

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes –

Part 1: General principles and requirements

Capteurs ou détecteurs de courant et de tension, à utiliser pour indiquer le passage d'un courant de défaut –

Partie 1: Exigences et principes généraux

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62689-1:2016



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2016 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

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

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

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

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

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

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

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

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

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

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

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

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

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage
indication purposes –**

Part 1: General principles and requirements

**Capteurs ou détecteurs de courant et de tension, à utiliser pour indiquer le
passage d'un courant de défaut –**

Partie 1: Exigences et principes généraux

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 17.220.20

ISBN 978-2-8322-3361-0

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.....	7
INTRODUCTION.....	9
1 Scope.....	11
2 Normative references.....	11
3 Terms, definitions, abbreviations and symbols.....	13
3.1 General terms and definitions	14
3.2 Terms and definitions related to neutral point treatment	18
3.3 Terms and definitions related to dielectrics ratings	19
3.4 Terms and definitions related to current ratings.....	21
3.5 Terms and definitions related to other ratings	21
3.6 Abbreviations and symbols	21
4 Choice of FPI requirements according to network and fault type	22
5 Overview of applications	22
5.1 General description	22
5.2 Application with regard to installation type	24
5.2.1 Overhead line applications	24
5.2.2 Underground cable application	24
5.3 Application with regard to fault detection capability	24
5.3.1 Single phase application	24
5.3.2 Three-phase application.....	24
5.3.3 Residual current application	25
5.3.4 Three-phase and residual current application.....	25
6 Application with regard to network configuration and operation	25
7 FPI's/DSU's main elements.....	25
7.1 General.....	25
7.2 Current and voltage sensors.....	25
7.2.1 General	25
7.2.2 Accuracy for current (and voltage) sensors	26
7.3 Transmission of signals between sensors and CPU	26
7.4 Conditioning, processing and indicating unit (CPIU)	26
7.5 Human–Machine Interface (HMI)	26
7.5.1 General	26
7.5.2 Local display.....	27
7.5.3 Remote display	27
8 FPI/DSU classification and usage classes (data model and profile definition, testing).....	27
8.1 General.....	27
8.2 Integration of FPIs in the electrical grid.....	28
8.2.1 FPI for local indication of fault detection	28
8.2.2 FPIs for remote indication of fault detection	29
8.2.3 DSUs fully integrated in network operation system (SCADA).....	29
8.3 Information from FPIs/DSUs	29
8.3.1 General	29
8.3.2 Information from FPIs for local indication of fault detection.....	30
8.3.3 Information from FPIs for remote indication of fault detection	30

8.3.4	Information from DSUs fully integrated in network operation system (SCADA).....	31
8.4	FPI/DSU classification through performance/capabilities classes.....	32
8.4.1	General	32
8.4.2	Fault detection capability class	34
8.4.3	Communication capability class	34
8.4.4	Power supply class	35
8.4.5	FPI/DSU additional optional feature classes not strictly related to pure fault detection	35
8.4.6	Complete FPI/DSU classification through performance/capability classes	36
9	Service conditions	41
9.1	General.....	41
9.2	Normal service conditions	41
9.2.1	Auxiliary power supply	41
9.2.2	Ambient air temperature	41
9.2.3	Altitude	42
9.2.4	Vibrations or earth tremors	42
9.2.5	Other service conditions for indoor FPI/DSU	42
9.2.6	Other service conditions for outdoor FPI/DSUs	42
9.3	Special service conditions	43
9.3.1	General	43
9.3.2	Altitude	43
9.3.3	Vibration or earthquakes	43
10	Ratings.....	43
10.1	General.....	43
10.2	Rated primary voltage	44
10.3	Standard values of rated voltage factor.....	44
10.3.1	Earthed electronic voltage transformers.....	44
10.3.2	Unearthed electronic voltage transformers.....	44
10.4	Highest insulation levels for FPI primary terminals	44
10.4.1	General	44
10.4.2	Other requirements for FPI/DSU primary terminals insulation	46
10.4.3	Insulation requirements for low voltage components (terminals of secondary voltage sensors).....	46
10.5	Rated frequency range	48
10.6	Rated primary current.....	48
10.7	Rated short-time thermal current	48
10.8	Rated dynamic current	48
10.9	Rated supply voltage of auxiliary and control circuits	48
10.10	Rated supply frequency of auxiliary circuits	49
11	Design and construction	49
11.1	General.....	49
11.2	Requirement for insulation material in equipment	49
11.3	Requirements for temperature rise of sensor parts and components	49
11.3.1	General	49
11.3.2	Influence of altitude on temperature-rise	50
11.4	Earthing of equipment	51
11.4.1	General	51

11.4.2	Electrical continuity	51
11.5	Maximum mass for clip on installation	51
11.6	Marking and additional information	52
11.6.1	Rating plate markings	52
11.6.2	Terminal markings	52
11.7	Degree of protection by enclosures	53
11.7.1	General	53
11.7.2	Protection of persons against access to hazardous parts and protection of the equipment against ingress of solid foreign objects	53
11.7.3	Protection against ingress of water	53
11.7.4	Recommended IP degrees: indoor installation	54
11.7.5	Recommended IP degrees: outdoor installation	54
11.7.6	Protection of equipment against mechanical impact under normal service conditions	54
11.8	Creepage distances	54
11.8.1	Pollution	54
11.8.2	Corrections	55
11.9	Flammability	55
11.10	Environmental compatibility	55
11.10.1	General	55
11.10.2	Requirements for electromagnetic compatibility (EMC)	56
11.10.3	Requirements for climatic immunity	58
11.10.4	Mechanical requirements	59
11.11	Mechanical stresses on terminals (optional)	59
12	Tests	59
12.1	General	59
12.1.1	Classification of tests	59
12.1.2	List of tests	60
12.2	Type tests	60
12.2.1	General provisions for type tests	60
12.2.2	Information for identification of specimen	61
12.2.3	Information to be included in type test reports	61
12.2.4	Short time current test	62
12.2.5	Power-frequency voltage withstand tests on primary terminals	62
12.2.6	Temperature-rise test	63
12.2.7	Lightning impulse voltage test on primary terminals	63
12.2.8	Wet test for outdoor type transformers	64
12.2.9	Low-voltage component voltage withstand test	64
12.2.10	Electromagnetic Compatibility (EMC) tests	64
12.2.11	Partial discharge test on primary terminals	65
12.2.12	Verification of markings	66
12.2.13	Verification of the degree of protection by enclosures	66
12.2.14	Functional tests	66
12.2.15	Climatic tests	66
12.2.16	Mechanical tests	67
12.3	Routine tests	67
12.3.1	General	67
12.3.2	Power-frequency voltage withstand test for primary terminals	67
12.3.3	Power-frequency voltage withstand test for low-voltage components	67

12.3.4	Partial discharge test on primary terminals	67
12.3.5	Functional tests	67
12.3.6	Verification of markings	67
12.4	Special tests	67
12.4.1	General	67
12.4.2	Chopped impulse voltage withstand test on primary terminals	67
12.4.3	Fire hazard test	68
12.4.4	Ageing test	68
12.4.5	Mechanical stresses on terminals test	68
Annex A (informative)	Example of guide for the selection of equipment according to use – information to be provided with inquiries, tenders, and orders	69
Annex B (informative)	Examples of possible FPI/DSU architectures	70
Annex C (informative)	Examples of FPI/DSU regarding communication capabilities	75
Bibliography		83
Figure 1	General architecture of an FPI	10
Figure 2	Possible architecture of a typical FPI	22
Figure 3	Possible detailed architecture of a DSU in a wide extended configuration	23
Figure 4	Example of possible coexistence of different performance level FPIs/DSUs on the same MV feeder	28
Figure 5	Example of possible ports to consider concerning insulation requirements for LV components	47
Figure 6	Altitude correction factor for the temperature rise	51
Figure B.1	Example of a F5NC(or C) – T2 – P3 – 3 class FPI for underground cable application	70
Figure B.2	Example of a F3NC(or C) – T1 – P2 – max 2 class FPI for underground cable application	71
Figure B.3	Example of an F6NC – T4 – P3 – 4 class DSU for underground cable application	72
Figure B.4	Example of an F6NC – T4 – P3 – 4 class DSU for underground cable application	73
Figure B.5	Example of a F5C(or NC) – T2 – P4 – 3 class FPI for underground cable application	74
Figure C.1	Example of an F1 (F2/F3) C (NC) – T2 – P2 – 1 (2) class FPI for outdoor installation on overhead conductors	75
Figure C.2	Examples of an F4 (F5/F6) C (NC) – T2 – P3 (P4) – 3 (4) class DSU for underground cable application	77
Figure C.3	Examples of an F4 (F5/F6) C (NC) – T2 – P3 (P4) – 4 class DSU for underground cable application	79
Figure C.4	Examples of a F4 (F5/F6) C (NC) – T3 (T4) – P3 (P4) – 3(4) class DSU for underground cable application	82
Table 1	FPI/DSU classification principles through classes to be used for data model and profile definitions and testing	33
Table 2	FPI fault detection capability classes to be used for data model and profile definition and testing	34
Table 3	Communication capability to be used for data model and profile definition and testing	35
Table 4	Power supply class	35

Table 5 – Additional optional feature classes (not strictly related to pure fault detection)	35
Table 6 – FPIs usage classes: fault detection capabilities and communication capabilities	37
Table 7 – FPI/DSU minimum and maximum temperatures	41
Table 8 – Standard values of rated voltage factor (k_U)	44
Table 9 – Rated insulation levels	45
Table 10 – Partial discharge test voltages and permissible levels	46
Table 11 – Rated values of auxiliary supply voltage – d.c. voltage	48
Table 12 – Rated values of auxiliary supply voltage – a.c. voltage	49
Table 13 – Limits of temperature rise for various parts, materials and dielectrics of sensors	50
Table 14 – Unified specific creepage distance (USCD)	55
Table 15 – Fire hazard of electrotechnical products	55
Table 16 – Electromagnetic immunity requirements	56
Table 17 – Climatic immunity requirements	58
Table 18 – Mechanical immunity requirements	59
Table 19 – List of tests	60
Table 20 – EMC test	64
Table 21 – Climatic tests	66
Table 22 – Mechanical tests	67

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62689-1:2016

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**CURRENT AND VOLTAGE SENSORS OR DETECTORS,
TO BE USED FOR FAULT PASSAGE INDICATION PURPOSES –****Part 1: General principles and requirements**

FOREWORD

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

International Standard IEC 62689-1 has been prepared by IEC technical committee 38: Instrument transformers.

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

FDIS	Report on voting
38/503/FDIS	38/510/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 publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all the parts in the IEC 62689 series, under the general title *Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability 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.

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 62689-1:2016

INTRODUCTION

0.1 General

The IEC 62689 series is a product family standard for current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes by suitable devices or functions, indicated as fault passage indicator (FPI) or distribution substation unit (DSU), depending on their performances.

Different names are used to indicate FPIs depending on the region of the world and on their functionalities concerning capability to detect different kinds of faults, for instance:

- fault detector;
- smart sensor;
- faulted circuit indicator (FCI);
- short circuit indicator (SCI);
- earth fault indicator (EFI);
- test point mounted FCI.
- combination of the above.

Simpler versions, using only local information/signals and/or local communication, are called FPI, while very evolved versions are called DSU. The latter are explicitly designed for smart grids and based on IEC 60870-5 and IEC 61850 communication protocols. Compared to instrument transformers, digital communication technology is subject to on-going changes which are expected to continue in the future.

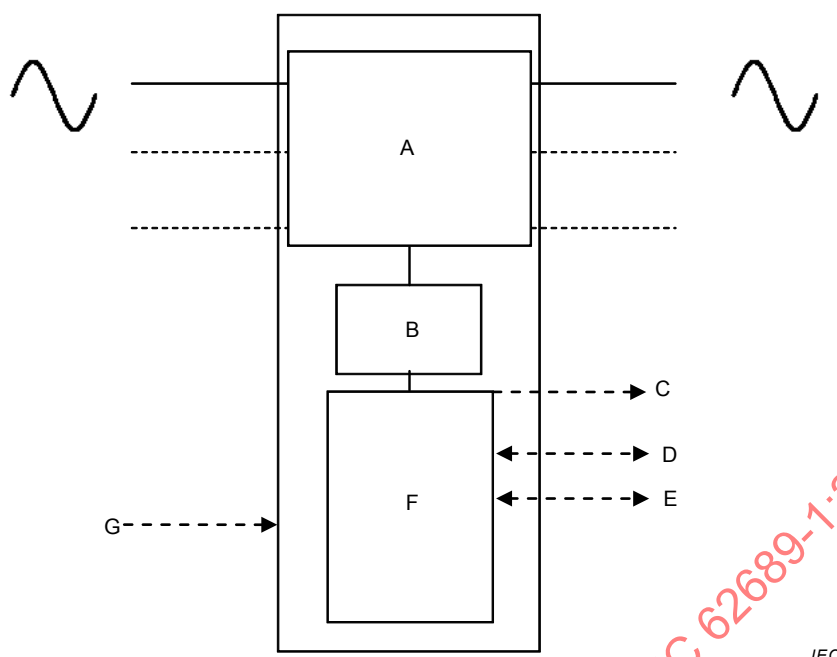
Profound experience with deep integration between electronics and instrument transformers has yet to be gathered on a broader basis, as this type of equipment is not yet widespread in the industry.

DSUs, besides FPI basic functions, may also optionally integrate additional auxiliary functions such as:

- voltage presence/absence detection for medium voltage (MV) network automation, with and without distributed energy resources presence (not for fault confirmation, which can be a basic FPI function depending on the adopted fault detection method, neither for safety-related aspects, which are covered by IEC 61243-5);
- measuring of voltage, current, and active and reactive power, etc., for various applications, such as MV network automation, monitoring of power flows, etc.;
- smart grid management (such as voltage control and unwanted island operation) by means of a proper interface with local distributed generators (DER);
- local output of collected information by means of suitable interfaces;
- remote transmission of collected information;
- others.

A general FPI scheme is outlined in Figure 1.

A DSU may have a much more complex scheme.



IEC

Key

A: Current (and, if necessary, voltage) sensors. 1 or 3 phases may be monitored.

B: Transmission of signals between sensors and electronics.

C: Local indications (lamps, LEDs, flags, etc.).

D: Analogue, digital and/or communication inputs/outputs for remote communication/commands (hard wired and/or wireless).

E: Connections to field apparatus.

F: Signal conditioning, processing and indicating unit (CPIU).

G: Power supply.

Current sensor(s) may detect fault current passages without any need of galvanic connection to the phase(s) (for instance in case of cable type current sensors or of magnetic field sensor).

Not all the above listed parts or functions are necessarily included in the FPI, depending on its complexity and on its technology. However, at least 1 one of C or D functions shall be present.

Figure 1 – General architecture of an FPI

0.2 Position of this standard in relation to the IEC 61850 series

IEC 61850 is the series of International Standards intended to be used for communication and systems to support power utility automation.

The IEC 62689 series will also introduce a dedicated namespace to support integration of FPIs/DSUs into power utility automation.

In addition, it defines proper data models and different profiles of communication interfaces to support the different use cases of these FPIs/DSUs.

Some of these use cases rely on the concept of extended substation, which is intended as the communication among intelligent electronic devices (IED) through IEC 61850 located both along MV feeders and in the main substation, for the most sophisticated FPI versions (for smart grid applications, for instance, usually DSUs). Such a profile may not be limited to FPI/DSU devices, but may embrace features needed to support extensions of these substations along the MV feeders connected to the main substation themselves.

CURRENT AND VOLTAGE SENSORS OR DETECTORS, TO BE USED FOR FAULT PASSAGE INDICATION PURPOSES –

Part 1: General principles and requirements

1 Scope

This part of IEC 62689 defines the minimum requirements (therefore performances) and consequent classification and tests (with the exception of functional and communication ones) for fault passage indicators (FPIs) and distribution substation units (DSUs) (including their current and/or voltage sensors), which are, respectively, a device or a device/combination of devices and/or functions able to detect faults and provide indications about their localization.

By localization of the fault is meant the fault position with respect to the FPI/DSU installation point on the network (upstream or downstream from the FPI/DSU's location) or the direction of the fault current flowing through the FPI/DSU itself. The fault localization may be obtained

- directly from the FPI/DSU, or
- from a central system using information from more FPIs or DSUs,

considering the features and the operating conditions of the electric system where the FPIs/DSUs are installed.

In this part of IEC 62689, the FPI/DSU classification is specified in detail, in accordance with the first “core” classification defined in IEC 62689-2, which is explicitly focused on the description of electric phenomena and electric system response during faults, considering the most widely diffused distribution system architecture and fault typologies.

Thus, IEC 62689-2 is mainly focused on helping users in the correct choice of FPIs/DSUs, whereas IEC 62689-1, IEC 62689-3 and IEC 62689-4 are mainly focused on FPI/DSU requirements, communication and testing procedures, respectively.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60028, *International standard of resistance for copper*

IEC 60038, *IEC standard voltages*

IEC 60060-1, *High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements*

IEC 60068-2-1, *Environmental testing – Part 2-1: Tests – Test A: Cold*

IEC 60068-2-14, *Environmental testing – Part 2-14: Tests – Test N: Change of temperature*

IEC 60068-2-2, *Environmental testing – Part 2-2: Tests – Test B: Dry heat*

IEC 60068-2-6, *Environmental testing – Part 2-6: Tests – Test Fc: Vibration (sinusoidal)*

IEC 60068-2-30, *Environmental testing – Part 2-30: Tests – Test Db: Damp heat, cyclic (12 h + 12 h cycle)*

IEC 60068-2-78, *Environmental testing – Part 2-78: Tests – Test Cab: Damp heat, steady state*

IEC 60071-1, *Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules*

IEC 60085, *Electrical insulation – Thermal evaluation and designation*

IEC 60121, *Recommendation for commercial annealed aluminum electrical conductor wire*

IEC 60270, *High-voltage test techniques – Partial discharge measurements*

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

IEC 60455 (all parts), *Resin based reactive compounds used for electrical insulation*

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

IEC 60695-1-30, *Fire hazard testing – Part 1-30: Guidance for assessing the fire hazard of electrotechnical products – Preselection testing process – General guidelines*

IEC 60695-7-1, *Fire hazard testing – Part 7-1: Toxicity of fire effluent – General guidance*

IEC TS 60815 (all parts), *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions*

IEC TS 60815-1, *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles*

IEC TS 60815-2, *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems*

IEC TS 60815-3, *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 3: Polymer insulators for a.c. systems*

IEC 60870-5-101, *Telecontrol equipment and systems – Part 5-101: Transmission protocols – Companion standard for basic telecontrol tasks*

IEC 60870-5-104, *Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols, Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*

IEC 61000-4-10, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-10: Testing and measurement techniques – Damped oscillatory magnetic field immunity test*

IEC 61000-4-11, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-11: Testing and measurement techniques – Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests*

IEC 61000-4-12, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-12: Testing and measurement techniques – Ring wave immunity test*

IEC 61000-4-16, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-16: Testing and measurement techniques – Test for immunity to conducted, common mode disturbances in the frequency range 0 Hz to 150 kHz*

IEC 61000-4-18, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-18: Testing and measurement techniques – Damped oscillatory wave immunity test*

IEC 61000-4-2, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-2: Testing and measurement techniques – Electrostatic discharge immunity test*

IEC 61000-4-3, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-3: Testing and measurement techniques – Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test*

IEC 61000-4-4, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-4: Testing and measurement techniques – Electrical fast transient/burst immunity test*

IEC 61000-4-5, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-5: Testing and measurement techniques – Surge immunity test*

IEC 61000-4-6, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-6: Testing and measurement techniques – Immunity to conducted disturbances induced by radio-frequency fields*

IEC 61000-4-8, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-8: Testing and measurement techniques – Power frequency magnetic field immunity test*

IEC 61000-4-9, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-9: Testing and measurement techniques – Pulse magnetic field immunity test*

IEC 61000-6-2:2005, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-2: Generic standards – Immunity for industrial environments*

IEC 61850-7-2, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI)*

IEC 60255-27:2013, *Measuring relays and protection equipment – Part 27: Product safety requirements*

IEC 61000-4-13, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-13: Testing and measurement techniques – Harmonics and interharmonics including mains signalling at a.c. power port, low frequency immunity tests*

IEC 61000-4-29, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-29: Testing and measurement techniques – Voltage dips, short interruptions and voltage variations on d.c. input power port immunity tests*

3 Terms, definitions, abbreviations and symbols

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

3.1 General terms and definitions

3.1.1

fault passage indicator

FPI

device able to detect faults providing indications about their localization (upstream or downstream from the FPI's location) and/or about the direction of fault current (usually referred as the direction of load current, i.e. from the HV/MV transformer towards end of MV feeders in a radial operated network)

Note 1 to entry: Different names are used to indicate FPIs depending on the region of the world and on their functionalities concerning capability to detect different kinds of faults:

- fault detector;
- smart sensor;
- faulted circuit indicator (FCI);
- short circuit indicator (SCI);
- earth fault indicator (EFI);
- test point mounted FCI.
- combination of the above.

In this standard, the FPI definition includes all the above listed terms with their relevant performances.

Note 2 to entry: This note applies to the French language only.

3.1.2

accuracy class

<FPI or DSU> category of measuring instruments, all of which are intended to comply with a set of specifications regarding uncertainty

Note 1 to entry: The accuracy class of an FPI or DSU is defined as the overall system accuracy, i.e. with reference to the global chain (input to output): accuracies of sensors, of transmission of signals and of CPU including variations due to influence quantities. See overall system accuracy as defined in IEC 60255-1:2009, Annex B, B.1 to B.4.

