed to comply without further testing.

4.7 Facteur de puissance

Le système PV doit avoir un facteur de puissance moyen en retard supérieur à 0,9 lorsque la valeur de sortie est supérieure à 50 % de la puissance de sortie de l'onduleur assigné.

NOTE 1 Des systèmes spécialement conçus qui assurent une compensation de puissance réactive peuvent fonctionner au-delà de cette limite avec l'agrément du réseau public de distribution de l'électricité.

NOTE 2 La plupart des onduleurs PV conçus pour fonctionner en étant raccordés au réseau public de distribution de l'électricité fonctionnent de manière proche du facteur de puissance du réseau.

5 Sécurité du personnel et équipement de protection des systèmes PV

Cet Article donne des informations et des éléments pour un fonctionnement sûr et correct des systèmes PV raccordés au réseau public.

NOTE 1 La fonction de protection peut être fournie par un dispositif interne ou externe au système.

NOTE 2 La CEI 60364-5-55 ou des codes locaux ou nationaux peuvent être utilisés.

5.1 Perte de la tension du réseau

Pour se prémunir de flottage, un système PV raccordé à un réseau doit cesser d'alimenter la ligne réseau de la ligne de distribution hors tension quelles que soient les charges raccordées ou les autres générateurs dans les temps limites spécifiés.

Une ligne de distribution d'un réseau électrique peut être coupée pour différentes raisons. Par exemple, ouverture d'un disjoncteur de sous-station due à des conditions de défaut ou coupure de la ligne de distribution pendant la maintenance.

Si des onduleurs (simple ou multiple) ont une entrée en continu SELV et ont accumulé une puissance inférieure à 1 kW, alors aucune coupure mécanique (relai) n'est requise.

5.2 Tension et fréquence excessives/insuffisantes

Des conditions anormales peuvent se produire sur le réseau public et nécessiter une réponse du système photovoltaïque connecté. Cette réponse est destinée à assurer la sécurité du personnel de maintenance du réseau ainsi que celle du public et à éviter tout dommage aux équipements raccordés y compris le système photovoltaïque. Les conditions anormales du réseau qui peuvent apparaître sont des dérives de tension et de fréquence au-delà ou en-deçà des valeurs indiquées dans cet Article, et la déconnexion complète du réseau, ce qui peut permettre un flottage de ressource distribué.

5.2.1 Tension excessive ou insuffisante

Lorsque la tension à l'interface dévie et sort des conditions spécifiées dans le Tableau 2, le système photovoltaïque doit cesser d'alimenter la ligne de distribution du réseau. Ceci est applicable à toutes les phases d'un réseau multiphasés.

Toutes les mentions de la tension réseau se réfèrent à la tension nominale locale.

L'onduleur doit détecter toute tension anormale et y répondre. Il convient que les conditions suivantes soient remplies, avec des tensions en valeur efficace et soient mesurées au point de connexion avec les installations du réseau public.

3 Terms and definitions

3.1 Power factor

power factor (PF) is calculated as the sum of the squares of the kilowatt

power factor (PF) over a period

where E_{total} is the energy in kW

3.2 array field

3.3 direct current (DC) interlace

3.4 electric utility

3.5 safety disconnection control and

3.6 generally, an organization responsible for the supply and the low voltage

3.7 safety disconnection control and

3.8 generally, an organization responsible for the supply and the low voltage

3.9 safety disconnection control and

3.10 generally, an organization responsible for the supply and the low voltage

3.11 safety disconnection control and

3.12 generally, an organization responsible for the supply and the low voltage

3.13 safety disconnection control and

3.14 generally, an organization responsible for the supply and the low voltage

3.15 safety disconnection control and

3.16 generally, an organization responsible for the supply and the low voltage

3.17 safety disconnection control and

3.18 generally, an organization responsible for the supply and the low voltage

3.19 safety disconnection control and

3.20 generally, an organization responsible for the supply and the low voltage

3.21 safety disconnection control and

3.22 generally, an organization responsible for the supply and the low voltage

3.23 safety disconnection control and

3.24 generally, an organization responsible for the supply and the low voltage

3.25 safety disconnection control and

3.26 generally, an organization responsible for the supply and the low voltage

4.7 Power factor

The PV system shall have a lagging power factor greater than 0,9 when the output is greater than 50 % of the rated inverter output power.

NOTE 1 Specially designed systems that provide reactive power compensation may operate outside of this limit with utility approval.

NOTE 2 Most PV inverters designed for utility-interconnected service operate close to unity power factor.

5 Personnel safety and equipment protection

This Clause provides information and considerations for the safe and proper operation of the utility-connected PV systems.

NOTE 1 The protection function may be provided as an internal or external device in the system.

NOTE 2 IEC 60364-5-55 or national or local codes may be applicable.

5.1 Loss of utility voltage

To prevent islanding, a utility connected PV system shall cease to energize the utility system from a de-energized distribution line irrespective of connected loads or other generators within specified time limits.

A utility distribution line can become de-energized for several reasons. For example, a substation breaker opening due to fault conditions or the distribution line switched out during maintenance.

If inverters (single or multiple) have DC SELV input and have accumulated power below 1 kW then no mechanical disconnect (relay) is required.

5.2 Over/under voltage and frequency

Abnormal conditions can arise on the utility system that require a response from the connected photovoltaic system. This response is to ensure the safety of utility maintenance personnel and the general public, as well as to avoid damage to connected equipment, including the photovoltaic system. The abnormal utility conditions of concern are voltage and frequency excursions above or below the values stated in this Clause, and the complete disconnection of the utility, presenting the potential for a distributed resource island.

5.2.1 Over/under voltage

When the interface voltage deviates outside the conditions specified in Table 2, the photovoltaic system shall cease to energize the utility distribution system. This applies to any phase of a multiphase system.

All discussions regarding system voltage refer to the local nominal voltage.

The system shall sense abnormal voltage and respond. The following conditions should be met, with voltages in RMS and measured at the point of utility connection.

Tableau 2 – Réponse à des tensions anormales

Tension (au point de connexion avec le réseau public)	Temps maximal de déclenchement*
$V < 0,5 \times V_{nominal}$	0,1 s
$50 \% \leq V < 85 \%$	2,0 s
$85 \% \leq V \leq 110 \%$	Service continu
$110 \% < V < 135 \%$	2,0 s
$135 \% \leq V$	0,05 s
* Le temps de déclenchement désigne le temps qui s'écoule entre l'apparition de la condition anormale et le moment où l'onduleur cesse d'alimenter la ligne de distribution du réseau. Les commandes du système photovoltaïque doivent réellement rester connectées au réseau pour permettre la détection des conditions électriques de celui-ci en vue de leur utilisation pour la fonction de "reconnexion".	

La temporisation autorisée est destinée à passer outre les perturbations à court terme pour éviter des déclenchements excessifs nuisibles. L'unité ne doit pas avoir à cesser d'être alimentée si la tension revient aux conditions de fonctionnement en continu de réseau dans le temps de déclenchement spécifié.

NOTE Il convient de tenir compte de la chute de tension entre les bornes de l'onduleur et le point de connexion avec le réseau public.

5.2.2 Fréquence excessive ou insuffisante

Lorsque la fréquence du réseau dévie et sort des conditions spécifiées, le système photovoltaïque doit cesser d'alimenter la ligne de distribution du réseau. L'unité ne doit pas avoir à cesser d'être alimentée si la fréquence revient aux conditions normales de fonctionnement en continu de réseau dans le temps de déclenchement spécifié.

Lorsque la fréquence du réseau sort de la plage de ± 1 Hz, le système doit cesser d'alimenter la ligne de distribution du réseau dans les 0,2 s. La plage et la temporisation autorisées sont destinées à permettre un fonctionnement continu pour des perturbations courtes et pour éviter des déclenchements excessifs nuisibles dans des situations où le réseau connaît des faiblesses.

5.3 Protection contre l'îlotage

Le système PV doit cesser d'alimenter la ligne de distribution du réseau dans les 2 s après la perte du réseau.

NOTE Les considérations relatives aux onduleurs de non-îlotage font l'objet d'une autre norme à l'étude.