[SOURCE: IEC 60050-311:2001, 311-06-09, modified – Note 1 to entry has been added.]

3.1.3

substation

part of a power system, concentrated in a given place, including mainly the terminations of transmission or distribution lines switchgear and housing and which may also include transformers. It generally includes facilities necessary for system security and control (e.g. the protective devices)

Note 1 to entry: According to the nature of the system within which the substation is included, a prefix may qualify it. Examples: transmission substation (of a transmission system), distribution substation, 400 kV substation, 20 kV substation.

Note 2 to entry: In its complete configuration, a medium voltage/low voltage substation (distribution substation) may include:

- protection relays both for MV and LV feeders;
- a medium voltage/low voltage (MV/LV) transformer with its own specific protections;
- FPIs, with their relative current and/or voltage sensors;
- communication apparatus, such as modems, routers, others, for remote operation of Switches and/or Circuit Breakers and alarms;
- local automatons for MV network automation, embedded in proper intelligent electronic devices operating using FPI indications or in DSUs.

[SOURCE: IEC 60050-605:1983, 605-01-01, modified – Note 2 to entry has been added.]

3.1.4

distribution substation unit

DSU

device (or a combination of devices and/or functions) able to perform, in addition to specific FPI functionalities, additional features, not strictly related to fault detection (for instance remote communication/commands, switch control or breaker control, network automation, distributed energy resources monitoring and control, etc)

Note 1 to entry: A DSU may consist of a single physical device including the functions of more FPIs or of an electronic unit connected to one or more physical FPIs supplying signals.

3.1.5

intelligent electronic device

IED

any device incorporating one or more processors with the capability of receiving or sending data/control from or to an external source (for example, electronic multifunction meters, digital relays, controllers)

Note 1 to entry: The definition of IED also includes devices like remote terminal units, usually denominated as RTUs.

Note 2 to entry: This note applies to the French language only.

[SOURCE: IEC TR 61850-1:2013, 3.1.6, modified – Notes 1 and 2 to entry have been added.]

3.1.6

conditioning, processing and indicating unit

CPIU

part of the FPI/DSU in charge of transforming voltage and/or sensor signals into indications concerning faults, without or with digital treatment of sensor signals

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.1.7

sensor

functional unit that senses the effect of a measured variable (quantity) at its input and places a corresponding measurement signal at its output

Note 1 to entry: With reference to this standard, sensors may be both current and voltage sensors, according to relevant existing standards (e.g. ferromagnetic sensors, current and/or voltage transformers according to, for instance, IEC 61869-2, IEC 61869-3, IEC 61869-4 or electronic current and/or voltage sensors, according to IEC 60044-7 and/or IEC 60044-8, etc.), as well as other devices, not yet described in existing standards, anyway able to measure voltage and/or current and supply these measurements to the FPI's electronics for signal conditioning and indication about the passage of a fault. In both cases the overall accuracy, sensitivity and reliability of the FPI shall be declared, as for the result of tests on the whole unit (FPI or DSU with their sensors, tested input to output). The adoption of other physical principles, such as mechanical indication (rotor) or fluid with colour change principle for fault detection, also exists.

Note 2 to entry: Sensors may be either separate current sensors and voltage sensors or integrated voltage and current sensors. Additionally, they may be stand alone devices and/or sensors included in cable terminations, cable joints, switchboards post insulators, etc.).

[SOURCE: IEC 60050-351:2013, 351-56-26, modified – The term “sensing element” has been replaced here by “sensor”. In the definition, “measurand” has been replaced by “measured variable (quantity)”. The existing examples and note have been deleted and Note 1 and Note 2 to entry have been added.]

3.1.8

cable type current sensor

current sensor without primary conductor and primary insulation of its own, which can be mounted over an insulated cable

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-02-04, modified – In the term and definition, “transformer” has been replaced with “sensor”.]

3.1.9

residual current sensor

single, or group of three, current sensor(s) so connected as to transform only the residual current

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-02-21, modified – In the term and definition, "transformer" has been replaced with "sensor".]

3.1.10

distributed energy resources

DER

power generation plants generally connected to medium voltage (generally in the range 10 MW maximum down to 0,1 MW) and low voltage (generally below 0,1 MW) distribution networks

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.1.11

smart grid

intelligent grid

electric power system that utilizes information exchange and control technologies, distributed computing and associated sensors and actuators, for purposes such as:

- to integrate the behaviour and actions of the network users and other stakeholders,
- to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies

Note 1 to entry: At the moment, the concept of smart grids is not exactly defined; therefore, in this standard we limit this to distribution grids with "presence of large amount of DER".

[SOURCE: IEC 60050-617:2009, 617-04-13, modified – Note 1 to entry has been added.]

3.1.12

upstream fault

fault located between the high voltage/medium voltage (HV/MV) transformer and the FPI's location or on different MV feeders supplied from the same HV/MV transformer in a radial operated network

Note 1 to entry: The fault direction is designated by either downstream or upstream. In distribution networks, even though now widely used to connect DER, the present definition is to be intended as the HV/MV transformer being "upstream" of the distribution network/feeder.

3.1.13

downstream fault

fault located in the opposite direction of the HV/MV transformer with respect to the FPI's location in a radial operated network

Note 1 to entry: The fault direction is designated by either downstream or upstream. In distribution networks, even though now widely used to connect DER, the present definition is to be intended as the HV/MV transformer being "upstream" of the distribution network/feeder.

3.1.14

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.

Note 2 to entry: Fault currents are dependent on the MV neutral status and on the fault resistance.

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-04-14, modified – Note 2 to entry has been added.]

3.1.15**intermittent fault**

transient fault which recurs repeatedly in the same place due to the same cause

Note 1 to entry: This kind of fault may be an appreciable percentage of earth faults.

[SOURCE: IEC 60050-604:1998, 604-02-14, modified – Note 1 to entry has been added.]

3.1.16**multiple faults****cross-country fault**

insulation faults to earth, occurring simultaneously at more than two different locations in one or several circuits originating from a common source

Note 1 to entry: It is a double single phase to earth fault, involving two different phases of two different feeders. Fault currents are nearly independent from MV neutral status, and are limited mainly by the fault resistances and by the longitudinal impedances of the fault path.

Note 2 to entry: Neutral status may affect the percentage of these faults (unlikely to verify on solid earthed systems as phase to earth voltage is not increased in case of an earth fault).

[SOURCE: IEC 60050-604:1987, 604-02-23, modified – Notes 1 and 2 to entry have been added.]

3.1.17**three-phase fault****symmetrical fault**

fault affecting the insulation of all the three phase conductors between one another and usually to earth

Note 1 to entry: These faults usually have high fault currents nearly independent from MV neutral status.

[SOURCE: IEC 60050-604:1987, 604-02-24, modified – In the definition, “an insulation fault at one point of a circuit,” has been replaced by “fault”. Note 1 to entry has been added.]

3.1.18**phase-to-phase fault****line-to-line fault (US)**

insulation fault between two-phase conductors only, and clear of earth

Note 1 to entry: These faults usually have high fault currents nearly independent from MV neutral status.

[SOURCE: IEC 60050-604:1987, 604-02-20, modified – Note 1 to entry has been added.]

3.1.19**overcurrent**

current exceeding the rated current

Note 1 to entry: In this standard, if no explicit distinction is made, overcurrent means any current exceeding the rated one consequent to a three-phase fault, a phase-to-phase fault, a cross-country fault. Earth faults, except for those in solidly earthed systems, are not included in the term overcurrent. Currents exceeding the rated one, but not consequent to faults, may be included.

[SOURCE: IEC 60050-442:1998, 442-01-20, modified. Note 1 to entry has been added.]

3.1.20**indoor, adj**

intended for operation under normal ambient conditions in a building

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-06]

3.1.21

outdoor, adj

capable of operating under specific range of outdoor conditions

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-05]

3.1.22

barrier

transformer the output variable of which is equal to the input variable during trouble-free operation and which limits certain variable quantities to permissible values in the event of a malfunction

Note 1 to entry: This entry was numbered 351-32-44 in IEC 60050-351:2006.

Note 2 to entry: This device is also known as insulation transformer

[SOURCE: IEC 60050-351:2013, 351-56-31, modified – Note 2 to entry has been added.]

3.1.23

electrostatic discharge

ESD

transfer of electric charge between bodies of different electric potential in proximity or through direct contact

Note 1 to entry: Literature and teaching generally refer to transfers of charge, although strictly speaking charge carriers (IEC 60050-113:2011, 113-06-25) are transferred. Current sensor(s) may detect fault current passages without any need of galvanic connection to the phase(s) (for instance in case of cable type current sensors or of magnetic field sensor).

3.2 Terms and definitions related to neutral point treatment

3.2.1

neutral point

common point of a star-connected polyphase system or earthed mid-point of a single-phase system

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-02-05]

3.2.2

isolated neutral system

system where the neutral point is not intentionally connected to earth, except for high impedance connections for protection or measurement purposes

Note 1 to entry: In general, it is a system in which transformer neutrals are not connected to earth, except for high-impedance connections for signalling, measuring, or protection purposes. In this type of system, an earth fault produces a current depending on the phase to earth capacitance of the fault-free phases. Currents are small on totally overhead networks. However, currents can be high in case of networks with large cable extensions.

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-02-24, modified – Note 1 to entry has been added.]

3.2.3

resonant earthed (neutral) system

arc-suppression-coil-earth (neutral) system

system in which one or more neutral points are connected to earth through reactances which approximately compensate the capacitive component of a single-phase to-earth fault current

Note 1 to entry: The combined inductance of all arc suppression coils is usually tuned to the earth capacitance of the system for the operating frequency or at a value slightly different. In case of faults on the MV network (with variation of capacitive current) it is possible to have a mismatch, which can be temporary (some seconds) in case of automatic unbalance coils, longer in case of manually adjustable coils. It is possible to have a high-value resistor in parallel to the coil, temporarily or permanently connected to allow fault detection and/or fault clearing (in addition it can also dump the resonant system). The magnitude of the fault current would have near zero value when an earth

fault occurs at any location of the same substation busbar network if no earthing resistor is adopted, a value nearly corresponding to the active current through the earthing resistor, if this solution is adopted.

When arc faults are not self-extinguishing, two different operation methods are used:

- 1) automatic fault clearing through disconnection of the entire faulty feeder (tripping of MV feeder protection devices) or only of the faulted section (by means of protection devices or FPIs) with proper timing according to relevant standards;
- 2) continuous operation during fault localization process (manual, by means of protection devices, and/or FPIs).

In order to facilitate fault localization and operation there are various supporting procedures:

- short-term earthing of neutral point for detection;
- short-term earthing of neutral point for tripping;
- permanent earthing of neutral point for tripping and/or detection;
- operation measures, such as disconnection of coupled busbars or feeder disconnection;
- phase earthing.

Permanent and short-term earthings are usually realized through a proper earthing resistor, assuring a proper value current in the fault and along the fault current path, able to be detected from protections and/or FPIs.

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-02-27, modified – Note 1 to entry has been added.]

3.2.4

solidly earthed neutral system

system whose neutral point(s) is (are) earthed directly

Note 1 to entry: The neutral conductor can be distributed or not distributed.

Note 2 to entry: The magnitude of the fault current would have high value (high overcurrents) when an earth fault occurs at any location of the same substation busbars network.

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-02-25, modified – Notes 1 and 2 to entry have been added.]

3.2.5

impedance earthed neutral system

system whose neutral point(s) is (are) earthed through impedances to limit earth fault currents

Note 1 to entry: This category also includes "systems with earthing resistor", i.e. systems in which the transformer neutral point is intentionally connected to the Earth through a resistor. In this type of system, the resistor value determines the maximum neutral current value, which, vector summed to the capacitive current of the network, determines the maximum value of the earth fault current (generally several hundred amperes).

[SOURCE: IEC 60050-601:1998, 601-02-26, modified – Note 1 to entry has been added.]

3.3 Terms and definitions related to dielectrics ratings

3.3.1

rated primary voltage

U_{pr}
<voltage sensor> r.m.s. value of the primary voltage which appears in the designation of a voltage sensor and on which its performance is based

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-01-12, modified – In the definition, "transformer" has been replaced by "voltage sensor"; "r.m.s." has been added.]

3.3.2

rated voltage factor

multiplying factor to be applied to the rated primary voltage to determine the maximum voltage at which a voltage sensor must comply with the relevant thermal requirements for a specified time and with the relevant accuracy requirements

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-03-12, modified – In the definition, “transformer” has been replaced by “voltage sensor”.]

3.3.3

highest voltage of a system

U_{sys}

highest value of the operating phase-to-phase voltage (r.m.s. value) which occurs under normal operating conditions at any time and at any point in the system

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-01-23, modified – The Note has been deleted and “phase-to-phase” and “(r.m.s. value)” have been added.]

3.3.4

highest voltage for equipment

U_{m}

highest r.m.s. value of phase-to-phase voltage for which the equipment is designed in respect of its insulation as well as other characteristics which relate to this voltage in the relevant equipment standards

[SOURCE: IEC 60050-604:1987, 604-03-01]

3.3.5

primary voltage terminals

terminals by means of which the primary voltage is supplied to the voltage sensor(s)

Note 1 to entry: In an FPI/DSU using voltage signals, whatever is the purpose, these terminals are always present.

Note 2 to entry: From a functional point of view, FPIs/DSUs are always considered as a unique system including sensors.

3.3.6

rated insulation level

test voltages, under specified conditions, that the insulation is designed to withstand

Note 1 to entry: These test voltages can be for instance:

- rated lightning impulse and short duration power frequency withstand voltages.
- rated lightning and switching impulse withstand voltages (phase to earth).

[SOURCE: IEC 60050-421:1987, 421-09-02]

3.3.7

secondary voltage terminals

output terminals of the primary voltage sensors

Note 1 to entry: In an FPI/DSU using voltage signals, whatever is the purpose, these terminals may be accessible, embedded, or even virtual.

3.3.8

secondary current terminals

output terminals of the primary current sensors

Note 1 to entry: In an FPI/DSU, whatever is the purpose, these terminals may be accessible, embedded, or even virtual.

3.4 Terms and definitions related to current ratings

3.4.1

rated primary current

I_{pr}
<current sensor> value of the primary current which appears in the designation of an FPI and on which its performance is based

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-01-11, modified – In the definition, "a current transformer" has been replaced with "an FPI".]

3.4.2

rated short time thermal current

I_{th}
maximum value of the primary current which an FPI will withstand for a specified short time without suffering harmful effects

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-02-22, modified, In the definition, "transformer" has been replaced with "FPI"; ", the secondary winding being short-circuited" has been deleted.]

3.4.3

rated dynamic current

I_{dyn}
maximum peak value of the primary current which an FPI will withstand without being damaged electrically or mechanically by the resulting electromagnetic forces

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-02-24, modified, In the definition, "transformer" has been replaced with "FPI"; ", the secondary winding being short-circuited" has been deleted.]

3.5 Terms and definitions related to other ratings

3.5.1

rated frequency

f_R
frequency at which the voltage/current sensors are designed to operate

[SOURCE: IEC 60050-421:1990, 421-04-03, modified – In the definition, "transformer or reactor" has been replaced with "voltage/current sensors".]

3.5.2

rated frequency range

range of frequency for which the rated accuracy class is applicable

3.5.3

rated supply voltage of auxiliary and control circuits

U_{ar}
auxiliary power supply voltage value on which the requirements of a specification are based

3.6 Abbreviations and symbols

For the purposes of this document, the following abbreviations and symbols apply.

Abbreviation or symbol	Phrase
CPIU	conditioning, processing and indicating unit
DER	distributed energy resources
DSU	distribution substation unit
FPI	fault passage indicator

Abbreviation or symbol	Phrase
f_R	rated frequency
HV/MV	high voltage/medium voltage
MV/LV	medium voltage/low voltage
I_{dyn}	rated dynamic current
IED	intelligent electronic device
I_{Pr}	rated primary current
I_{th}	rated short time thermal current
U_{pr}	rated primary voltage
U_{ar}	rated supply voltage of auxiliary and control circuits
U_m	highest voltage for equipment
U_{sys}	highest voltage of a system
ESD	electrostatic discharge
SPS	site pollution severity
USCD	unified specific creepage distance
VVC	voltage var control
SCADA	supervisory control and data acquisition
CPIU	conditioning, processing and indicating unit
FDIR	fault detection isolation and restoration
FLISR	fault location isolation and service restoration

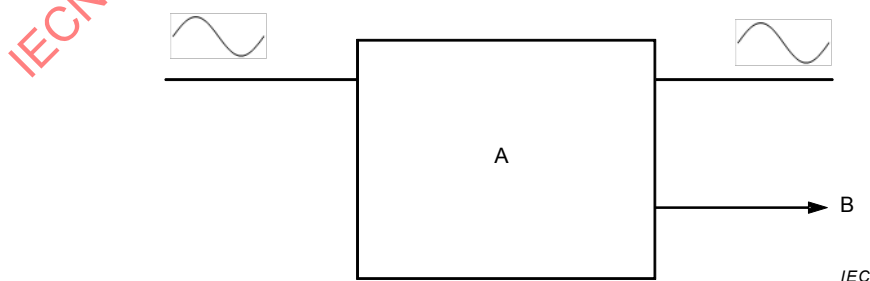
4 Choice of FPI requirements according to network and fault type

The description of indications for a proper choice of FPI/DSU and its requirements concerning fault detection is present in IEC 62689-2.

5 Overview of applications

5.1 General description

The typical FPI configuration is shown in Figure 2 (the device is strictly focused on fault detection, with possibility of a few additional functions), while a DSU in a wide extended configuration is described in Figure 3 (the device includes also the possibility of monitoring more than a single feeder and/or many additional features, even not strictly related to specific FPI functionalities).



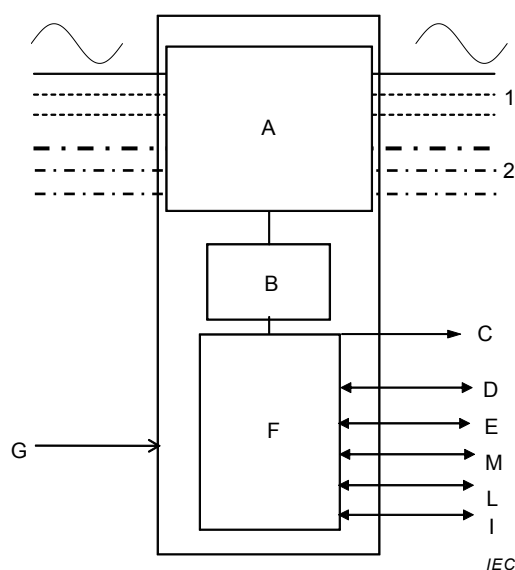
Key

- A: Current sensors: they shall be always considered as part of the FPI from a functional point of view. They may be compliant to specific standards (for instance IEC 61869-2, IEC 60044-8, etc) or not compliant to any specific standards (e.g. innovative sensors or technology). One or three phases may be monitored.

Current sensor(s) may detect fault current passages without any need of galvanic connection to the phase(s) (for instance in case of cable type current sensors or of magnetic field sensor).

- B: Local indication (lamps, LED, flags, output relays, etc).

Figure 2 – Possible architecture of a typical FPI



Key

- 1: feeder 1
2: feeders 2, 3, ..., n

- A: Current sensors (and voltage sensors, optional, depending on fault detection principles and on additional functions). 1 or 3 phases may be monitored, as well as more than one feeder. Sensors, which shall be always considered as part of the DSU from a functional point of view, may be compliant to specific standards (for instance IEC 61869-2, IEC 61869-3, IEC 61869-4, IEC 60044-7, IEC 60044-8, etc) or not compliant to any specific standards (e.g. innovative sensors or technology).
- B: Transmission of signals between sensors and electronics. Up to manufacturer.
- C: Local indication (lamps, LED, flags, output relays, etc). These indications are mandatory for stand alone applications (FPIs non inserted in a network control system), optional in case of FPIs inserted in a network automation system and/or for smart grid application.
- D: Remote indication communications and/or commands (bi-directional communication, directly or through other apparatus), optional for standard applications, mandatory for network automation system and/or for smart grid application. These signals/commands may be transmitted/received both through analogue, digital and/or communication inputs/outputs for remote communication/commands (hard wired and/or wireless).
- E: Possible connections to field apparatus (hard wired).
- F: CPU.
- G: Power supply:
- self-supply from the current signal;
 - power supply from a non rechargeable battery;
 - power supply from a.c. mains (a suitable backup is recommended);
 - power supply from a d.c. supply.

Recommend supply from suitable energy station (rechargeable battery or power d.c. supply) in case of network automation/smart grid applications.

- I: (Ethernet) Interface (copper or optical fibre) to router for communication through IEC 61850 protocol to SCADA or other FPI (IEDs) outside the distribution station; physical interface.
- L: (Ethernet) Interface (copper or optical fibre) to router for communication through IEC 61850 protocol to apparatus inside prosumer's plant (inverters, generators control systems, etc.); physical interface.
- M: (Ethernet) Interface (copper or optical fibre) to router for communication through IEC 61850 protocol to other FPI (IEDs) in the same distribution station; physical interface.

I, L and M may also be different data flows using a single physical interface.

Current sensor(s) may detect fault current passages without any need of galvanic connection to the phase(s) (for instance in case of cable type current sensors or of magnetic field sensor).