5.4 Réponse au rétablissement du réseau public

À la suite de conditions hors limites du réseau public ayant conduit le système photovoltaïque à cesser son alimentation, celui-ci ne doit pas alimenter la ligne de distribution du réseau pendant 20 s à 5 min après le rétablissement dans les limites des plages spécifiées de la tension et de la fréquence.

NOTE Le délai d'alimentation dépend des conditions locales.

5.5 Mise à la terre

L'équipement de l'interface de raccordement au réseau doit être mis à la terre conformément à la CEI 60364-7-712.

Table 2 – Response to abnormal voltages

Voltage (at point of utility connection)	Maximum trip time*
$V < 0,5 \times V_{\text{nominal}}$	0,1 s
$50 \% \leq V < 85 \%$	2,0 s
$85 \% \leq V \leq 110 \%$	Continuous operation
$110 \% < V < 135 \%$	2,0 s
$135 \% \leq V$	0,05 s
* Trip time refers to the time between the abnormal condition occurring and the inverter ceasing to energize the utility line. The PV system control circuits shall actually remain connected to the utility to allow sensing of utility electrical conditions for use by the "reconnect" feature.	

The purpose of the allowed time delay is to ride through short-term disturbances to avoid excessive nuisance tripping. The unit does not have to cease to energize if the voltage returns to the normal utility continuous operation condition within the specified trip time.

NOTE The voltage drop between the inverter terminals and the point of connection with the utility should be taken into consideration.

5.2.2 Over/under frequency

When the utility frequency deviates outside the specified conditions the photovoltaic system shall cease to energize the utility line. The unit does not have to cease to energize if the frequency returns to the normal utility continuous operation condition within the specified trip time.

When the utility frequency is outside the range of ± 1 Hz, the system shall cease to energize the utility line within 0,2 s. The purpose of the allowed range and time delay is to allow continued operation for short-term disturbances and to avoid excessive nuisance tripping in weak-utility system conditions.

5.3 Islanding protection

The PV system must cease to energize the utility line within 2 s of loss of utility.

NOTE The issues of non-islanding inverter are the subject of another standard under consideration.

5.4 Response to utility recovery

Following an out-of-range utility condition that has caused the photovoltaic system to cease energizing, the photovoltaic system shall not energize the utility line for 20 s to 5 min after the utility service voltage and frequency have recovered to within the specified ranges.

NOTE The energizing delay is dependent on local conditions.

5.5 Earthing

The utility interface equipment shall be earthed/grounded in accordance with IEC 60364-7-712.

5.6 Protection contre les courts-circuits

Le système photovoltaïque doit présenter une protection contre les courts-circuits conforme à la CEI 60364-7-712.

5.7 Isolation et sectionnement

Une méthode d'isolation et de sectionnement doit être fournie conformément à la CEI-60364-7-712.

Normative
CEI 60364-

La protection...
Le système doit...
conforme à la CEI 60364-7-712.

5.7.1 Isolation...
5.7.2 Sectionnement...
5.7.3 Harmoniques...
5.7.4...
5.7.5...
5.7.6...
5.7.7...
5.7.8...
5.7.9...
5.7.10...

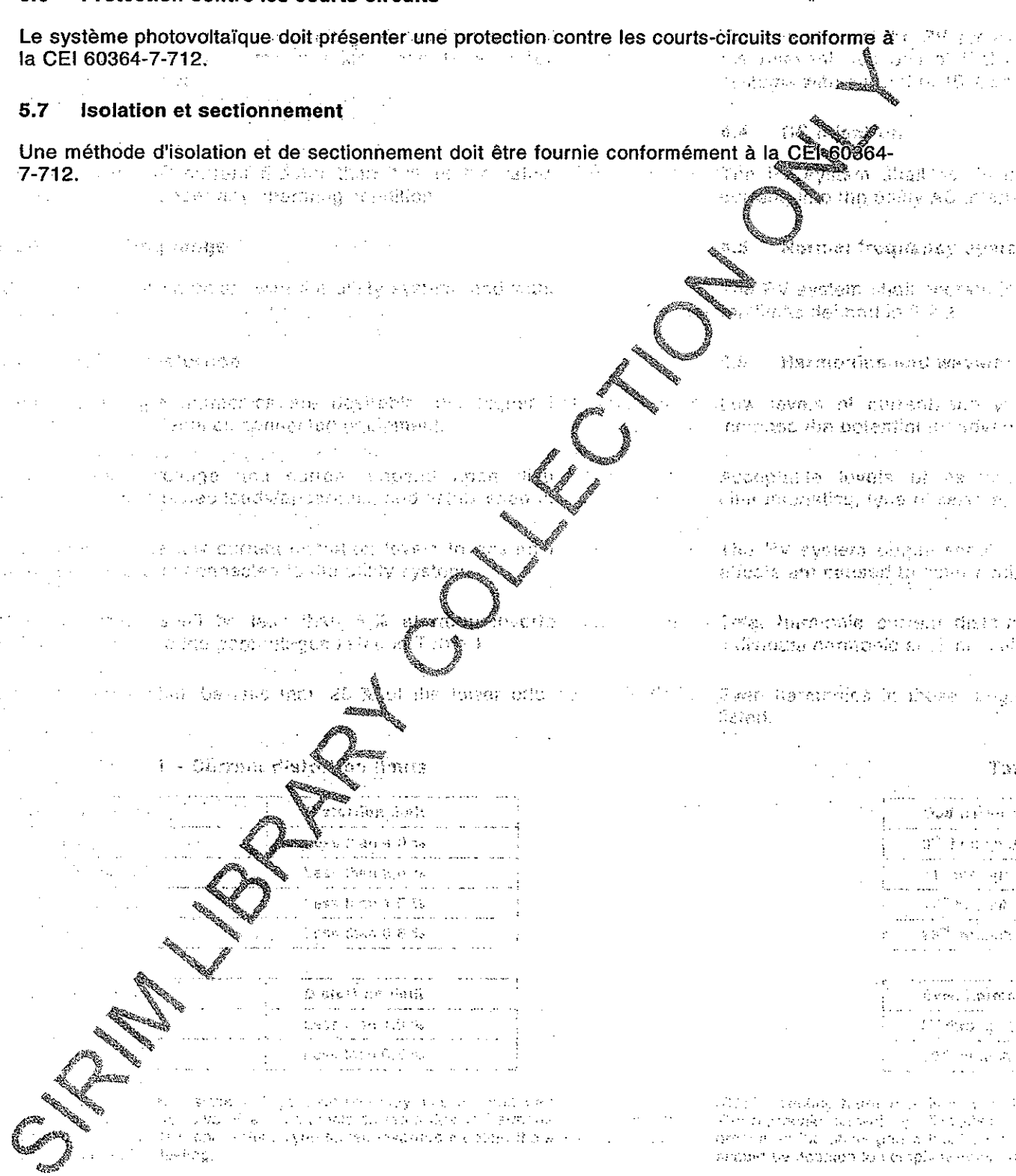


Table with 4 columns and multiple rows. Headers include 'N°', 'Description', 'Unité', and 'Quantité'. The table is partially obscured by the watermark.

Table with 2 columns and 8 rows. Headers include 'N°' and 'Description'. It appears to be a continuation of the table above.

5.6 Short circuit protection

The photovoltaic system shall have short-circuit protection in accordance with IEC 60364-7-712.

5.7 Isolation and switching

A method of isolation and switching shall be provided in accordance with IEC 60364-7-712.

Bibliographie

CEI 60038:1983, *Tensions normales de la CEI*²

CEI 60364-5-55:2001, *Installations électriques des bâtiments – Partie 5-55: Choix et mise en oeuvre des matériels électriques – Autres matériels*³

CEI 61173:1992, *Protection contre les surtensions des systèmes photovoltaïques (PV) de production d'énergie – Guide*

CIGRE 123:1992, *Equipement produisant des harmoniques et conditions concernant leur raccordement au réseau*

IEEE 929, *Recommended Practice for the Utility Interface of Residential and Intermediate Photovoltaic (PV) Systems*

3.1 Loss of utility voltage

To prevent standing voltage or from a de-energized distribution within specified time limits.

A utility distribution line can substitute breaker opening for maintenance.