If IEC 61850 communication is present, D could be removed, unless compatibility with older solutions is necessary

Figure 3 – Possible detailed architecture of a DSU in a wide extended configuration

Other possible examples of FPI/DSU architectures are given in Figure B.1, Figure B.3 and Figure B.5.

5.2 Application with regard to installation type

5.2.1 Overhead line applications

5.2.1.1 General

These FPIs/DSUs are for outdoor installation. They provide information concerning the fault passage (local and/or remote, through lights, flags, contacts, etc.) to allow easier fault location by operators (in field or in the network control room). For network automation, they shall be able to deliver suitable signals (digital and/or analogue) and commands to appropriate devices (from a simple relay or combination of relays up to IEDs, depending on the fault detection if performed from an FPI or from a DSU), operating in such a way that switch disconnectors and/or circuit breakers are able to allow automatic fault clearing and supply restoration.

5.2.1.2 Clip on line devices

These devices can be installed directly on single feeders (phase conductor). Feeder outage may be required for the installation, depending on how the FPI is realized. If so, this shall be indicated.

5.2.1.3 Pole mounted devices

These devices shall be installed on feeder poles, with no direct contact with live wires. Usually, no feeder outage is required.

5.2.1.4 Portable devices

These devices can be used by personnel to indicate the passage of a fault current during manual fault location procedures. No installation, so no feeder outage, is required.

5.2.2 Underground cable application

These devices are for indoor installation. They can be installed directly on the cable or the switchboard. They can simply provide information concerning the fault passage (local and/or remote, through lights, flags, contacts, etc.) to allow an easier fault location for operators (in field or in the network control room) or for network automation. They shall supply suitable signals and commands to appropriate devices (from a simple relay or combination of relays up to IEDs, depending on the fault detection if performed from an FPI or from a DSU), operating in such a way that switch disconnectors and/or circuit breakers are able to allow automatic fault clearing and supply restoration.

5.3 Application with regard to fault detection capability

5.3.1 Single phase application

For overcurrent detection, usually with non-directional indication.

NOTE In case of single-phase systems, one current sensor and one voltage sensor are enough to detect direction.

5.3.2 Three-phase application

For overcurrent detection, fault indication may be realized with non-directional or directional fault detection. Three-phase application does not necessarily require voltage and/or current sensors for each phase. Two current sensors are enough for non-directional overcurrent detection; in addition, two current sensors and two voltage sensors are enough to detect also directional overcurrent, but the monitoring of the three phases is still recommended.

5.3.3 Residual current application

The residual current measurement is mostly associated with residual voltage measurement for the detection of earth faults, usually with directional indication; this method is usually needed in systems with isolated neutral and resonant earthed, may be adopted in impedance earthed neutral system (systems with earthing resistor), depending on the value of the impedance (resistor).

NOTE Different algorithms may be used to get the location of the fault detecting fault current direction (directional varmetric detection principle, directional transient analysis of first millisecond after the fault, other solutions). It is also possible to modify the fault current during faults operating on the electric system, in such a way as to facilitate detection by the FPI/DSU even without directional fault detection algorithms.

5.3.4 Three-phase and residual current application

For overcurrent and earth fault detection, fault indication may be realized with non-directional and/or directional fault detection. Directional earth fault detection is usually necessary in systems with resonant earthing.

6 Application with regard to network configuration and operation

IEC 62689-2 deals with system aspects and gives indication for the proper choice and/or utilization of FPIs on different networks.

7 FPI's/DSU's main elements

7.1 General

From a functional point of view, FPIs/DSUs shall always be considered as one system including:

- sensors,
- electronics,

and any other component necessary for its functionalities.

7.2 Current and voltage sensors

7.2.1 General

Only current sensors are required for fault passage detection in non-directional FPIs. Current sensor(s) may detect fault current passages without any need of galvanic connection to the phase(s) (for instance in case of cable type current sensors or of magnetic field sensor).

Current and voltage sensors are generally required (not mandatory) for fault passage detection in directional FPIs/DSUs.

Voltage sensors can be used for fault current direction detection (in case of overcurrents, obtained with the comparison between phase current and phase voltage; in case of phase to earth faults, obtained with the comparison between residual current and residual voltage).

Voltage sensors can also be used for fault validation. This means that FPIs/DSUs detect a "potential" fault downstream whose presence is confirmed from voltage absence within a suitable time window after the detection, caused by an upstream protection relay tripping. For this application it is not necessary to derive residual voltage from voltage sensors. This voltage absence detection has nothing to do with any safety issue.

Voltage sensors can be used to distinguish self-extinguish faults from faults cleared through a circuit breaker reclosing operation (causing a transient, short or long interruption). For this application it is not necessary to derive residual voltage from voltage sensors.

Finally, both voltage and current sensors are also needed (or may be needed) for FPI/DSU additional auxiliary functions, i.e. active/reactive power measurements, power quality evaluation, voltage presence/absence.

7.2.2 Accuracy for current (and voltage) sensors

Accuracies concerning fault detection and/or possible additional optional functions, such as current and voltage measurements, power flows, etc., are defined on the entire FPI/DSU (input to output, including sensors, both current and voltage, if present).

Therefore, to obtain the required overall accuracy, FPI/DSU may use electronics for conditioning of current and/or voltage sensor signals (for instance for compensation of module and phase error for each sensor, in one or more working points, depending on whether they are linear or not), either functionally integrated in the sensors or functionally and physically separated from the sensors (in the CPIU).

7.3 Transmission of signals between sensors and CPIU

Requirements are dependent upon the technical solution adopted.

7.4 Conditioning, processing and indicating unit (CPIU)

The CPIU provides signal processing from sensors, derives the location of the fault (downstream or upstream of the FPIs installation point), and provides indications (local and/or remote).

As the accuracies concerning fault detection and other possible additional optional functions are defined on the entire FPI/DSU, the CPIU may provide conditioning of current and/or voltage output signals (for example, through individual sensor output correction in module and phase in such a way as to obtain complete similar sensors, with no composite error in case of calculation of residual current and/or voltage) to achieve the required overall system accuracy class of the whole FPI/DSU. After signal conditioning, the overall accuracy may be much higher than the accuracy obtainable without any conditioning (total composite errors calculated as the vector sum, in module and phase, both of voltage and current sensors and electronics, in the whole current and voltage application field).

More FPI functionalities (supervision of more than a single set of current/voltage sensors), as well as other additional functions not strictly related to fault detection, may be performed from a single CPIU, therefore resulting in a more complex device (DSU, Figure 3, with all or only some of the indicated features), for instance.

The same result may also be obtained using more FPIs in combination with other IEDs (for instance, remote terminal units).

7.5 Human–Machine Interface (HMI)

7.5.1 General

FPIs for local indication of fault detection may have an HMI based only on a lamp or a flag.

If present, HMI for FPIs/DSUs may have different complexity level, ranging from the configuration for all inputs and outputs both locally and/or remotely to the possibility to allow transmission of open/close commands of disconnectors/CB from the control centre, if not performed from other IEDs (for instance RTUs) associated with the FPI/DSU).

An appropriate security access policy shall be defined and implemented.

7.5.2 Local display

If present, the local HMI shall be front-mounted and based on a user-friendly, menu-structured program. It shall be implemented by a permanently installed HMI unit, type-tested together with the FPI.

On the FPI local display essential functions/signals shall be presented, while on the remote display all functions/signals shall be available.

A simple local display using LEDs or flags may be adopted. In this case a simplified HMI may be realized, with simple DIP switches.

7.5.3 Remote display

If present, the remote HMI shall be able to allow all the FPI functions and to show all the signals (input and output) on a user-friendly, menu-structured program. A TCP/IP protocol should be used.

8 FPI/DSU classification and usage classes (data model and profile definition, testing)

8.1 General

FPIs/DSUs may have different levels of integration in the electric grid and/or in its SCADA system. They may also be able to give different sets of information, locally or remotely, related to fault detection.

DSUs, furthermore, may be in charge of performing other functions, besides or complementary or additional to pure fault detection functions.

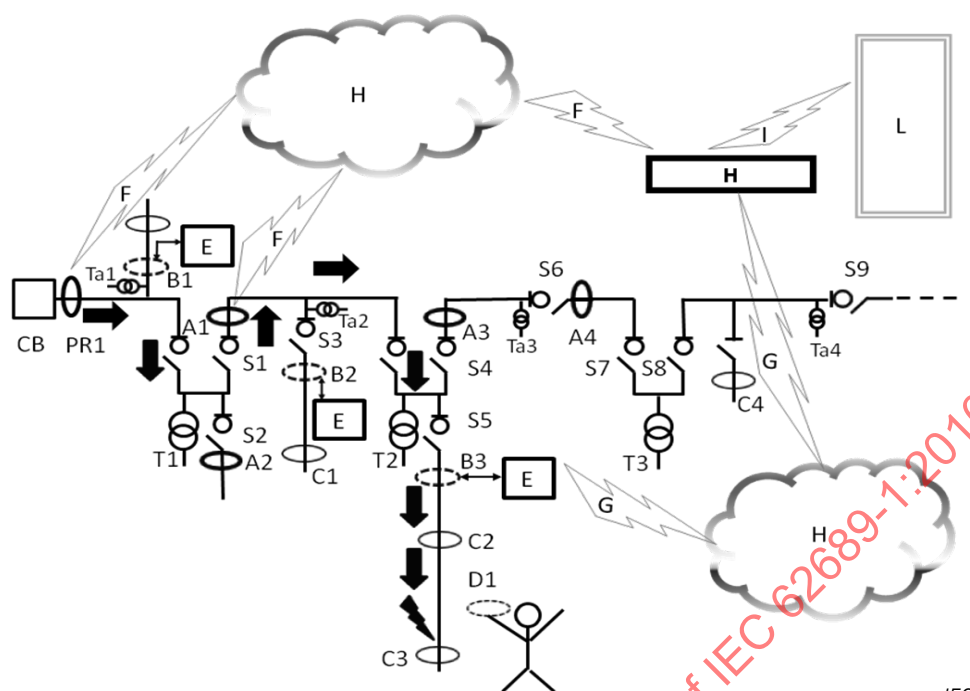
To simplify the data model and relative profile definition, as well as testing, FPIs/DSUs shall be classified into different classes, each one related to integration level in the electric grid, i.e. information which can be supplied (fault detection capability and algorithms), capability to show the information only locally (FPIs) or to transmit it remotely to SCADA (FPIs/DSUs) or also to other DSUs (communication capability), capability to perform other additional functions besides pure fault detection (DSUs), which is also influenced by the features of auxiliary supply.

With the sole exception of auxiliary supply, other FPI/DSU features imply that an FPI/DSU shall be defined through its data model and profile.

Generally speaking, FPIs/DSUs of different configuration and performance may be present on the same network, with different purposes. This is due to the network operators' choices (economical aspects, operation rules, etc.) and to the relatively long life cycle of electric system components which results in the coexistence of devices using different technologies.

The classification below, therefore, is a classification of the FPIs/DSUs according to their performances, not a mandatory rule for installation on the network.

Figure 4 shows an example of possible coexistence of different performance level FPIs/DSUs on the same MV feeder.



Key

CB:	circuit breaker at the beginning of MV feeder
PR1:	MV protection relay 1
A1, A2, A3, A4:	DSUs fully integrated in network operation system (SCADA)
S1, S2, S4, S6:	motor operated switches inserted in MV network automation system operating autonomously on the basis of DSU outputs (fault indications, additional functions, etc.)
T1, T2:	distribution transformers giving also a.c. supply to S1, S2, S4, S5, A1, A2, A3 and B3
B1, B2, B3:	FPIs for remote indication of fault detection (with a.c. supply or battery supply or combinations)
S3, S5:	motor operated switches remotely controlled from SCADA operators on the basis of FPIs/indications
S7, S8:	manual or motor operated switches, not equipped with FPIs/DSUs
S9:	motor operated switches remotely controlled from SCADA operators for reverse supply or operation configuration changes (not FPI/DSU equipped)
Ta1, Ta2, Ta3, Ta4:	medium voltage/low voltage transformers for a.c. supply of S3, S6, S7, B2, A4, B1, B2
C1, C2, C3, C4:	FPIs for local indication of fault detection, fixed installation, battery supply
D1:	FPIs for local indication of fault detection, portable version, battery supply
E:	IED (for instance, remote terminal unit) plus modem
F:	TLC network (private or public with VPN), signals/commands through IP + IEC 61850
G:	TLC network (private or public), signals/commands through IEC 60870-5-104 or IEC 60870-5-101 or other protocols
H:	Micro SCADA in HV/MV substation
I:	IEC 60870-5-104 or IEC 60870-5-101 or other protocols on IP
L:	SCADA

Figure 4 – Example of possible coexistence of different performance level FPIs/DSUs on the same MV feeder

8.2 Integration of FPIs in the electrical grid

8.2.1 FPI for local indication of fault detection

It is used to detect fault current passage. It gives only local indication to personnel in field. It may be installed on live wires, on poles or portable. It cannot be integrated in a centralized monitoring system/SCADA.

8.2.2 FPIs for remote indication of fault detection

When an FPI operates, information regarding fault passage can be displayed locally, via lamps, LEDs, flags, contacts, etc., and also remotely transmitted. Remote transmission of information, not directly managed from the FPI, can be accomplished via wires, optical fibre, GSM/GPRS, wireless and other media using appropriate standard protocols or other protocols agreed between manufacturer and user. Bi-directional communication can be present (for instance, to change the detection direction).

Also connection to possible field apparatus (optional), like modems, remote terminal units, etc., can be present, conventionally wired or with other means.

8.2.3 DSUs fully integrated in network operation system (SCADA)

Information can be displayed locally, as specified in 8.2.1, as well as remotely transmitted to the SCADA system (and/or to a distribution management system).

Remote transmission of information may be directly managed from the DSU and may be either Client-Server (DSU-SCADA), or Client-Server (DSU-SCADA) and peer to peer (DSU-DSU).

The same applies with regard to information/output of possible additional functions not strictly related to pure fault detection.

Connection to field apparatus in the MV substation can be present for network operation.

More evolved versions may be able to comply with bi-directional communication of information (TCP/IP T-profile on suitable physical interface – optical fibre, wireless, etc. – with standard protocols, among them preferably IEC 61850).

IEC 61850 is focused on substation information, information exchange, and configuration aspects mainly for protection, control and monitoring. The automation functions that produce and consume exchanged information are outside the scope of this standard. On the other hand, functions are the key for the operation of a future smart grid that will be built on centralized and distributed automation functions.

A truly intelligent, self-healing distribution network requires “plug-and-play” self-reconfiguration, “self-awareness” in various forms, and collaboration between subsystems to achieve optimum performance and natural scaling with minimum risk.

The IEC 61850 series provides a solid base for communication aspects of a new generation of power system relaying and control IED.

The adoption of IEC 61850 is recommended for communication among DSUs (IEDs) and SCADA, and among different DSUs for interoperability (extra-substation communication). Communication among possible different elements or components of FPI/DSU (intra-substation communication) is up to the manufacturer's design and technology (for instance, Modbus¹, IEC 60870-5 or IEC 61850 on TCP/IP).

8.3 Information from FPIs/DSUs

8.3.1 General

All the information in 8.3 shall be compliant to the IEC 61850 series.

¹ Modbus® Protocol is a messaging structure developed by Modicon. This information is given for the convenience of users of this document and does not constitute an endorsement by IEC of the product named. Equivalent products may be used if they can be shown to lead to the same results.

NOTE Optional functionalities will be described by use cases provided by IEC 61850 series.

8.3.2 Information from FPIs for local indication of fault detection

Only local indication of a fault current passage through the FPI is shown.

Minimum requirements for these FPIs are limited to the fault detection capabilities listed below:

- a) overcurrent detection (for each different threshold present on the FPI);
and/or
- b) phase to earth fault detection (for each different threshold present on the FPI) either non-directional or directional.

Using this information, personnel in field may follow the fault path.

Fault detection may or may not be based on confirmation through voltage absence detection.

User-defined logic to detect an intermittent fault may be introduced, as well as a counter, with the same user-defined features, for the evaluation of intermittent faults.

Optional functionalities (related information is available only locally) may be:

- report on device health (FPI internal status and alarms):
 - internal fault,
 - lack of auxiliary source,
 - auxiliary controls,
 - others;
- monitoring substation environment (environmental measurements, alarms, etc.);
- power flow monitoring (voltage and current measurements for operation purposes).

8.3.3 Information from FPIs for remote indication of fault detection

Signals/measurements (possible commands, for instance direction inversion) can be displayed locally and remotely transmitted (also locally stored). Transmission, collection and elaboration of information from FPIs shall be agreed upon between users and manufacturers on a case-by-case basis.

Minimum requirements for these FPIs are limited to the fault detection capabilities listed below:

- a) overcurrent detection (for each different threshold present on the FPI);
and/or
- b) phase to earth fault detection (for each different threshold present on the FPI) either non-directional or directional.

Fault detection may or may not be based on confirmation through voltage absence detection.

User-defined logic to detect an intermittent fault may be introduced, as well as a counter, with the same user-defined features, for the evaluation of intermittent faults.

Optional functionalities (related information is available locally and/or remotely) may be:

- report on device health (FPI internal status and alarms):
 - internal fault,
 - lack of auxiliary source,

- auxiliary controls,
- others;
- monitoring substation environment (environmental measurements, alarms, etc.);
- power flow monitoring (voltage and current measurements for operation purposes);
- monitoring of external communications.

The abstract communication service interface (ACSI), which describes the communication between a client and a remote server for:

- real-time data access and retrieval,
- device control,
- event reporting and logging,
- publisher/subscriber,
- self-description of devices,
- data typing and discovery of data types,
- file transfer,
- substation-to-substation information exchange,
- information exchange for distributed generation,

shall comply with IEC 61850-7-2.

8.3.4 Information from DSUs fully integrated in network operation system (SCADA)

These DSUs shall provide at least the following information/signals, to be transmitted and locally stored: DSUs' digital outputs may be common for similar faults, for instance for cross-country (multiple) faults and short circuits. These DSUs may integrate also other IED functions (for instance some typical functions obtained through remote terminal units).

Fault detection

According to DSU features, at least the following:

- a) overcurrent detection (for each different threshold present on the DSU);
and/or
- b) phase to earth fault detection (for each different threshold present on the DSU);
- c) cross-country (multiple) fault detection (for each different threshold present on the DSU) either non-directional and directional;
- d) upstream (and/or downstream) voltage presence/absence not strictly related to fault detection algorithms (for instance, fault confirmation).

Fault detection may or may not be based on confirmation through voltage absence detection.

User-defined logic to detect an intermittent fault may be introduced, as well as a counter, with the same user-defined features, for the evaluation of intermittent faults.

Optional functionalities (related information is available both locally and remotely) may be:

- report on device health (DSU internal status and alarms):
 - internal fault,
 - lack of auxiliary source,
 - auxiliary controls,
 - others;

- monitoring substation environment (environmental measurements, alarms, etc.);
- power flow monitoring (voltage and current measurements for operation purposes);
- monitoring of external communications;
- automatic voltage var control (VVC);
- DER management;
- embedded algorithms for FDIR/FLISR, i.e. MV network automation (based on local measurements and/or signals from field apparatus, for instance disconnect/circuit breaker position control) including also:
 - transfer trip signal transmission, with the purpose to send other IEDs information able to cause DER disconnection;
 - logic selectivity signals (transmission/reception of locking signals, cumulative for all fault detection thresholds or separately for each fault detection threshold implemented in the DSU), with the purpose to inhibit the transmission of fault detection signals to other IEDs and/or the start of any internal algorithms related to actions consequent to fault detection (for instance MV network automation, transfer trip signal transmission to DER, etc.).

The abstract communication service interface (ACSI), which describes the communication between a client and a remote server for:

- real-time data access and retrieval,
- device control,
- event reporting and logging,
- publisher/subscriber,
- self-description of devices,
- data typing and discovery of data types,
- file transfer,
- substation-to-substation information exchange,
- information exchange for distributed generation,

shall comply with IEC 61850-7-2.

8.4 FPI/DSU classification through performance/capabilities classes

8.4.1 General

As described in 8.1, 8.2 and 8.3, in MV/LV or MV/MV distribution substations, the FPI/DSU may be in charge of performing some of a list of functions, besides or complementary or additional to pure fault detection functions and to manage the communication of information (also of commands) in different ways.

This implies that an FPI/DSU shall be defined through its profile.

To simplify the data model and relative profile definition, as well as testing, FPIs/DSUs shall be classified into different classes.

Classes are defined through a three-element classification code shown in Table 1.

The first two elements, i.e.

- fault detection capability class, and
- communication capability class,

imply relations with data model and profile, while the third element,

– power supply class,

is required to identify the power supply, with no consequence on data model and profile.

Besides the above mentioned classification code, an additional classification code is used to refer to additional functions (e.g. reporting on device health, monitoring of substation environment, power flow monitoring, FLISR, VVC, DER management, etc., dealt with by the IEC 61850 series) not strictly related to fault detection and indicated by a numerical code (-1, -2, -3, -4) at the end of the classification code.

Table 1 – FPI/DSU classification principles through classes to be used for data model and profile definitions and testing

Classification code: element 1 Fault detection capability and algorithms	Classification code: element 2 Communication capability	Classification code: element 3 Power supply
F1C/NC: overcurrent detection (phase to earth fault on solid earthed systems), non-directional, C = Confirmation through voltage absence detection needed for fault detection / NC = No Confirmation through voltage absence needed for fault detection	T1: no intra-/extra-substation communication directly managed from FPI	P1: self-powered. The FPI does not have any terminal to connect an external power supply (no power port) nor any internal battery.
F2C/NC: phase to earth fault detection (except on solid earthed systems), non-directional, C = Confirmation through voltage absence detection needed for fault detection / NC = No Confirmation through voltage absence needed for fault detection	T2: no extra-substation communication directly managed from FPI	P2: internal power supply (batteries, solar cells, etc., no power port)
....	T3: client/server communication	
....	...	
etc.	etc.	etc.

FPI/DSU accuracy is defined as overall system accuracy (3.1.2, 3.1.7, 7.2.2).

NOTE Methods to measure this overall system accuracy will be described in a future International Standard (IEC 62689-4).

In addition, with the aim of completely defining the data model and profile, which will be described in a future International Standard (IEC 62689-3), an additional classification level is needed (see 8.4.5) to describe optional additional functionalities of FPIs/DSUs.

EXAMPLES:

- F2C-T1-P1-1: is an FPI able to detect only phase to earth faults, without directional detection functions, with need of fault confirmation through voltage absence detection, without possibility of remote communication (only local indications through lamps, flags, etc), self-powered. It is an FPI for local indication of fault detection, with no additional optional feature (basic level FPI).
- F1NC-T2-P3-3: is an FPI able to detect only overcurrents, without directional detection functions, without any need of fault confirmation through voltage absence detection, with possibility of communication only with SCADA system not directly managed from the FPI (managed through other IEDs, for instance an RTU + modem, etc), with external power supply with/without backup capability. It is an FPI for remote indication of fault detection, with most of the possible additional optional features, such as FPI internal status and alarms, distribution substation monitoring (e.g. measurements, alarms, etc.) and voltage and current measurements for operation purposes (advanced level FPI).

- F5C-T3-P3-4: is a DSU able to perform non-directional detection both of phase to earth faults and overcurrents, plus directional detection of phase to earth faults, with need of fault confirmation through voltage absence detection, with local indications through lamps, flags, etc and with possibility of remote communication only with SCADA (extra-substation communication) directly managed from an FPI (for example, through modems directly controlled from the DSU itself), with external power supply with/without backup capability. It is a DSU fully integrated in network operation system (SCADA), with some additional optional features, such as DSU internal status and alarms, distribution substation monitoring (e.g. measurements, alarms, etc.), voltage and current measurements for operation purposes, embedded algorithms for MV network automation (based on local measurements and/or signals from field apparatus, for instance disconnector/circuit breaker position control (basic level DSU)).
- F6NC-T4-P3-4: is a DSU able to perform directional detection both of phase to earth faults and overcurrents, without any need of fault confirmation through voltage absence detection, with possible local indications through lamps, flags, etc. and with possibility of remote communication and direct communication (bi-directional) both with SCADA and among all IEDs (for instance through IEC 61850), with external power supply with/without backup capability. It is a DSU fully integrated in network operation system (SCADA), with most of the possible additional optional features, such as DSU internal status and alarms, distribution substation monitoring (e.g. measurements, alarms, etc.), voltage and current measurements for operation purposes, VVC, DER monitoring and control (WATT control), embedded algorithms for MV network automation (based on local measurements and/or signals from field apparatus, for instance disconnector/circuit breaker position control), transfer trip signal transmission, with the purpose to send other IEDs information able to cause DER disconnection (advanced level DSU).

Other possible examples are shown in Figure B.1, Figure B.3, Figure B.4 and Figure B.5.

8.4.2 Fault detection capability class

Concerning fault detection capability and algorithms, the complete classification is indicated in Table 2.

Table 2 – FPI fault detection capability classes to be used for data model and profile definition and testing

	Overcurrent detection	Residual current detection
Non directional indication	F1C/NC	F3C/NC F2C/NC
Directional indication	F4C/NC	F5C/NC F6C/NC

IEC

8.4.3 Communication capability class

Concerning communication capability, the complete classification is indicated in Table 3.

Possible examples are shown in Figure C.1, Figure C.2, Figure C.3 and Figure C.4.

Table 3 – Communication capability to be used for data model and profile definition and testing

Description	Class
No intra-/extra-substation communication directly managed from FPI	T1
No extra-substation communication directly managed from FPI/DSU	T2
Communication DSU-SCADA (client-server)	T3
Communication DSUs-SCADA (client-server) and peer to peer communication	T4

8.4.4 Power supply class

Concerning power supply, the complete classification is indicated in Table 4.

Table 4 – Power supply class

Description	Class
Self-powered. No terminal to connect any external power supply (no power port) nor any internal battery	P1
Internal power supply (batteries, solar cells, etc., no power port)	P2
External power supply with/without backup capability	P3
Combination of P1, P2 and P3	P4

8.4.5 FPI/DSU additional optional feature classes not strictly related to pure fault detection

Concerning optional features, the complete classification is indicated in Table 5.

Table 5 – Additional optional feature classes (not strictly related to pure fault detection)

Function	FPI/DSU profile			
	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4
Report on device health (FPI/DSU internal status and alarms): - internal fault; - lack of auxiliary source; - auxiliary controls; - others.		X	X	X
Monitoring substation environment (environmental measurements, alarms, etc.)		X	X	X
Power flow monitoring (voltage and current measurements for operation purposes)			X	X
Monitoring of external communication			X	X
Embedded algorithms for FDIR (FLISR)				X
Automatic VVC				X
DER management				X

Function	FPI/DSU profile			
	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4
	- FPIs for local indication of fault detection. Minimum level - FPIs for remote indication of fault detection. Minimum level	- FPIs for local indication of fault detection. Intermediate level - FPIs for remote indication of fault detection. Intermediate level	FPIs for remote indication of fault detection. Advanced level.	DSUs fully integrated in network operation system (SCADA).

8.4.6 Complete FPI/DSU classification through performance/capability classes

Complete classification of FPIs/DSUs through classes is indicated in Table 6.

Table 6 also gives indications for correct use of different FPI/DSU classes (with reference only to fault detection capabilities).

All FPIs/DSUs shall be tested in such a way as to be classified according to Table 6 concerning fault detection capability and algorithms (8.4.2), communication capabilities (8.4.3), and power supply (8.4.4).

In addition, tests may also assess FPI/DSU compliance with optional additional features, as defined by the classification level (see 8.4.5).

Conformance tests and procedures will be described in a future International Standard (IEC 62689-4).

The choice of an FPI/DSU taking into account the classification regarding communication, instead, depends on the distribution network owner's mode of operation (simple local indication of fault location on the network, remotely transmitted indication of fault location, both for manual intervention from personnel in field and for remotely controlled operations on switches/circuit breakers along the feeders, MV network automation with fault clearing and automatic supply restoration, etc.)

Table 6 – FPIs usage classes: fault detection capabilities and communication capabilities

Fault detection capability		Additional functions not strictly related to fault detection		Communication capability		Power supply	
Class	Fault detection features	Typical usage	Level	Class	Typical usage		Class
F1	Overcurrents, non-directional	IEC 62689-2: Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes – Part 2: System aspects	1 none	T1 no intra-/extra-substation communication directly managed from FPI	– local indications only (flags, lamps, LEDs, colour variations, etc.).	P1	Self-powered
F2	Phase to earth faults, non-directional	IEC 62689-2: Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes – Part 2: System aspects	2 i. Report on device health (FPI/DSU internal status and alarms): a. internal fault; b. lack of auxiliary source; c. auxiliary controls; d. others. ii. Monitoring substation environment (environmental measurements, alarms, etc.)	T2 no extra-substation communication directly managed from FPI	– local indications (flags, lamps, etc.); – communication with SCADA through other apparatus (RTUs + modems, RTUs + routers, etc.) connected to FPI (intra-substation communication hard-wired or others)	P2	Internal power supply

Fault detection capability		Additional functions not strictly related to fault detection		Communication capability		Power supply	
Class	Fault detection features	Typical usage	Level	Class	Typical usage	Class	
F3	Overcurrents, non-directional, phase to earth faults, non-directional	IEC 62689-2: Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes – Part 2: System aspects	i.	T3	Communication FPIs-SCADA (client-server)	P3	External power supply with/without backup capability
			ii.				
			iii.				
			iv.				

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62689-1:2016

Fault detection capability		Additional functions not strictly related to fault detection		Communication capability		Power supply	
Class	Fault detection features	Typical usage	Level	Class	Typical usage	Class	
F4	Overcurrents, directional and non-directional	IEC 62689-2: Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes – Part 2: System aspects	4	i. Report on device health (FPI/DSU internal status and alarms): a. internal fault; b. lack of auxiliary source; c. auxiliary controls; d. others.	Communication FPIs-SCADA (client-server) and peer-to-peer communication	P4	Combination of P1, P2 and P3
				ii. Monitoring substation environment (environmental measurements, alarms, etc.) iii. Power flow monitoring (voltage and current measurements for operation purposes) iv. Monitoring of external communication v. Embedded algorithms for FDIR (FLISR) vi. Automatic VVC vii. DER management			
F5	Overcurrents, non-directional, phase to earth faults, directional and non-directional	IEC 62689-2: Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes – Part 2: System aspects					

9 Service conditions

9.1 General

Unless otherwise specified, FPIs/DSUs are intended to be used at their rated characteristics under the normal service conditions listed in 9.2.

If the actual service conditions differ from these normal service conditions, the FPI/DSU should be designed to comply with any special service conditions required by the user, or appropriate arrangements should be made (see 9.3).

Detailed information concerning classification for environmental conditions is provided in IEC 60721-3-3 (indoor) and IEC 60721-3-4 (outdoor).

9.2 Normal service conditions

9.2.1 Auxiliary power supply

The FPI/DSU shall be capable of operating continuously with the following auxiliary power supply operating range:

- a.c. power supply: ($U_n + 10\%$) to ($U_n - 15\%$),
- d.c. power supply: ($U_n + 10\%$) to ($U_n - 20\%$),

where U_n is the rated auxiliary power supply voltage.

9.2.2 Ambient air temperature

9.2.2.1 General

For low or high ambient air temperature, it is acceptable to lose some non-essential functions such as display on an LCD. The main FPI/DSU functions, fault detection and signalling (light, flags or output contacts closing/opening), shall remain operational.

9.2.2.2 Minimum and maximum temperatures

FPI/DSU minimum and maximum temperatures are shown in Table 7.

Minimum and maximum temperature values should be selected according to service and installation conditions (e.g. $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, $55\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Table 7 – FPI/DSU minimum and maximum temperatures

Minimum temperature °C	–5
	–25
	–40
Maximum temperature °C	40
	55
	70
In the choice of the minimum and maximum temperatures, also storage and transportation conditions shall be considered. In case of sensors integration in other equipment (e.g. GIS, circuit breaker), the sensors shall be specified for the temperature conditions for the respective equipment. Below $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ and above $55\text{ }^{\circ}\text{C}$, some non-essential functions may be lost (for instance, display).	

9.2.3 Altitude

The altitude intended for normal operation service shall not exceed 1 000 m.

This aspect is of particular importance concerning insulation aspects (consider, for instance, an FPI X-B-Y for outdoor installation).

9.2.4 Vibrations or earth tremors

Vibrations to the instrument transformer within assembled equipment due to external causes should be considered as normal service conditions (for instance, installation on a switchboard, in cubicle or pole mounted, or an overhead conductor).

Complete assemblies of equipment may be tested to prove the correct operation of the instrument transformer when subjected to such events.

Vibrations due to causes external to the FPI/DSU (such as earth tremors) are negligible.

9.2.5 Other service conditions for indoor FPI/DSU

Other service conditions to be considered are as follows:

- a) the influence of solar radiation may be neglected;
- b) the ambient air is not significantly polluted by dust, smoke, corrosive gases, vapours or salt;
- c) the conditions of humidity are as follows:
 - 1) the average value of the relative humidity, measured for a period of 24 h does not exceed 95 %;
 - 2) the average value of the water vapour pressure for a period of 24 h does not exceed 2,2 kPa;
 - 3) the average value of the relative humidity for a period of one month does not exceed 90 %;
 - 4) the average value of the water vapour pressure for a period of one month does not exceed 1,8 kPa.

For these conditions, condensation may occasionally occur.

Condensation may be expected where sudden temperature changes occur in periods of high humidity.

In order to withstand the effects of high humidity and condensation, such as the breakdown of insulation or the corrosion of metallic parts, FPIs/DSUs designed for such conditions may be used.

Condensation may be prevented by special design of the housing, by suitable ventilation and heating, or by the use of a dehumidifying device.

9.2.6 Other service conditions for outdoor FPI/DSUs

Other service conditions to be considered are as follows:

- the average value of the ambient air temperature, measured over a period of 24 h, should not exceed 35 °C;
- solar radiation up to a level of 1 000 W/m² (on a clear day at noon);
- the ambient air may be polluted by dust, smoke, corrosive gases, vapours, or salt. The pollution should not exceed the pollution levels outlined in IEC TS 60815;
- the wind pressure should not exceed 700 Pa (corresponding to a 34 m/s wind speed). Different requirements may be specified if local laws or standards exist.
- the presence of condensation or precipitation;

- the ice coating does not exceed 20 mm. Different requirements may be specified if local laws or standards exist.

9.3 Special service conditions

9.3.1 General

When the FPI/DSU is intended for use under conditions different from the normal service conditions outlined in 9.2, the user's requirements should refer to standardized criteria given in 9.3.2 and 9.3.3.

9.3.2 Altitude

9.3.2.1 Influence of altitude on external insulation

At an altitude of $>1\,500$ m, the disruptive discharge voltage for external insulation is affected by the reduction of air density. Refer to 11.8.2.

9.3.2.2 Influence of altitude on temperature-rise

At an altitude of $>1\,000$ m, the thermal behaviour of an instrument transformer is affected by the reduction of air density. Refer to 11.3.2.

9.3.3 Vibration or earthquakes

Vibrations may occur due to switchgear operations or short-circuit forces.

In addition, for installations where earthquakes are likely to occur, the relevant severity level in accordance with IEC TR 62271-300 should be specified.

Requirements concerning vibrations or earthquakes and relative tests may be defined by agreement between the manufacturer and purchaser.

Compliance with such special requirements, if applicable, shall be demonstrated, either by calculation or by testing, as defined by relevant standards.

10 Ratings

10.1 General

The common FPI/DSU ratings, including their auxiliary equipment, if applicable, should be selected from the following:

- a) highest voltage for equipment;
- b) rated insulation levels;
- c) rated frequency;
- d) rated primary current;
- e) rated short-time withstand current;
- f) rated dynamic current;
- g) rated supply voltage of auxiliary and control circuits;
- h) rated supply frequency auxiliary circuits;
- i) accuracies (for values, reference shall be made to specific FPI standards).

The rating applies at the standardized reference atmosphere (temperature, 20 °C; pressure, 101,3 kPa; and humidity, 11 g/m³) as specified in IEC 60071-1.

10.2 Rated primary voltage

The standard rated primary voltage values of possible three-phase and single-phase sensors for use in a single-phase system, or between lines in a three-phase system, shall be one of the nominal system voltage values designated by IEC 60038.

The standard rated primary voltage values of a single-phase sensor connected between one line of a three-phase system and earth, or between a system neutral point and earth, shall be $1/\sqrt{3}$ times one of the nominal system voltage values.

The standard rated primary voltage values of a single-phase sensor in a single-phase system shall be the nominal system voltage value.

10.3 Standard values of rated voltage factor

10.3.1 Earthed electronic voltage transformers

The rated voltage factor for an earthed electronic voltage transformer depends on the earth fault factor of the three-phase system. The standard voltage factors corresponding to the different earthing conditions are given in Table 8, together with the permissible duration.

Table 8 – Standard values of rated voltage factor (k_u)

Rated voltage factor	Rated time	Method of connecting the primary terminals and neutral point treatment (see Clause 6)
1,2	Continuous	Between phases in any network. Between transformer star point and earth in any network
1,2 1,5	Continuous 30 s	Between phase and earth in a solidly earthed neutral system
1,2 1,9 1,9 1,9	Continuous 30 s 60 s 8 h/continuous	Between phase and earth in a non-solidly earthed neutral system (isolated neutral, resonant earthed neutral, resistor earthed neutral): – with “fast” automatic earth-fault clearing (only substation CB's opening or MV network automation with CBs and local automatons or local automatons and/or an always on telecommunication network); – with “slow” automatic earth-fault clearing (MV network automation with switch disconnectors and local automatons without any always on telecommunication network); – without automatic earth-fault clearing
Different rated times are permissible by agreement between the manufacturer and customer, according to the mode of operation of the customer's network.		

10.3.2 Unearthed electronic voltage transformers

The rated voltage factor for unearthed electronic voltage transformers is 1,2 with continuous operation.

10.4 Highest insulation levels for FPI primary terminals

10.4.1 General

If primary terminals are present in the FPI/DSU, standard values should be selected from Table 9.

The highest voltage for equipment is chosen as the next standard value of U_m equal to or higher than the highest voltage of the system where the equipment will be installed.

For equipment to be installed under normal service conditions relevant to insulation, U_m shall be at least equal to U_{sys} .

For equipment to be installed outside of the normal service conditions relevant to insulation, U_m may be selected higher than the next standard value of U_m equal to or higher than U_{sys} according to the special requirements involved.

As an example, the selection of a U_m value higher than the next standard value of U_m equal to or higher than U_{sys} may arise when the equipment has to be installed at an altitude higher than 1 500 m in order to compensate for the decrease of withstand voltage of the external insulation.

Table 9 – Rated insulation levels

Highest voltage for equipment, U_m kV (r.m.s.)	Rated power-frequency withstand voltage kV (r.m.s.)	Rated lightning impulse withstand voltage kV (peak)
0,72	3	—
1,2	6	—
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75
17,5	38	75 95
24	50	95 125
36	70	145 170
52	95	250
For exposed installations, it is recommended to choose the highest insulation level.		
NOTE 1 For alternate levels, refer to IEC 60071-1.		

For most of the values of the highest voltage for equipment (U_m), several rated insulation levels exist to allow application of different performance criteria or overvoltage patterns. The choice should be made considering the degree of exposure to fast-front and slow-front overvoltage, the type of neutral earthing of the system, the network operation (sustained fault or not), and the type of overvoltage-limiting devices.

The primary terminal intended to be earthed shall:

- when insulated from the case or frame, be capable of withstanding 3 kV for 1 min;
- when connected to the case or frame, be capable of withstanding 0,72 kV for 1 min.

10.4.2 Other requirements for FPI/DSU primary terminals insulation

10.4.2.1 Partial discharges

Partial discharge requirements are applicable to instrument transformers having U_m greater than or equal to 7,2 kV.

The partial discharge level shall not exceed the limits specified in Table 10. The test procedure is given in 12.2.11.2.

Table 10 – Partial discharge test voltages and permissible levels

Type of earthing of the neutral system	FPI type	PD test voltage kV (r.m.s.)	Maximum permissible PD level pC	
			Type of insulation	
			Immersed in liquid or gas	Solid
Earthed neutral system (earth fault factor $\leq 1,4$)	Earthed	U_m $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	Unearthed	$1,2 U_m$	5	20
Isolated or non effectively earthed neutral system (earth fault factor $> 1,4$)	Earthed	$1,2 U_m$ $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	Unearthed	$1,2 U_m$	5	20
NOTE 1 If the neutral system is not defined, the values given for isolated or non-effectively earthed neutral systems are valid.				
NOTE 2 The maximum permissible PD level is also valid for frequencies different from rated frequency.				

10.4.2.2 Chopped lightning impulse

If additionally specified, an FPI/DSU other than a gas-insulated device shall be capable of withstanding a chopped lightning voltage applied to its primary terminals having a peak value of 115 % of the rated lightning impulse withstand voltage.

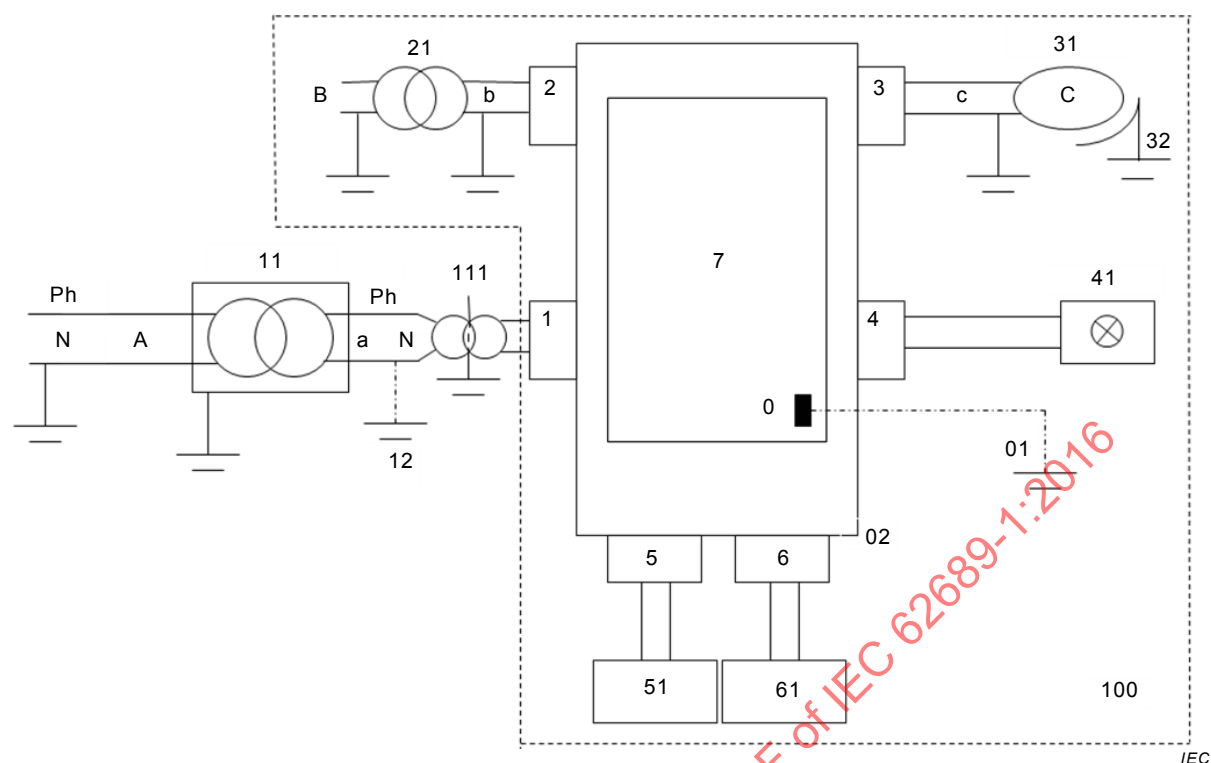
10.4.3 Insulation requirements for low voltage components (terminals of secondary voltage sensors)

Low-voltage components generally include several separated circuits with galvanic insulation between them.