5 inverters (single or multiple) even in mechanical equipment.

3.2 Over/under voltage sur

Abnormal conditions can also connected photovoltaic systems, personnel and the general public including the photovoltaic system frequency excursions above or disconnection of the utility press

3.2.1 Over/under voltage

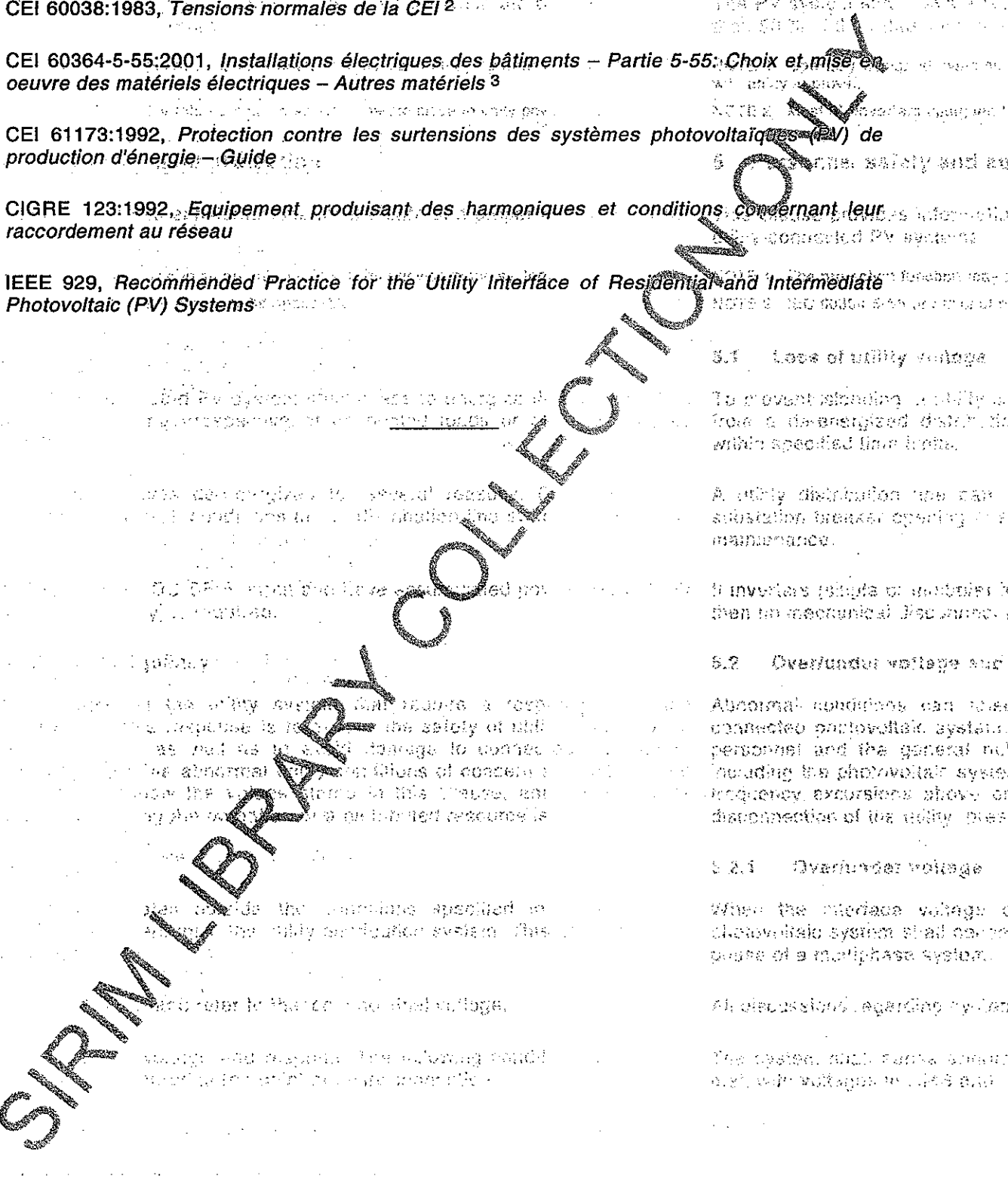
When the interface voltage of photovoltaic system shall connect phase of a multiphase system.