The low voltage components shall have the insulation requirements defined in IEC 60255-27:2013, Table C.3.

Optical connectors are not subject to this requirement.

An example of possible low-voltage withstand capability for different ports is shown in Figure 5.

**Key**

- a: LV side of the MV/LV transformer
- A: MV side of the MV/LV transformer
- b: voltage secondary terminals (possible)
- B: primary voltage terminals (possible)
- c: current secondary terminals
- C: primary current terminals
- 0: Ground port: electronic ground reference (0 V)
- 01: Ground port: common ground reference for possible connection of electronic 0 V (manufacturer choice)
- 02: Enclosure port
- 1: Supply port: a.c. power port
- 2: Signal port: voltage measurement
- 3: Signal port: current measurement
- 4, 41: Signal port: light indicator
- 5, 51: Signal port: external device with digital inputs/outputs (electromechanical)
- 6, 61: Communication port
- 7: CPU (conditioning, processing and indicating unit)
- 11: MV/LV transformer in MV/LV distribution substation
- 12: LV neutral (grounded in the MV/LV distribution substation and/or in different points than the substation earth plant)
- 21: Voltage sensors (possible)
- 31: Current sensors
- 32: Ground port: grounding of any masses of the current sensors
- 100: FPI/DSU
- 111: Additional external barrier/insulation transformer (optional) with shield between primary and secondary side connected to earth

— : MV/LV substation grounding

Insulation requirements for LV components: between considered input and other inputs connected all together.

NOTE Different configurations are possible, and corresponding different insulation requirements for low voltage components (for instance, in case of d.c. LV supply, or of different type of current and/or voltage sensors, etc.)

Figure 5 – Example of possible ports to consider concerning insulation requirements for LV components

10.5 Rated frequency range

The standard values of the rated frequency are 50 Hz and 60 Hz. The FPI/DSU fulfils its accuracy class requirements inside the standard frequency range. The standard frequency range shall be from 99 % to 101 % of the rated frequency (f_r) for accuracy classes for measurement, and from 90 % to 110 % of the rated frequency for the accuracy classes for fault detection.

The accuracy outside the standard frequency range, if specified, shall be defined by the manufacturer.

10.6 Rated primary current

The preferred values of rated primary currents are:

10 A; 12,5 A; 15 A; 20 A; 25 A; 30 A; 40 A; 50 A; 60 A; 70 A; 80 A

and their decimal multiples or fractions.

10.7 Rated short-time thermal current

A rated short-time withstand current (I_{th}) shall be assigned to the FPI (minimum 12,5 kA, 1 s).

10.8 Rated dynamic current

The value of the rated peak withstand current (I_{dyn}) shall normally be 2,5 times the rated short-time thermal current and it shall be indicated on the rating plate when it is different from this value.

10.9 Rated supply voltage of auxiliary and control circuits

The rated supply voltage of auxiliary and control circuits means the voltage measured at the power ports of the apparatus itself during its operation, including, if necessary, the auxiliary resistors or accessories supplied or required by the manufacturer to be installed in series with it, but not including the conductors for the connection to the electricity supply.

The rated supply voltage of auxiliary and control circuits should be selected from the standard values given in Table 11 and Table 12.

**Table 11 – Rated values of auxiliary supply voltage –
d.c. voltage**

V
12
24
48
60
110 or 125
220

**Table 12 – Rated values of auxiliary supply voltage –
a.c. voltage**

Three-phase, three-wire or four-wire systems ^a	Single-phase three-wire systems ^b	Single-phase two-wire systems
V	V	V
—	120/240	120
(220/380)	—	(220)
230/400	—	230
(240/415)	—	(240)
277/480	—	277
The value 230/400 V will, in the future, be the only IEC standard voltage and its adoption is recommended in new systems. The voltage variations of existing systems at 220/380 V and 240/415 V should be brought within the range 230/400 V $\pm$ 10 %. The reduction of this range will be considered in a later stage of standardization. ^a The lower values are voltages to neutral and the higher values are voltages between phases. ^b The lower value is the voltage to neutral and the higher value is the voltage between lines.		

In case of P2 (supply through batteries, solar cells, etc.) the features (autonomy, lifetime, voltage value, etc.) shall be indicated by the manufacturer and agreed between manufacturer and user.

For P1 class, 10.9 is not applicable.

10.10 Rated supply frequency of auxiliary circuits

The standard values of the rated supply frequency of auxiliary circuits, if a.c. supplied, are:

50 Hz; 60 Hz.

11 Design and construction

11.1 General

The manufacturer shall indicate possible limitation concerning the “application field” according to indications described in Clauses 9 and 10.

11.2 Requirement for insulation material in equipment

Specifications for organic material used for FPI (i.e. epoxy resin, polyurethane resin, epoxy-cycloaliphatic resin, composite material, etc.) either for indoor or outdoor installations are given in the IEC 60455 series.

NOTE Tests on complete instrument transformers taking into account phenomena such as sudden change of temperature, flammability and ageing are not yet standardized. IEC 60660 for indoor insulation and IEC 61109 for outdoor insulation can be used as guidance.

11.3 Requirements for temperature rise of sensor parts and components

11.3.1 General

Subclause 11.3 is applicable only if electronic components can be removed during the test.

The temperature-rise of sensor components shall not exceed the appropriate value given in Table 11, when operating under the specified rated conditions. These values are based on the service conditions given in 9.2.2.

If ambient temperatures in excess of the values given in 9.2.2 are specified, the permissible temperature rise given in Table 13 shall be reduced by an amount equal to the excess ambient temperature.

Table 13 – Limits of temperature rise for various parts, materials and dielectrics of sensors

Part of sensors	Temperature-rise limit °C
1. Solid insulated sensors – winding (average) in contact with insulating materials of the following classes^a: • Y 45 • A 60 • E 75 • B 85 • F 110 • H 135 – other metallic parts in contact with the above insulating material classes as for windings	
2. Air connection, bolted or the equivalent – bare-copper, bare-copper alloy or bare-aluminium alloy 50 – silver-coated or nickel-coated 75 – tin-coated 65	
3. Overhead conductors (when FPIs are clip ones) – permanent (aluminum, aluminum alloy and copper) 80 – after short-circuit (return to normal temperature in 10 min) 200	
^a Insulating class definitions according to IEC 60085.	

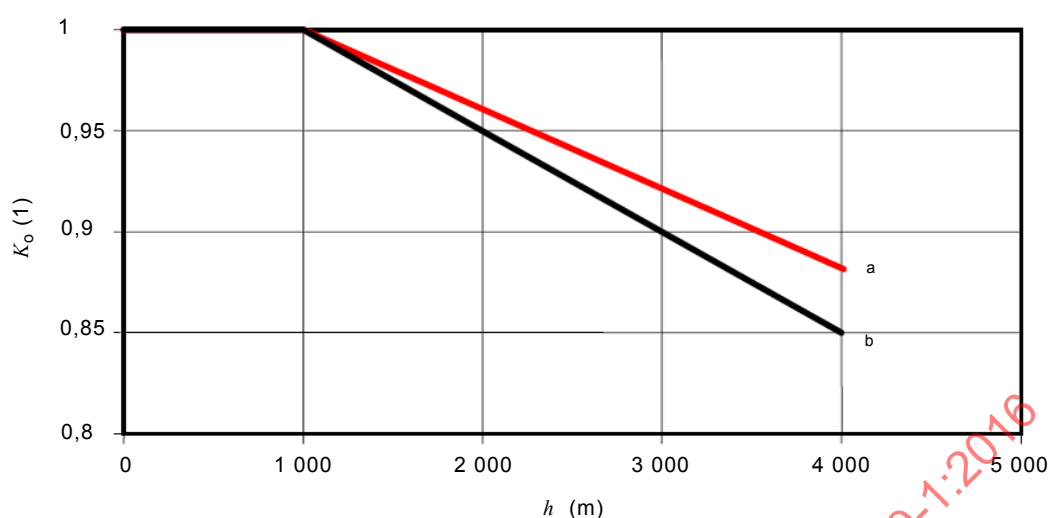
Tests on the complete FPI/DSU to take into account phenomena like sudden change of temperature, flammability and ageing are not yet standardized. IEC 60660 for indoor insulation and IEC 61109 for outdoor insulation can be used as guidance/indication.

Tests are to be considered if the insulation of sensors or of FPIs is permanently subjected to phase to earth voltage or phase to phase voltage.

11.3.2 Influence of altitude on temperature-rise

If FPI is specified for service at an altitude in excess of 1 000 m and tested at an altitude below 1 000 m, the limits of temperature rise ΔT given in Table 7 shall be reduced by the following amounts for each 100 m that the altitude at the operating site exceeds 1 000 m (see Figure 6).

- a) oil immersed sensors: 0,4 %
- b) dry-type insulated sensors: 0,5 %.



^a Oil immersed sensors.

^b Dry-type insulated sensors.

Figure 6 – Altitude correction factor for the temperature rise

The altitude correction factor for the temperature rise is

$$K_o = \frac{\Delta T_h}{\Delta T_{ho}}$$

where

ΔT_h is the temperature rise at altitude $h > 1\,000$ m; and

ΔT_{ho} is the limit of the temperature rise ΔT specified in Table 7 at altitudes $h_o \leq 1\,000$ m.

11.4 Earthing of equipment

11.4.1 General

The frame of each equipment device, if intended to be earthed, shall be provided with a reliable earthing terminal for connection to an earthing conductor suitable for specified fault conditions. The connecting point shall be marked with the “protective earth” symbol, as indicated by IEC 60417-5019 (2006-08).

11.4.2 Electrical continuity

The continuity of the earthing circuits, if present, shall be ensured taking into account the thermal and electrical stresses caused by the current they may have to carry.

For the interconnection of enclosures, frames, etc., fastening (e.g. bolting or welding) is acceptable for providing electrical continuity.

11.5 Maximum mass for clip on installation

For clip-on line devices the mass per wire shall not exceed 6 kg.

NOTE The mass limit is intended only for the FPI/DSU part clamped on overhead conductors. FPI/DSU parts not clamped (installed in the distribution substation, on the pole of overhead feeder, etc.) are not considered.

11.6 Marking and additional information

11.6.1 Rating plate markings

All FPIs/DSUs shall carry at least the following markings:

- a) the manufacturer's name or other mark by which he may be readily identified;
- b) the year of manufacture and a serial number or a type designation, preferably both;
- c) rated frequency;
- d) supply voltage (if present);
- e) FPI classification according to Clause 8;
- f) highest voltage of equipment;
- g) rated insulation level;
- h) temperature category;
- i) class of insulation if different from class A.

If several classes of insulating material are used, the one which limits the temperature rise of the windings should be indicated. On transformers with more than one secondary winding, the use of each winding and its corresponding terminals should be indicated.

All information shall be marked in an indelible manner on the FPI itself or on rating plates securely attached to the FPI.

In case devices are too small to carry all of the markings, at least the underlined information is mandatory.

At least all the information in a) to i) shall be present in the instruction sheet, plus additional information (see Annex A).

11.6.2 Terminal markings

11.6.2.1 General rules

The terminal markings shall identify the primary and secondary FPI terminals and the relative polarities.

If the connecting cable from sensors to electronics can be removed, the secondary current (and voltage) terminals of the sensors and the primary current (and voltage) terminals of the electronics should be marked in the same way.

The primary terminals shall be marked clearly and indelibly, either on their surface or in their immediate vicinity.

The marking shall consist of letters followed, or preceded where necessary, by numbers. The letters shall be in block capitals.

11.6.2.2 Primary voltage terminals

Capital letters A, B, C and N denote the primary terminals.

The letters A, B and C denote fully insulated terminals and the letter N denotes a terminal intended to be earthed and the insulation of which is less than that of the other terminal(s).

11.6.2.3 Primary current terminals

For single-phase application FPIs, the marking of current terminals shall be P1 and P2.

For three-phase application FPIs, the marking of current terminals shall include the phase identification before the marking specified above (i.e. AP1, AP2, BP1, BP2, CP1, CP2).

In case of cable type sensors, P1 and P2 indications shall be used.

In case of lack of sufficient dimensions for a clear indication of the letter based identification code, a different method (for instance a colour-based one) may be adopted, provided the correspondence with the letter code is clarified in the instruction sheet.

11.6.2.4 Current and voltage secondary terminals

These terminals may be present or not, depending on the solution adopted for the FPI.

The manufacturer shall clearly mark indelibly each secondary terminal, if present, either on the surface or in the vicinity of the connector, or use error-proof connectors.

Moreover the manufacturer shall also supply all necessary indications to allow a correct connection to the electronic part of the FPI.

11.7 Degree of protection by enclosures

11.7.1 General

Degrees of protection according to IEC 60529 shall be specified, if applicable, for all enclosures of FPIs containing parts of the main circuit allowing penetration from outside, as well as for enclosures for appropriate low-voltage control and/or auxiliary circuits.

11.7.2 Protection of persons against access to hazardous parts and protection of the equipment against ingress of solid foreign objects

The degree of protection of persons provided by an enclosure against access to hazardous parts of the main circuit, control and/or auxiliary circuits shall be indicated by means of a designation specified in IEC 60529.

The first characteristic numeral indicates the degree of protection provided by the enclosure with respect to persons, as well as of protection of the FPIs inside the enclosure against ingress of solid foreign bodies.

IEC 60529 gives details of objects which will be “excluded” from the enclosure for each of the degrees of protection. The term “excluded” implies that solid foreign objects will not fully enter the enclosure and that a part of the body or an object held by a person, either will not enter the enclosure or, if it enters, that adequate clearance will be maintained and no hazardous part will be touched.

NOTE Generally the degree of protection of persons against access to hazardous parts of the main circuit, or control or auxiliary circuit of FPIs, and the protection of the FPIs against foreign objects, can be provided by the immediate surroundings of the FPIs, such as substation fence, building, module enclosure, and so on. Further protection can be required as a feature of the FPI as a whole or parts of it.

11.7.3 Protection against ingress of water

The degree of protection provided by an enclosure against ingress of water shall be indicated by means of a designation specified in IEC 60529.

The second characteristic numeral indicates the degree of protection provided by the enclosure with respect to the dangerous effects of water, either of atmospheric origin or other.

11.7.4 Recommended IP degrees: indoor installation

The recommended minimum degree of protection for indoor installation is IP30 according to IEC 60529.

If FPI sensors may be installed in places with high humidity percentage and/or water presence, their IP degree should be increased to IP67.

This requirement is not applicable to installations where personnel cannot gain access to the FPI without firstly de-energizing the sensors and making it safe through some controlled means (interlocking, documented operating instructions, etc.). In this case the need for such safety measures external to the FPI should be clearly stated in the product documentation.

11.7.5 Recommended IP degrees: outdoor installation

The recommended minimum degree of protection for outdoor installation is IP54 according to IEC 60529.

FPIs for outdoor installation provided with additional protection features against rain and other weather conditions shall be specified by means of the supplementary letter W placed after the second characteristic numeral, or after the additional letter, if any.

If sensors are not included in the FPIs, and the electronics and the transmitting system are installed indoors, these latter components may have an IP degree IP30.

11.7.6 Protection of equipment against mechanical impact under normal service conditions

Enclosures of FPIs shall be of sufficient mechanical strength.

Corresponding tests are specified in 12.2, 13.2. Porcelain insulators are excluded from impact test.

For indoor installation, the recommended level of protection against effects of mechanical impacts is impact level IK06 according to IEC 62262.

For outdoor installation, the recommended level of protection against effects of mechanical impacts is impact level IK07 according to IEC 62262.

11.8 Creepage distances

11.8.1 Pollution

For outdoor FPIs with ceramic or polymer insulators susceptible to contamination, the unified specific creepage distance (USCD) for given pollution levels is given in Table 14, in accordance with IEC TS 60815-1, IEC TS 60815-2 and IEC TS 60815-3.

Table 14 – Unified specific creepage distance (USCD)

Site pollution severity (SPS)	Unified specific creepage distance (USCD) ^{*,**} mm/kV	Creepage factor (total nominal creepage distance divided by arcing distance)
a – Very light	22,0	See IEC TS 60815-2 and IEC TS 60815-3
b – Light	27,8	
c – Medium	34,7	
d – Heavy	43,3	
e – Very heavy	53,7	
* Creepage distance of an insulator divided by the r.m.s. value of the highest operating voltage across the insulator.		
** For further information, see IEC TS 60815-1, IEC TS 60815-2 and IEC TS 60815-3.		

11.8.2 Corrections

The unified specific creepage distance (USCD) should be corrected for installations at an altitude higher than 1 500 m and for insulator diameter equal to or larger than 300 mm, according to IEC TS 60815-2 and IEC TS 60815-3.

11.9 Flammability

As the risk of fire is present, the likelihood of fire should be reduced under conditions of normal use, and even in the event of foreseeable abnormal use, malfunction or failure.

The first objective is to prevent ignition due to an electrically energized part. The second objective is to limit the impact of the fire.

When possible, materials should be chosen or the parts designed in such a way that they retard the propagation of fire in the equipment and reduce harmful effects on the local environment.

In the case where product performance requires the use of flammable materials, product design should take flame retardation into account, where possible.

The information supplied by the manufacturer should enable the purchaser to make risk evaluation during normal and abnormal operation. Guidance is given in Table 15.

Table 15 – Fire hazard of electrotechnical products

Guidance for assessing the fire hazard	Minimization of toxic hazards due to fires
IEC 60695-1-10	IEC 60695-7-1

11.10 Environmental compatibility

11.10.1 General

The environmental compatibility is the ability of equipment or a system to operate satisfactorily in a perturbed environmental condition and without introducing intolerable disturbances to other apparatus present in the same environment.

For FPIs the following requirements are specified:

- electromagnetic requirements;
- climatic requirements;

- mechanical requirements.

The requirements for immunity shall be applied to all electronic parts of the equipment, including those that may be present in sensors and cable connections.

11.10.2 Requirements for electromagnetic compatibility (EMC)

11.10.2.1 General

The electromagnetic compatibility requirements are specified only for parts of FPI/DSU containing active electronic components. Therefore in case of adoption of electronic sensors, besides electronics for signal conditioning, sensors shall also be compliant to EMC immunity requirements listed in Table 16.

Table 16 – Electromagnetic immunity requirements

Immunity requirement	Reference standard	Severity class
Harmonic and interharmonic ^a	IEC 61000-4-13	2
Voltage dips ^a	IEC 61000-4-11	Class: 0% × 2,5 cycles
Voltage dips ^b	IEC 61000-4-29	Class: 0% × 0,05 s
Surge immunity	IEC 61000-4-5	3
Electrical fast transient/burst	IEC 61000-4-4	3
Oscillatory waves immunity	IEC 61000-4-18	3
Ring wave	IEC 61000-4-12	3
Electrostatic discharge	IEC 61000-4-2	3
Power frequency magnetic field immunity	IEC 61000-4-8	4
Pulse magnetic field immunity	IEC 61000-4-9	4
Damped oscillatory magnetic field immunity	IEC 61000-4-10	4
Radiated, radiofrequency, electromagnetic field immunity	IEC 61000-4-3	3
RF emissions from digital radio telephones	IEC 61000-4-3	3
Conducted disturbances, induced by radio-frequency fields	IEC 61000-4-6	3
Power frequency conducted disturbances	IEC 61000-4-16	30 V continuously 300 V 1s
^a Only applicable to FPI/DSU with a.c. supply power port.		
^b Only applicable to FPI/DSU with d.c. supply power port.		

11.10.2.2 Harmonic and interharmonic disturbance

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against harmonic and interharmonic components of the low-voltage power supply. This requirement is relevant for a.c. power supply (P3 and P4 class with a.c. power supply).

11.10.2.3 Slow voltage variation

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against slow voltage variations of the low-voltage power supply of the FPI/DSU. The requirement is relevant for a.c. or d.c. power supply (P3 and P4 class power supply).

11.10.2.4 Voltage dips and short interruption

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against voltage dips or voltage interruption of the low-voltage power supply of the FPI/DSU. The requirement is relevant for a.c. or d.c. power supply (P3 and P4 class power supply).

11.10.2.5 Surge immunity

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against unidirectional transient caused by overvoltages from switching in the power network and lightning strikes (direct or indirect). This requirement is very important for HV and MV installations because of the high probability of lightning exposure.