All discussions regarding by the

The system shall comply with the voltage in this area

² Il existe une édition consolidée 6.2 (2002) qui inclut les amendements 1 (1994) et 2 (1997).

³ Il existe une édition consolidée 1.1 (2002) qui inclut l'amendement 1 (2001).



Bibliography

IEC 60038:1983, *IEC Standard Voltages* ²

IEC 60364-5-55:2001, *Electrical installations of buildings – Part 5-55: Selection and erection of electrical equipment – Other equipment* ³

IEC 61173:1992, *Overvoltage protection for photovoltaic (PV) power generating systems – Guide*

CIGRE 123:1992, *Equipment producing harmonics and conditions governing their connection to the main power supply*

IEEE 929, *Recommended Practice for the Utility Interface of Residential and Intermediate Photovoltaic (PV) Systems*

TARIKH DIKEMBALIKAN (DATE DUE)	
19 JUL 2011	

² A consolidated edition 6.2 (2002) which includes amendment 1 (1994) and amendment 2 (1997) exists.
³ A consolidated edition 1.1 (2002) which includes amendment 1 (2001) exists.

Response to abnormal voltage

Table 2

Abnormal voltage condition	Maximum trip time*
±10 %	0,1 s
±5 %	2,0 s
±10 %	Continuous operation
±30 %	2,0 s
±1	0,05 s

Voltage (% point of V _N)	Point of V _N
±0,5	±0,5
±5	±5
±10	±10
±30	±30

* Trip time starts to the time between the abnormal condition occurring and the time the PV system control circuits shall automatically allow energizing of utility electrical conditions.

* Trip time starts to the time between the abnormal condition occurring and the time the PV system control circuits shall automatically allow energizing of utility electrical conditions.

The PV system shall be able to ride through short-term disturbances and shall not have to cease to energize if the abnormal condition within the specified trip time.

The purpose of the allowed (in excessive) nuisance tripping is to return the system to the normal utility continuous operation.

The PV system shall be able to ride through short-term disturbances and shall not have to cease to energize if the abnormal condition within the specified trip time.

NOTE: The voltage drop between the inverter and the point of connection with the utility shall be taken into consideration.

When the utility frequency deviates outside the specified conditions the PV system shall not have to cease to energize if the abnormal condition within the specified trip time.

5.2.2 Over/under frequency

When the utility frequency deviates outside the specified conditions the PV system shall not have to cease to energize if the abnormal condition within the specified trip time.

The PV system shall be able to ride through short-term disturbances and shall not have to cease to energize if the abnormal condition within the specified trip time.

When the utility frequency is out of the allowed range and time delay is to ride through disturbances and to avoid excessive nuisance tripping in the utility line within 0,2 s. The continued operation for short-term weak-utility system conditions.

The PV system shall be able to ride through short-term disturbances and shall not have to cease to energize if the abnormal condition within the specified trip time.

5.3 Islanding protection

The PV system must cease to energize the utility line within 2 s of loss of utility.

The PV system shall be able to ride through short-term disturbances and shall not have to cease to energize if the abnormal condition within the specified trip time.

NOTE: The issues of non-islanding inverter shall be taken into consideration.

The PV system shall be able to ride through short-term disturbances and shall not have to cease to energize if the abnormal condition within the specified trip time.

5.4 Response to utility recovery

Following an out-of-range utility energizing, the photovoltaic system shall not energize the utility line for 20 s to 5 s after the utility voltage and frequency have recovered to within the specified range and frequency.

The PV system shall be able to ride through short-term disturbances and shall not have to cease to energize if the abnormal condition within the specified trip time.

NOTE: The issues of non-islanding inverter shall be taken into consideration.

The PV system shall be able to ride through short-term disturbances and shall not have to cease to energize if the abnormal condition within the specified trip time.

The PV system shall be able to ride through short-term disturbances and shall not have to cease to energize if the abnormal condition within the specified trip time.

SIRIM LIBRARY COLLECTION ONLY

ISBN 2-8318-7792-X



9 782831 877921