11.10.2.6 Electrical fast transient/burst

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against bursts of very short transients generated by the switching of small inductive loads, relay contact bouncing (conducted interference) or switching of HV switchgear, particularly SF6 or vacuum switchgear (radiated interferences).

11.10.2.7 Oscillatory wave immunity

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against repetitive damped oscillatory waves occurring in low-voltage circuits in HV and MV stations due to switching phenomena (isolators in HV/MV open-air stations, particularly HV busbar switching) or faults in HV or MV networks. The requirement is relevant for a.c. or d.c. power supply (P3 and P4 class power supply).

11.10.2.8 Ring wave

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against non-repetitive damped oscillatory transients (ring waves). The single-shot oscillatory transients are known by the term “ring wave”. The ring wave appears at the terminals of equipment (equipment ports) as a consequence of switching in power and control lines, as well as a consequence of lightning. The single-event type and the decaying oscillatory waveform are the most significant parameters to take into account.

11.10.2.9 Electrostatic discharge

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against electrostatic discharges (ESD) generated by an operator touching (directly or with a tool) the equipment or its vicinity. In general, this is not of great concern because electronic parts of FPI/DSU are located outdoors or indoors, generally standing on a bare concrete floor, without any synthetic carpet or furniture nearby. Moreover, the electronic parts are generally mounted inside a metallic cabinet well bonded to a well-controlled earthing network, for safety reasons. This makes the probability of ESD very low.

11.10.2.10 Power-frequency magnetic field immunity

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against power-frequency magnetic fields related to the proximity of power conductors, transformers, etc. in normal or faulted conditions. This requirement is important because of the expected vicinity of electronic parts of the FPI/DSU to main circuits.

11.10.2.11 Pulse magnetic field immunity

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 to impulse magnetic field generated by lightning strikes on buildings, metal structures and earth networks. This requirement is relevant to HV and MV installations because of the increased lightning exposure.

11.10.2.12 Damped oscillatory magnetic field immunity

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against damped oscillatory magnetic field generated by the switching of HV busbars by isolators. This requirement is mainly applicable to electrical equipment installed in HV substations.

11.10.2.13 Radiated, radiofrequency, electromagnetic field immunity

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against electromagnetic fields generated by radio transmitters or any other device emitting wave-radiated electromagnetic energy. The most important concern in HV and MV installations comes from the possibility of the use of walkie-talkie and portable phones, as the probability of proximity to broadcasting stations or amateur radios is, in general, very low.

11.10.2.14 RF emissions from digital radio

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against a device which radiates (transmits) an electromagnetic field intentionally. Examples include digital mobile telephones and other radio devices.

11.10.2.15 Conducted disturbances

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against a device which radiates (transmits) an electromagnetic field intentionally in the RF band. The disturbance can act on the entire length of the cables connected to the equipment installed.

11.10.2.16 Power frequency conducted disturbances

FPI/DSU shall have an immunity level as specified in Table 16 against power frequency conducted disturbances (according to IEC 61000-4-4).

11.10.3 Requirements for climatic immunity

11.10.3.1 Standard climatic tests

The climatic immunity requirements are specified for all parts of the system FPI/DSU including sensors.

Table 17 gives a list of requirements which can be considered relevant for FPI/DSU. Other requirements which can be of interest for this application are still under consideration.

Table 17 – Climatic immunity requirements

Immunity requirement	Reference standard	Severity class
Dry heat	IEC 60068-2-2	In accordance with minimum and maximum temperatures (9.2.2.2); duration 16 h
Damp heat, steady state ^a	IEC 60068-2-78	(40 ± 2) °C; (95 ± 3) % RH; duration 4 days
Damp heat, cyclic (12 h + 12 h test) ^a	IEC 60068-2-30	(40) °C; 21 cycles
Cold	IEC 60068-2-1	In accordance with minimum and maximum temperatures (9.2.2.2); duration 16 h
Change of temperature	IEC 60068-2-14	In accordance with minimum and maximum temperatures (9.2.2.2); duration 3 h + 3 h
^a Only for indoor application.		

11.10.3.2 Ageing immunity requirement (optional)

If requested by the user, ageing immunity shall be required on electronics for signal conditioning and sensors if they contain electronic components or if they are integrated elements of the FPI/DSU.

11.10.4 Mechanical requirements

The mechanical immunity requirements are specified for all parts of the system FPI including sensors.

Table 18 gives minimum severity class for the mechanical requirement related to vibration.

Table 18 – Mechanical immunity requirements

Requirement	Reference standard	Severity class
Vibration (sinusoidal)	IEC 60068-2-6	from 10 Hz to 500 Hz 10 m/s ² amplitude 0,075 mm, 23 min

11.11 Mechanical stresses on terminals (optional)

As standard, no mechanical requirements are requested for FPI sensor terminals.

For some applications, however, it may be necessary to establish:

- the static loads, intended to be applied in any direction to the primary terminals, that instrument transformers shall be capable of withstanding; and/or
- the moment, applied on the primary terminals, that instrument transformers shall be capable of withstanding (resistance to rotation).

The sum of the loads acting in routinely operating conditions should not exceed 50 % of the specified withstand test load.

In some applications, FPI/DSU sensors with through current terminals should withstand rarely occurring extreme dynamic loads (e.g. short circuits) not exceeding 1,4 times the static test load.

12 Tests

12.1 General

12.1.1 Classification of tests

The tests specified in this part of IEC 62689 are classified as follows.

- Type test: a test made on equipment to demonstrate that all equipment made to the same specification complies with the requirements not covered by routine tests.
- Routine test: a test to which each individual piece of equipment is subjected. Routine tests are for the purpose of revealing manufacturing defects. They do not impair the properties and reliability of the test object.
- Special test: a test other than a type test or a routine test, agreed on by manufacturer and purchaser.

12.1.2 List of tests

Due to the large combination of FPIs, which may range from very simple versions to highly sophisticated ones, functional tests will be included in future parts of IEC 62689.

In this part of IEC 62689, only common tests, where possible, are described.

The list of tests is given in Table 19.

Table 19 – List of tests

Tests	Subclause
Type tests	12.2
Short time current test	12.2.4
Power-frequency voltage withstand tests on primary terminals	12.2.5
Temperature-rise test	12.2.6
Lightning impulse voltage test on primary terminals	12.2.7
Wet test for outdoor type transformers	12.2.8
Low-voltage component voltage withstand test	12.2.9
Electromagnetic Compatibility (EMC) tests	12.2.10
Partial discharge test on primary terminals	12.2.11
Verification of markings	12.2.12
Verification of the degree of protection by enclosures	12.2.13
Functional tests	12.2.14
Climatic tests	12.2.15
Mechanical tests	12.2.16
Routine tests	12.3
Power-frequency voltage withstand tests on primary terminals	12.3.2
Partial discharge test on primary terminals	12.3.4
Power-frequency voltage withstand test for low-voltage components	12.3.3
Functional tests	12.3.5
Verification of markings	12.3.6
Special tests (additional type tests)	12.4
Chopped impulse voltage withstand test on primary terminals	12.4.2
Fire hazard test	12.4.3
Ageing test ^a	12.4.4
Mechanical stresses on terminals test	12.4.5
^a Due to the long duration of these tests, they are subject to agreement between users and manufacturers.	

12.2 Type tests

12.2.1 General provisions for type tests

All the dielectric type tests shall be carried out on the same FPI/DSU, unless otherwise specified.

All the type tests shall be carried out on minimum one and maximum two specimens.

A type test may also be considered valid if it is made on an FPI/DSU that has minor constructional deviations from the FPI/DSU under consideration. Such deviations should be subject to agreement between manufacturer and purchaser.

All the type tests, except climatic tests, shall be carried out at ambient temperature between 10 °C and 30 °C.

12.2.2 Information for identification of specimen

The manufacturer shall submit to the testing laboratory drawings and other data containing sufficient information to unambiguously identify by type the essential details and parts of the equipment presented for test, including the software version. Each drawing or data schedule shall be uniquely referenced and shall contain a statement to the effect that the manufacturer guarantees that the drawings or data schedules truly represent the equipment to be tested.

After completion of verification, detail drawings and other data shall be returned to the manufacturer for storage.

The manufacturer shall maintain detailed design records of all component parts of the equipment tested and shall ensure that these may be identified from information included in the drawings and data schedules.

NOTE Manufacturers whose production systems comply with ISO 9001 satisfy the previously mentioned requirements.

The testing laboratory shall check that drawings and data schedules adequately represent the essential details and parts of the equipment to be tested, but shall not be responsible for the accuracy of the detailed information.

Particular drawings or data required to be submitted by the manufacturer to the test laboratory for identification of essential parts of equipment shall be specified by the relevant standards.

An individual type test need not be repeated for a change of construction detail, if the manufacturer can demonstrate that this change does not influence the result of that individual type test

12.2.3 Information to be included in type test reports

The results of all type tests shall be recorded in type-test reports containing:

- a) Identification file as prescribed in 12.2.2.
- b) Test arrangement:
 - details of the testing arrangements (including diagram of test circuit);
 - general details of the supporting structure of the device used during the test;
 - photographs to illustrate the condition of equipment before and after test.
- c) Test data to prove compliance with the specification:
 - test program;
 - records of the test quantities during each test, as specified in the relevant IEC standard;
 - statements of the behaviour of the equipment during tests, its condition after tests and, if applicable, any parts renewed or reconditioned during the tests;
 - conclusion.

12.2.4 Short time current test

This test shall be made with the current sensors connected to the IED, and at a current I for a time t , so that (I^2t) is not less than (I_{th}^2) and provided t has a value between 0,5 s and 5 s.

The dynamic test shall be made with the current sensors connected to the IED, and with a primary current the peak value of which is not less than the rated dynamic current (I_{dyn}) for at least one peak.

The dynamic test may be combined with the thermal test, provided the first major peak current of that test is not less than the rated dynamic current (I_{dyn}).

The FPI shall be deemed to have passed these tests if, after cooling to ambient temperature (between 10 °C and 40 °C):

- a) it is not visibly damaged;
- b) all requested functionalities are properly available;
- c) it withstands the dielectric tests specified in 12.2.5, 12.2.11 and 12.3.3, but with the test voltages or currents reduced to 90 % of those given;
- d) on examination, the insulation next to the surface of the conductor does not show significant deterioration (e.g. carbonization).

The examination d) is not required if the current density in the primary winding, corresponding to the rated short-time thermal current (I_{th}), does not exceed:

- 180 A/ mm² where the winding is of copper of conductivity not less than 97 % of the value given in IEC 60028;
- 120 A/ mm² where the winding is of aluminium of conductivity not less than 97 % of the value given in IEC 60121.

NOTE Experience has shown that in service the requirements for thermal rating are generally fulfilled in the case of class A insulation, provided that the current density in the primary winding, corresponding to the rated short-time thermal current, does not exceed the above-mentioned values.

Consequently, compliance with this requirement can take the place of the insulation examination, if agreed between manufacturer and purchaser.

12.2.5 Power-frequency voltage withstand tests on primary terminals

The power-frequency withstand test shall be performed in accordance with IEC 60060-1.

The test voltage shall have the appropriate value given in Table 5, depending on the highest voltage for the equipment. The duration shall be 60 s, unless otherwise specified.

The test voltage shall be applied:

- between the primary terminals and earth;
- between primary terminals, where applicable.

The secondary terminals, the frame, case (if any) and core (if there is a special earth terminal) shall be connected to earth. The test shall be made on the completely assembled FPI, as in service; the outside surfaces of insulating parts shall be carefully cleaned.

Repeated power-frequency tests on primary terminals should be performed at 80 % of the specified test voltage.

12.2.6 Temperature-rise test

A test shall be made to prove compliance with 11.3 at rated current.

For this test, the FPI shall be mounted in a manner representative of the mounting in service.

The temperature rise of windings shall, when practicable, be measured by the increase in resistance method, but for windings of very low resistance, thermocouples may be employed.

The temperature rise of parts other than windings may be measured by thermometers or thermocouples.

FPI shall be considered to have attained a steady-state temperature when the rate of temperature rise does not exceed 1 K/h.

The FPI shall be deemed to have passed this test if the temperature rise is in accordance with requirements given in 11.3 and if after cooling to ambient temperature:

- it is not visibly damaged,
- all requested functionalities are properly available.

12.2.7 Lightning impulse voltage test on primary terminals

The lightning impulse test shall be performed in accordance with IEC 60060-1.

The frame, case (if any) and core (if intended to be earthed) and all terminals of the secondary system shall be connected to earth. The test shall be made on FPI/DSU completely assembled, as in service; the outside surfaces of insulating parts shall be carefully cleaned.

The impulse tests generally consist of voltage application at reference and rated voltage levels. The reference impulse voltage shall be between 50 % and 75 % of the rated impulse withstand voltage. The peak value and the wave shape of the impulse shall be recorded.

Evidence of insulation failure due to the test may be given by variation in the wave shape at both reference and rated withstand voltages.

Improvements in failure detection may be obtained by recording of the current(s) to earth as a complement to the voltage record.

The test voltage shall have the appropriate value, given in Table 9 depending on the highest voltage for the equipment and the specified insulation level.

The test shall be performed with both positive and negative polarities. Fifteen consecutive impulses of each polarity, not corrected for atmospheric conditions, shall be applied.

The following test procedure B of IEC 60060-1, adapted for HV equipment that has self-restoring and non-restoring insulation, is the recommended test procedure. The FPI/DSU shall be considered to have passed the impulse tests for each polarity if the following conditions are fulfilled:

- each positive and negative series has at least 15 impulses;
- no disruptive discharges on non-self-restoring insulation occur. This is confirmed by 5 consecutive impulse withstands following the last disruptive discharge.
- the number of disruptive discharges does not exceed two for each series.

This procedure leads to a maximum possible number of 25 impulses per series.

No evidence of insulation failure shall be detected (e.g. variation of the wave shape of the recorded quantities on routine tests which serve as verification tests).

If disruptive discharges occur and evidence cannot be given during testing that the disruptive discharges were on self-restoring insulation, the sensors shall be dismantled and inspected after the completion of the dielectric test series. If damage to non-self-restoring insulation is observed, the FPI/DSU shall be considered to have failed the test.

The application of 15 positive and 15 negative impulses is specified for testing the external insulation. If other tests are agreed between manufacturer and purchaser in order to check the external insulation, the number of lightning impulses may be reduced to three of each polarity, not corrected for atmospheric conditions.

12.2.8 Wet test for outdoor type transformers

The wetting procedure shall be in accordance with IEC 60060-1.

The test shall be performed with power-frequency voltage of the appropriate value given in Table 5 depending on the highest voltage for equipment applying corrections for atmospheric conditions.

12.2.9 Low-voltage component voltage withstand test

Tests shall be performed in accordance with IEC 60255-27:2013, Table C.

12.2.10 Electromagnetic Compatibility (EMC) tests.

12.2.10.1 General

The EMC test shall be performed according to Table 20.

Table 20 – EMC test

Test	Reference standard	Performance criterion ^c
Harmonic and interharmonic test ^a	IEC 61000-4-13	A
Voltage dips ^a	IEC 61000-4-11	A
Voltage dips ^b	IEC 61000-4-29	A
Surge immunity test	IEC 61000-4-5	B
Electrical fast transient/burst test	IEC 61000-4-4	B
Oscillatory waves immunity test	IEC 61000-4-18	B
Ring wave	IEC 61000-4-12	B
Electrostatic discharge test	IEC 61000-4-2	B
Power frequency magnetic field immunity test	IEC 61000-4-8	A
Pulse magnetic field immunity test	IEC 61000-4-9	B
Damped oscillatory magnetic field immunity test	IEC 61000-4-10	B
Radiated, radiofrequency, electromagnetic field immunity test	IEC 61000-4-3	A
RF emissions from digital radio telephones	IEC 61000-4-3	A
Conducted disturbances, induced by radio-frequency fields	IEC 61000-4-6	A
Power frequency conducted disturbances	IEC 61000-4-16	A
^a Only applicable to FPI/DSU with a.c. power port. ^b Only applicable to FPI/DSU with d.c. power port. ^c See 12.2.10.2.		

12.2.10.2 Performance criteria

The following performance criteria are defined according to Clause 4 of IEC 61000-6-2:2005.

- a) Performance criterion A: normal performance within the accuracy specification limits (steady-state conditions at rated primary current or primary voltage or lower).
- b) Performance criterion B: temporary degradation of performance of measurements which are not relevant for protection or self-diagnosis and which are self-recovered is allowed. A reset or restart is not allowed. No output overvoltage greater than 500 V is allowed. No degradation of performance causing false trips of protective devices is allowed for electronic protective transformers.

Furthermore, the indication of the fault shall be maintained after the execution of the test.

NOTE The same performance criteria, being absent from standards, are also applied for climatic tests and mechanical tests.

12.2.11 Partial discharge test on primary terminals

12.2.11.1 Test circuit and instrumentation

The test circuit and the instrumentation used shall be in accordance with IEC 60270.

The instrument used shall measure the apparent charge q expressed in picocoulombs (pC). Its calibration shall be performed in the test circuit.

A wide-band instrument shall have a bandwidth of at least 100 kHz with an upper cut-off frequency not exceeding 1,2 MHz.

Narrow-band instruments shall have their resonance frequency in the range 0,15 MHz to 2 MHz. Preferred values should be in the range from 0,5 MHz to 2 MHz but, if feasible, the measurement should be performed at the frequency which gives the highest sensitivity.

The sensitivity shall allow detection of a partial discharge level of 5 pC.

The noise shall be sufficiently lower than the sensitivity. Pulses that are known to be caused by external disturbances may be disregarded.

NOTE 1 For the suppression of external noise, a balanced test circuit is appropriate.

NOTE 2 When electronic signal processing and recovery are used to reduce the background noise, this can be demonstrated by varying its parameters so that it allows the detection of repeatedly occurring pulses.

12.2.11.2 Partial discharge test procedure

After a pre-stressing performed according to procedures A or B on voltage/current sensors, the partial discharge test voltages specified in Table 6 are reached, and the corresponding partial discharge levels are measured within 30 s.

The measured partial discharge shall not exceed the limits specified in Table 10.

Procedure A: the partial discharge test voltages are reached while decreasing the voltage after the power-frequency withstand test.

Procedure B: the partial discharge test is performed after the power-frequency withstand test. The applied voltage is raised to 80 % of the power-frequency withstand voltage, maintained for not less than 60 s, then reduced without interruption to the specified partial discharge test voltages.

If not otherwise specified, the choice of the procedure is left to the manufacturer. The test method used shall be indicated in the test report.

12.2.12 Verification of markings

It shall be verified that the nameplate and terminal markings are correct.

12.2.13 Verification of the degree of protection by enclosures

12.2.13.1 Verification of the IP coding

In accordance with the requirements specified in 11.7, tests shall be performed in accordance with IEC 60529 on the enclosures of all parts of the fully assembled equipment as under service conditions.

12.2.13.2 Mechanical impact test

In accordance with the requirements specified in 11.7.6, enclosures shall be subjected to an impact test. Three blows are applied to points of the enclosure that are likely to be the weakest points. Devices such as connectors, displays, etc. are exempt from this test.

The use of a spring-operated impact test apparatus as defined in IEC 60068-2-75 is recommended.

After the test, the enclosure shall show no breaks; the deformation of the enclosure shall not affect the normal function of the instrument transformer, and shall not reduce the specified degree of protection. Superficial damage, such as removal of paint, breaking of cooling ribs or similar parts, or minor indentations can be ignored.

12.2.14 Functional tests

Under development

12.2.15 Climatic tests

Climatic tests shall be carried out for all parts of the system FPI/DSU including sensors, according to Table 21. The tests have to be repeated two times:

- first session with the device turned off;
- second session with the device turned on. In this case the performance criterion is A.

Table 21 – Climatic tests

Test	Reference standard	Performance criterion ^b
Dry heat	IEC 60068-2-2	A
Damp heat, steady state ^a	IEC 60068-2-78	A
Damp heat, cyclic (12h + 12h cycle) ^a	IEC 60068-2-30	A
Cold	IEC 60068-2-1	A
Change of temperature	IEC 60068-2-14	A
^a Only for indoor application.		
^b See 12.2.10.2.		

12.2.16 Mechanical tests

The mechanical immunity tests shall be carried out for all parts of the system FPI including sensors, according to Table 22.

Table 22 – Mechanical tests

Test	Reference standard	Performance criterion ^a
Vibration (sinusoidal)	IEC 60068-2-6	B
^a See 12.2.10.2.		

12.3 Routine tests

12.3.1 General

Routine tests are acceptance tests to be performed on every device delivered and are defined in Table 19.

12.3.2 Power-frequency voltage withstand test for primary terminals

For routine tests the same test set-up as for the type test is used (see 12.2.5).

12.3.3 Power-frequency voltage withstand test for low-voltage components

For routine tests the same test set-up as for the type test is used (see 12.2.9). The duration of the test can either be 1 min as described or 1 s at 1,1 times the specified test voltage level. The choice shall be at the manufacturer's discretion.

12.3.4 Partial discharge test on primary terminals

For routine tests the same test set-up as for the type test is used (see 12.2.11).

12.3.5 Functional tests

Under development (see 12.2.14).

NOTE Number and typology of tests depend on the availability of an automatic testing setup and agreement between user and manufacturer.

12.3.6 Verification of markings

For routine tests the same test set-up as for the type test is used (see 12.2.12).

12.4 Special tests

12.4.1 General

Special tests are optional tests based on agreement between user and manufacturer.

12.4.2 Chopped impulse voltage withstand test on primary terminals

The test shall be carried out with negative polarity only and combined with the negative polarity lightning impulse test in the manner described below.

The voltage shall be a standard lightning impulse as defined in IEC 60060-1, chopped between 2 μ s and 5 μ s. The chopping circuit shall be so arranged that the amount of over swing of opposite polarity of the recorded impulse shall be limited to approximately 30 % of the peak value.

The test voltage of the full impulses shall have the appropriate value, given in Table 9 depending on the highest voltage for equipment and the specified insulation level.

The chopped impulse test voltage shall be in accordance with 10.4.2.2.

The sequence of impulse applications shall be as follows:

- one full impulse;
- two chopped impulses (four chopped impulses for unearthed FPIs);
- fourteen full impulses.

For unearthed FPIs, two chopped impulses and approximately half of the 15 full impulses shall be applied to each terminal.

Differences in the wave shape of full-wave applications before and after the chopped impulses are an indication of an internal fault.

Flashovers during chopped impulses along self-restoring external insulation shall be disregarded in the evaluation of the behaviour of the insulation.

12.4.3 Fire hazard test

If requested, this test is based on IEC 60695-1-30 and IEC 60695-7-1.

12.4.4 Ageing test

The following test conditions shall be applied:

- Duration: 1 000 h,
- Temperature: 55 °C
- Auxiliary supply voltage: $U_n + 10\%$
- Current in current sensors: 80 % of nominal current
- Voltage in voltage sensors: 110 % of nominal voltage

Performance shall be verified every 24 h according to 12.2.10.2 b).

12.4.5 Mechanical stresses on terminals test

The test loads and/or moment, if required, shall be agreed between manufacturer and purchaser.

Annex A

(informative)

Example of guide for the selection of equipment according to use – information to be provided with inquiries, tenders, and orders

For all the FPIs/DSUs, the following information should be supplied in tenders:

- all the information listed in 11.6;
- rated primary voltage (or range) (with tolerance);
- rated primary current (or range) (with tolerance);
- maximum short-circuit withstand current;
- operating temperature range (both for sensors and for electronics, in case they are not integrated in the same case);
- voltage and current harmonic distortion compatibility (see, for example, EN 50160);
- outdoor or indoor installation;
- overhead feeder or underground cable application;
- accuracy.

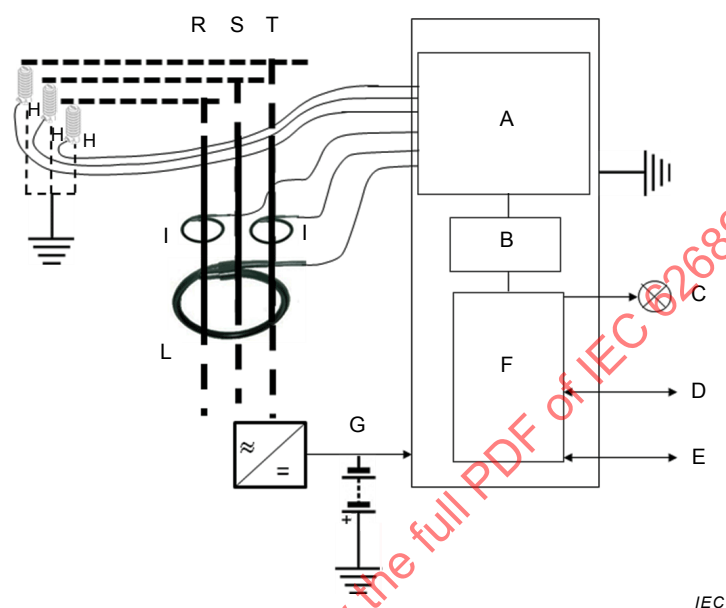
In addition, also the following information should be supplied:

- fault detection capabilities according to specific classification code (see 8.4.1 and 8.4.5), specifying also if cross-country (multiple) fault detection capability is present and number of possible thresholds for each fault typology;
- methods used for fault detection;
- type of neutral status in which FPI can correctly operate;
- range of currents/voltages in which the FPI can assure its correct behaviour;
- list of measurements recorded;
- list of local/remote information supplied;
- tests or applications already realized;
- connector typology (for sensors, field apparatus, etc);
- (Ethernet, others) and interface communication means (copper, optical fibre, others).

Annex B (informative)

Examples of possible FPI/DSU architectures

An example of F5NC(or C) – T2 – P3 – 3 class FPI, underground cable application is shown in Figure B.1. Classification codes are according to Clause 8.

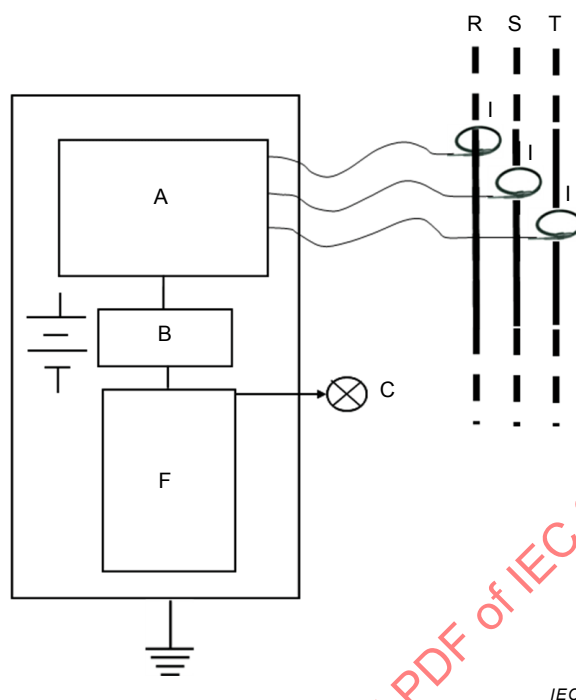


Key

- A: Interface for current sensors (2 phase current sensors and 1 residual current sensor) and voltage sensors (3 capacitive dividers) for non-directional overcurrent detection and both non-directional and directional earth fault detection, with or without need for fault confirmation (capacitive dividers may coincide with those used also for voltage presence lamps). Each voltage sensor secondary signal is adjusted (in module and phase) from electronics in such a way to supply 0 V residual voltage with healthy MV network.
- B: Transmission of signals between sensors and electronics.
- C: Local indication (lamps).
- D: Hard wired (copper, optical fibre, etc.) in case of a T2 FPI class (intra-substation communication only, possibly also with local indications). Information, commands (digital signals) and measurements (analogue signals), for network operation purposes (possible also bi-directional communication), are locally transmitted through wires to other IEDs (for instance RTUs) which deal with the extra-substation (remote) data transmission to the SCADA.
- E: Connections to field apparatus (alarms, others).
- F: Signal conditioning, processing and indicating unit (CPIU).
- G: Power supply from energy station with batteries for MV network automation (switches operation also in absence of voltage on MV feeder).
- H: Capacitive divider included in post insulators (generally used for voltage presence lamps), used as phase to earth voltage sensor. Voltage signals are used for:
- detection of fault current direction in case of phase to earth fault (no confirmation is needed by voltage absence caused from MV feeder CB tripping);
 - power flow monitoring (voltage and current measurements for operation purposes).
- I: Cable type phase current sensor for phase current measurement.
- L: Cable type residual current sensor.
- R, S, T: Phases R, S and T, respectively, of power cable and of medium voltage switchboard busbars.

**Figure B.1 – Example of a F5NC(or C) – T2 – P3 – 3 class FPI
for underground cable application**

An example of F3NC(or C) – T1 – P2 – max 2 class FPI, underground cable application is shown in Figure B.2. Classification codes are according to Clause 8.



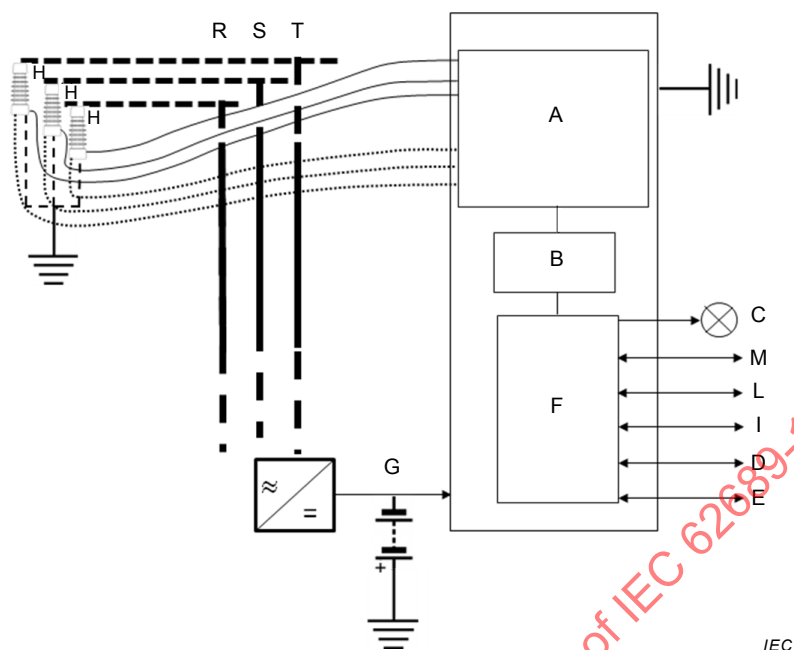
IEC

Key

- A: Interface for current sensors (3 phase current sensors) for non-directional overcurrent and residual current detection.
- B: Transmission of signals between sensors and electronics.
- C: Local indication (lamps).
- F: Signal conditioning, processing and indicating unit (CPIU).
- I: Cable type phase current sensor for phase current measurement.
- R, S, T: Phases R, S and T, respectively, of power cable and of medium voltage switchboard busbars.

Figure B.2 – Example of a F3NC(or C) – T1 – P2 – max 2 class FPI for underground cable application

An example of F6NC – T4 – P3 – 4 class DSU, underground cable application is shown in Figure B.3. Classification codes are according to Clause 8.



Key

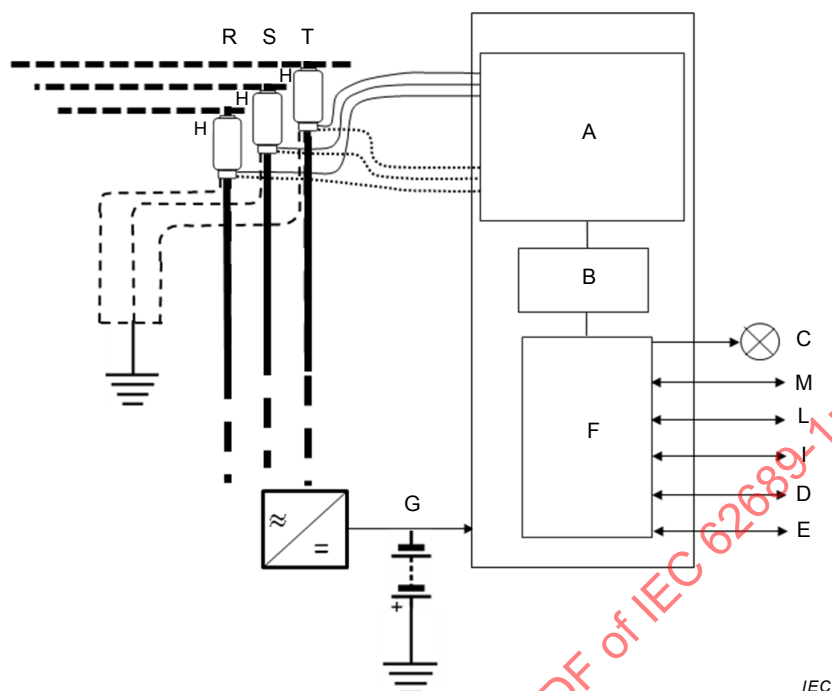
- A: Interface for integrated voltage and current sensors (1 per phase) for directional detection of both overcurrents and earth faults (without any need for fault confirmation). Each integrated sensor secondary output signal (current and voltage) may be adjustable (in module and phase) from electronics in such a way to supply 0 V residual voltage and 0 A residual current with healthy MV network.
- B: Transmission of signals between sensors and electronics.
- C: Local indication (lamps, LEDs, display, etc.).
- D: (Ethernet) interface (copper or optical fibre) to router for intra-substation communication only. Remote bi-directional communication of indications concerning fault detection and/or information concerning power flows, FLISR, VVC, DER management are locally transmitted to other IEDs (for instance RTUs) which deal with the extra substation (remote) data transmission to the SCADA or other IEDs, for instance other RTUs. If only D communication function is used, the device is an FPI class F6XX – T2 – P3 – 3.
- E: Connections to field apparatus (alarms, others).
- F: Signal conditioning, processing and indicating unit (CPIU).
- G: Power supply from energy station with batteries for MV network automation (switches operation also in absence of voltage on MV feeder).
- H: Integrated voltage and current sensors (for instance Rogowsky coils and capacitive dividers included in a post insulator). Voltage signals are used for:
 - detection of fault current direction in case of phase to earth fault (non confirmation is needed by voltage absence caused from MV feeder CB tripping);
 - power flow monitoring (voltage and current measurements for operation purposes) (maximum performance levels for an FPI class F6XX – T2 – P3 – 3);
 - embedded algorithms for FDIR (FLISR);
 - automatic VVC;
 - DER management.
- I: (Ethernet) interface (copper or optical fibre) to router for communication through IEC 61850 protocol (or other protocols) to SCADA (and to other DSUs/IEDs) directly managed from the DSU; physical interface. If this physical interface or data flow I is used for the client-server communication function (only with SCADA), the class is T3, if peer-to-peer communication is possible, the class is T4.
- L: (Ethernet) interface (copper or optical fibre) to router for communication through IEC 61850 protocol to apparatus within the user's plant (general protection, interface protection, controllable loads, inverters, generator control systems, etc.); physical interface.
- M] (Ethernet) interface (copper or optical fibre) to router for communication through IEC 61850 protocol to other DSUs (IEDs) in the same distribution substation; physical interface.

R, S, T: Phases R, S and T, respectively, of power cable and of medium voltage switchboard busbars.

NOTE I, L and M may also be different data flows grouped together in a single physical interface.

Figure B.3 – Example of an F6NC – T4 – P3 – 4 class DSU for underground cable application

Another example of a F6NC –T4 – P3 – 4 class DSU, underground cable application is shown in Figure B.4. Classification codes are according to Clause 8.



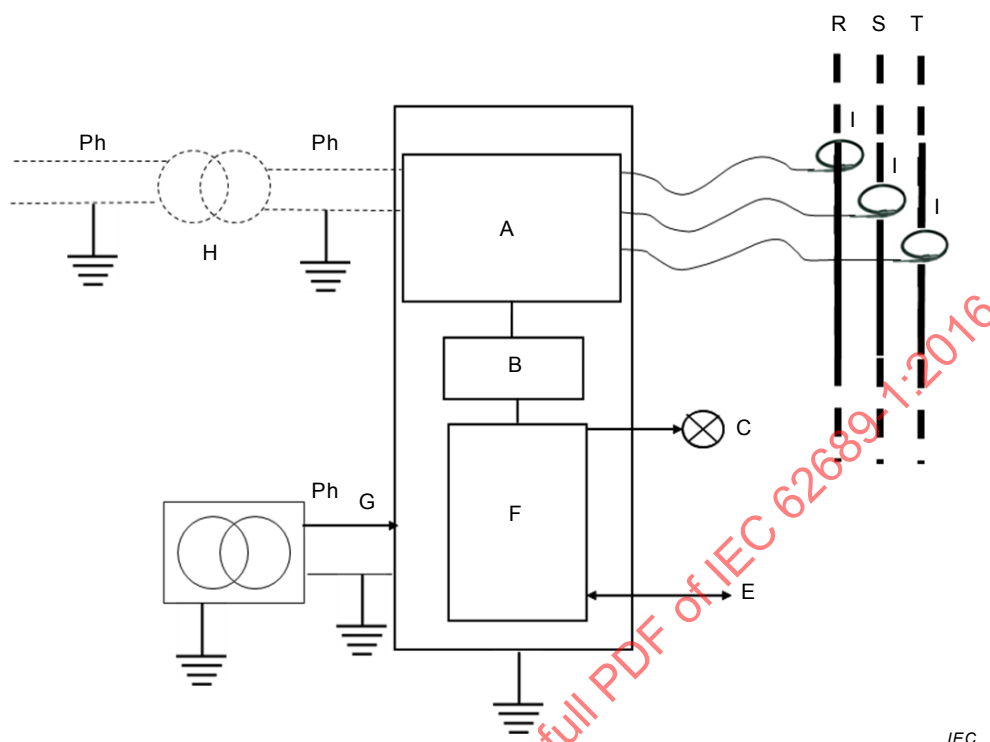
Key

- A: Interface for integrated voltage and current sensors (1 per phase) for directional detection of both overcurrents and earth faults (without any need for fault confirmation). Each integrated sensor secondary output signal (current and voltage) may be adjustable (in module and phase) from electronics in such a way to supply 0 V residual voltage and 0 A residual current with healthy MV network.
- B: Transmission of signals between sensors and electronics.
- C: Local indication (lamps, LEDs, display, etc).
- D: (Ethernet) interface (copper or optical fibre) to router for intra-substation communication only. Remote bi-directional communication of indications concerning fault detection and/or information concerning power flows, FLISR, VVC, DER management are locally transmitted to other IEDs (for instance RTUs) which deal with the extra substation (remote) data transmission to the SCADA or other IEDs, for instance other RTUs. If only communication function D is used, the device is an FPI class F6XX – T2 – P3 – 3.
- E: Connections to field apparatus (alarms, others).
- F: Signal conditioning, processing and indicating unit (CPIU).
- G: Power supply from energy station with batteries for MV network automation (switches operation also in absence of voltage on MV feeder).
- H: Integrated voltage and current sensors (for instance Rogowsky coils and capacitive dividers included into cable terminations). Voltage signals are used for:
- detection of fault current direction in case of phase to earth fault (non confirmation is needed by voltage absence caused from MV feeder CB tripping);
 - power flow monitoring (voltage and current measurements for operation purposes);
 - (maximum performance levels for an FPI class F6XX – T2 – P3 – 3);
 - embedded algorithms for FDIR (FLISR);
 - automatic VVC;
 - DER management.
- I: (Ethernet) interface (copper or optical fibre) to router for communication through IEC 61850 protocol (or other protocols) to SCADA (and to other DSUs/IEDs) directly managed from the DSU; physical interface. If this physical interface or data flow I is used for the client-server communication function (only with SCADA), the class is T3, if peer-to-peer communication is possible, the class is T4.
- L: (Ethernet) interface (copper or optical fibre) to router for communication through IEC 61850 protocol to apparatus within the user's plant (general protection, interface protection, controllable loads, inverters, generator control systems, etc.); physical interface.
- M: (Ethernet) interface (copper or optical fibre) to router for communication through IEC 61850 protocol to other DSUs (IEDs) in the same distribution substation; physical interface.
- R, S, T: Phases R, S and T, respectively, of power cable and of medium voltage switchboard busbars.

NOTE I, L and M may also be different data flows grouped together in a single physical interface.

**Figure B.4 – Example of an F6NC –T4 – P3 – 4 class DSU
for underground cable application**

An example of F5C(or NC) – T2 – P4 – 3 class FPI, underground cable application is shown in Figure B.5. Classification codes are according to Clause 8.



Key

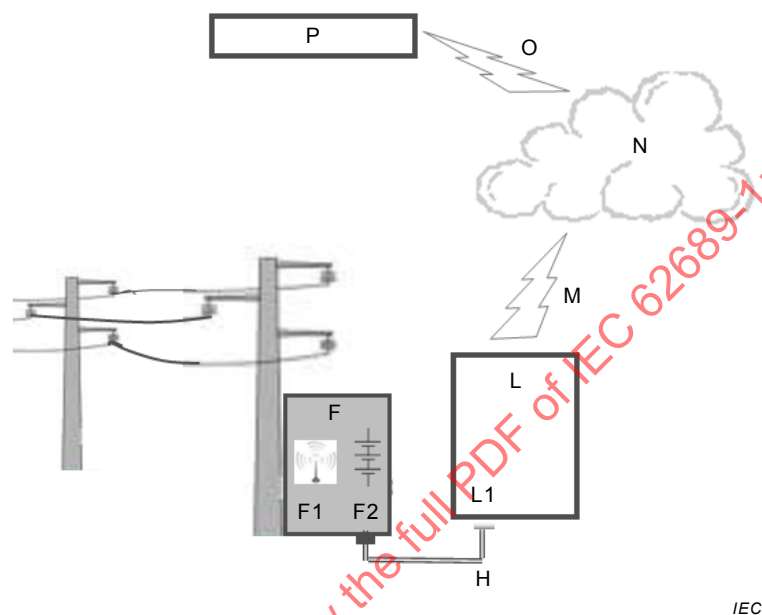
- A: Interface for current sensors (1 per phase) for non-directional overcurrent detection and both non-directional and directional earth fault detection (non-directional detection of both overcurrents and earth faults in case of F4 FPI), with or without need for fault confirmation (voltage sensors may be needed or not).
- B: Transmission of signals between sensors and electronics.
- C: Local indication (lamps).
- E: Digital contacts (hard wired, copper) for possible transmission of information about fault detection, monitoring of substation environment, current measurements for operation purposes to other IEDs (for instance RTUs) in charge of managing communication through proper modem (or other transmission means, such as router, etc.). If only communication function C is used, the device is an FPI class F4/F5 XX – T1 – P4 – 2.
- F: Signal conditioning, processing and indicating unit (CPIU).
- G: AC power supply from MV/LV TR (converter and batteries included in the FPI).
- H: Possible voltage sensors if fault confirmation is needed.
- I: Cable type phase current sensor for phase current measurement transformer.

Figure B.5 – Example of a F5C(or NC) – T2 – P4 – 3 class FPI for underground cable application

Annex C (informative)

Examples of FPI/DSU regarding communication capabilities

An example of an FPI of class F1 (F2/F3) C (NC) – T3 – P2 – 1 (2) is shown in Figure C.1. Other possible classes/levels/etc. are indicated in brackets.



Key

F: FPI, class F1 (F2/F3) C (NC) (fault detection capability) – T2 (communication capability) – P2 (power supply) – 1 (2) (additional features):

- overcurrent detection, non-directional
- residual overcurrent detection, non-directional
- communication not directly managed from FPI
- no additional features (level1) or only FPI device health reporting and substation environment monitoring alarms (local alarms)(level 2).

$\left. \begin{array}{l} \text{F1} \\ \text{F2} \end{array} \right\} \text{F3}$

$\left. \begin{array}{l} \text{1} \\ \text{2} \end{array} \right\}$

F1: Internal antenna to detect magnetic fields generated from overcurrents or residual currents.

F2: Battery supply.

H: Wires from/to FPI.

L: Modem (L1 wire connector).

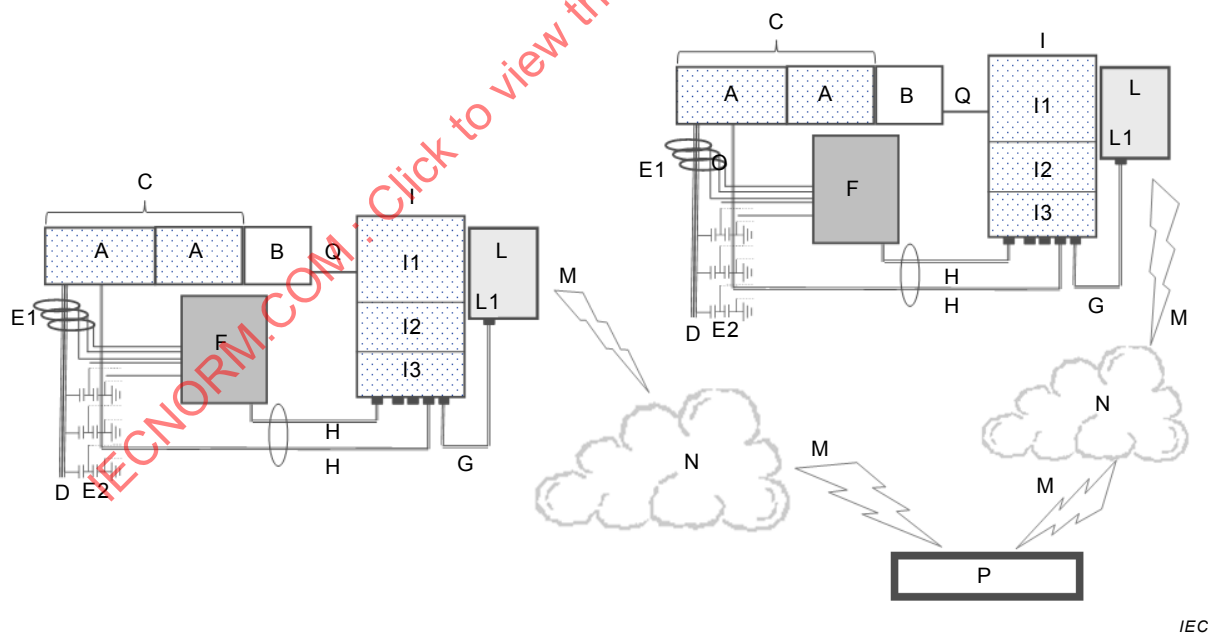
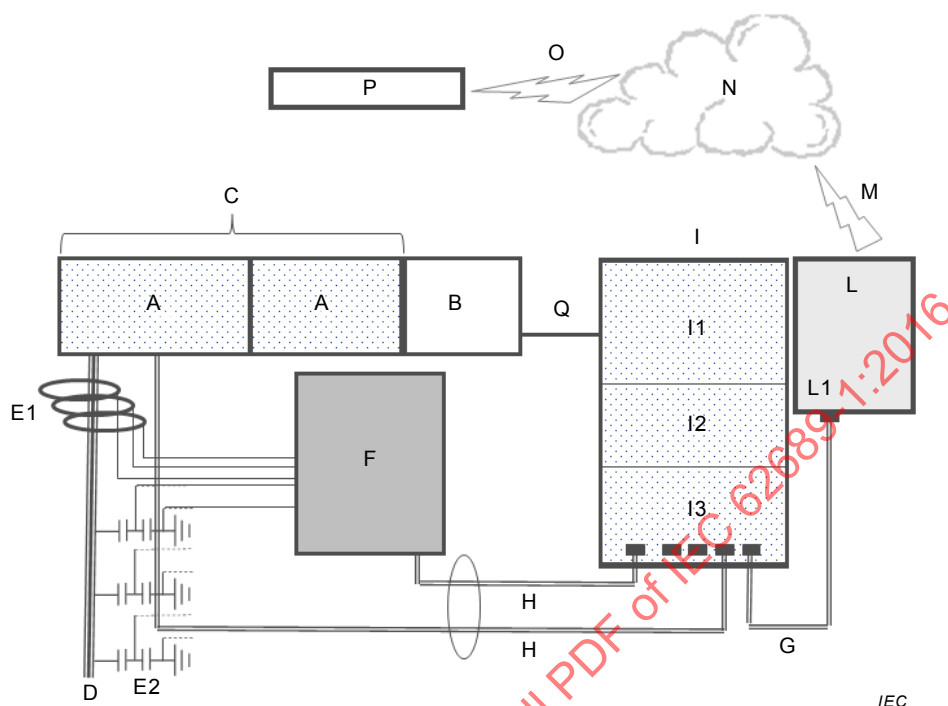
M, O: IEC 60870-5-104 or IEC 60870-5-101 or other protocols.

N: TLC network (private or public with VPN).

P: Central SCADA system.

Figure C.1 – Example of an F1 (F2/F3) C (NC) – T2 – P2 – 1 (2) class FPI for outdoor installation on overhead conductors

Examples of DSUs of class F4 (F5/F6) C (NC) (fault detection capability) – T2 (communication capability) – P3 (P4) (power supply) – 3 (4) (additional features) are shown in Figure C.2. Other possible classes/levels/etc. are indicated in brackets.



Key

- A: Switch disconnector or circuit breaker.
- B: MV/LV transformer.
- C: MV switchboard.
- D: MV power cables.
- E1: Current sensors (with possible accuracy compensation, both in module and phase, from electronics).

E2 Voltage sensors (for instance, capacitive dividers included in post insulators) (with possible accuracy compensation, both in module and phase, from electronics).

F: DSU, class F6 (F4/F6) (fault detection capability), class T2 (communication capability), class P3 (power supply), level 4 (additional features):

- overcurrent detection, directional
 - overcurrent detection, non-directional
 - residual current detection, non-directional
 - residual current detection, directional
- } F4
- } F5
- } F6
-
- communication not directly managed from FPI
 - additional features from level 3:
report on device health, monitoring substation environment, power flow monitoring, monitoring of external communication;
- } T2
- } 3 (4)
- level 4 also includes: embedded algorithms for FDIR (FLISR), automatic VVC, DER management.

G: Ethernet cable, optical fibre (IEC 61850).

H: Wires from/to FPI, wires from/to SD or CB.

I: IED (RTU) (I1: energy station – batteries and supplier, I2: wires interface, I3: Connectors and terminal blocks).

L: Router (L1 connector for Ethernet/optical fibre).

M, O: IEC 60870-5-104 or IEC 60870-5-101 or other protocols on IP.

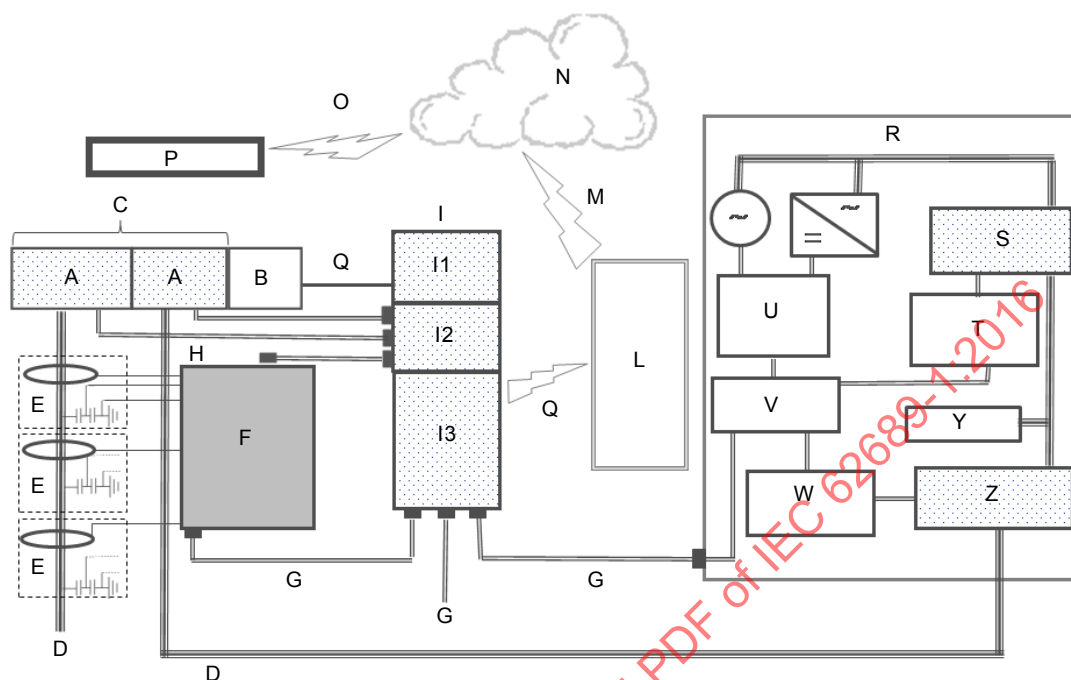
N: TLC network (private or public with VPN).

P: Central SCADA system.

Q: LV supply.

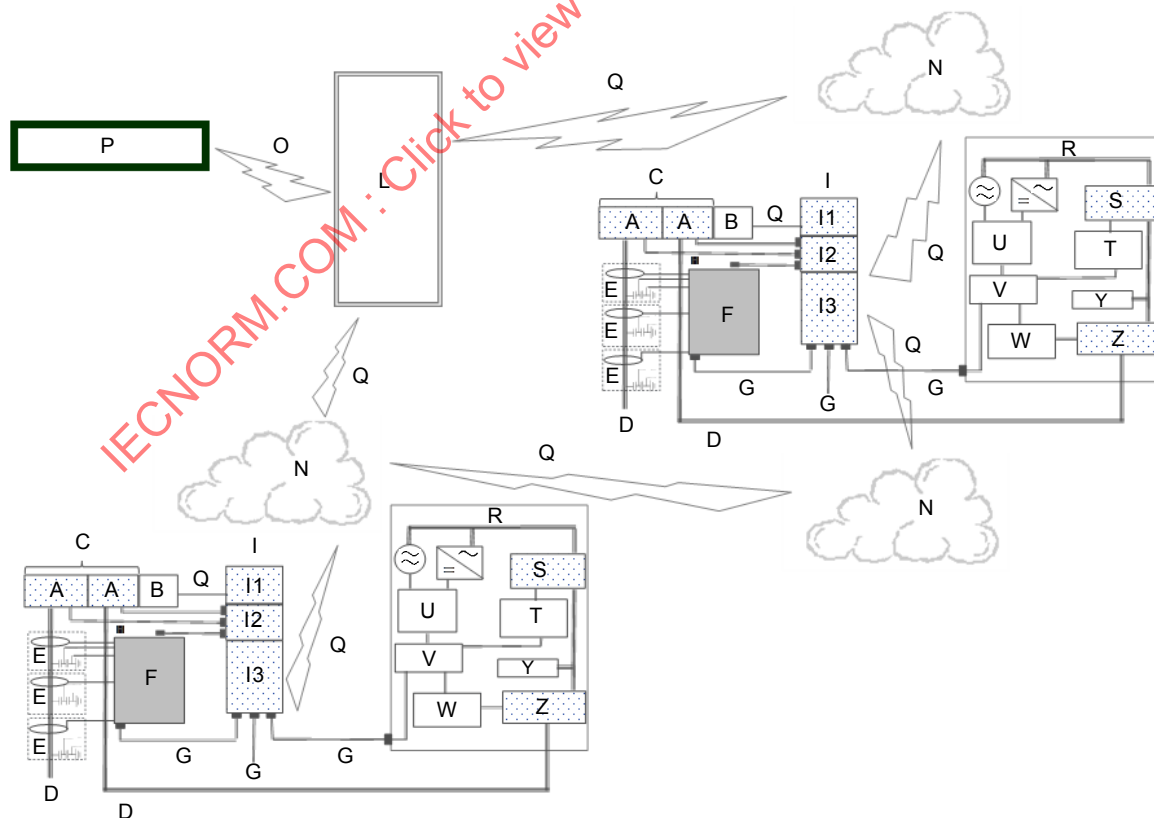
Figure C.2 – Examples of an F4 (F5/F6) C (NC) – T2 – P3 (P4) – 3 (4) class DSU for underground cable application

Other possible examples of DSUs of class F4 (F5/F6) C (NC) (fault detection capability) – T2 (communication capability) – P3 (P4) (power supply) – 3 (4) (additional features) are shown in Figure C.3. Other possible classes/levels/etc. are indicated in brackets.



IEC

Figure C.3a



IEC

Figure C.3b

Key

- A: Switch disconnector or circuit breaker.
 B: MV/LV transformer.
 C: MV switchboard.
 D: MV power cables.
 E: Integrated current and voltage sensors for installation in switchboard (with possible accuracy compensation, both in module and phase, from electronics).
 F: DSU, class F4 (F5/F6) C (NC) (fault detection capability), T2 (communication capability), P3 (P4) (power supply), level 4 (additional features, DER management):
- overcurrent detection, directional
 - overcurrent detection, non-directional
 - residual current detection, non-directional
 - residual current detection, directional
 - communication not directly managed from FPI
 - additional features from level 3:
 report on device health, monitoring substation environment, power flow monitoring, monitoring of external communication;
 level 4 also includes: embedded algorithms for FDIR (FLISR), automatic VVC, DER management.
- } F4
 } F5
 } F6
 } T2
 } 3 (4)
- G: Ethernet cable, optical fibre (IEC 61850).
 H: Wires from/to FPI, wires from/to SD or CB.
 I: IED (RTU) (I1: energy station – batteries and supplier, I2: wires interface, I3: RTU-Router with Ethernet or optical fibre connectors).
 L: Micro SCADA in HV/MV substation.
 M, O: IEC 60870-5-104 or IEC 60870-5-101 or other protocols on IP.
 N: TLC network (private or public with VPN).
 P: Central SCADA system.
 Q: TLC network (private or public with VPN), signals/commands through IP + IEC 61850.
 R: Prosumer plant.
 S: Interface circuit breaker.
 T: Interface protection relay.
 U: Power generation facility control unit.
 V: Prosumer switch.
 W: General protection.
 Y: Loads.
 Z: Prosumer general circuit breaker.

Figure C.3 – Examples of an F4 (F5/F6) C (NC) – T2 – P3 (P4) – 4 class DSU for underground cable application

Examples of DSUs class F4 (F5/F6) C (NC) (fault detection capability) – T3 (communication capability) – P3 (P4) (power supply) – level 3 (4) (additional features) are shown in Figure C.4a and Figure C.4b. Other possible classes/levels/etc. are indicated in brackets.

An example of DSUs of class F4 (F5/F6) C (NC) – T4 – P3 (P4) – 3 (4) class is shown in Figure C.4c.

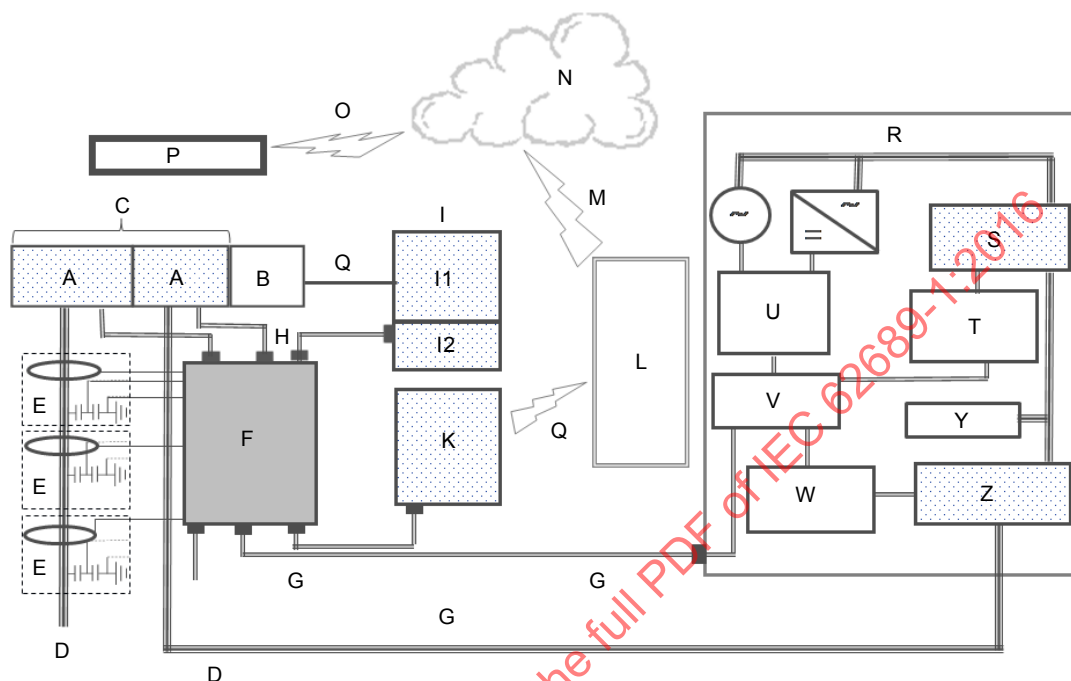


Figure C.4a

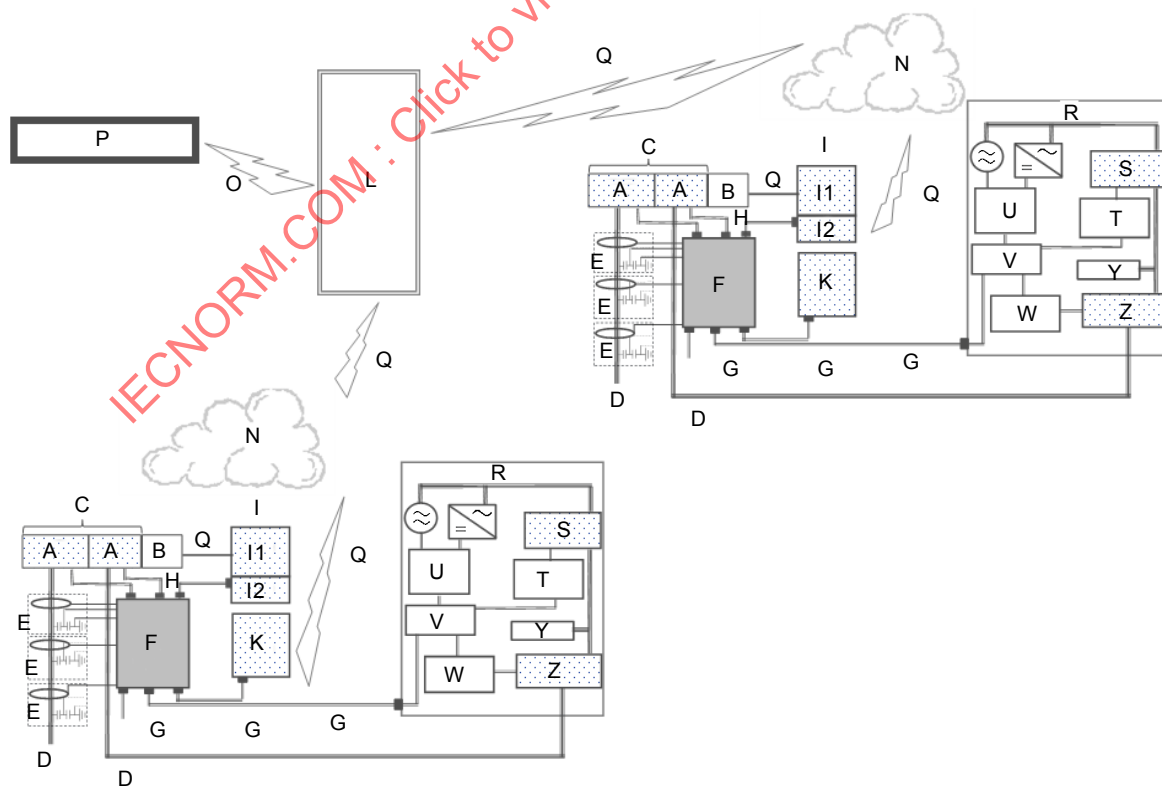


Figure C.4b

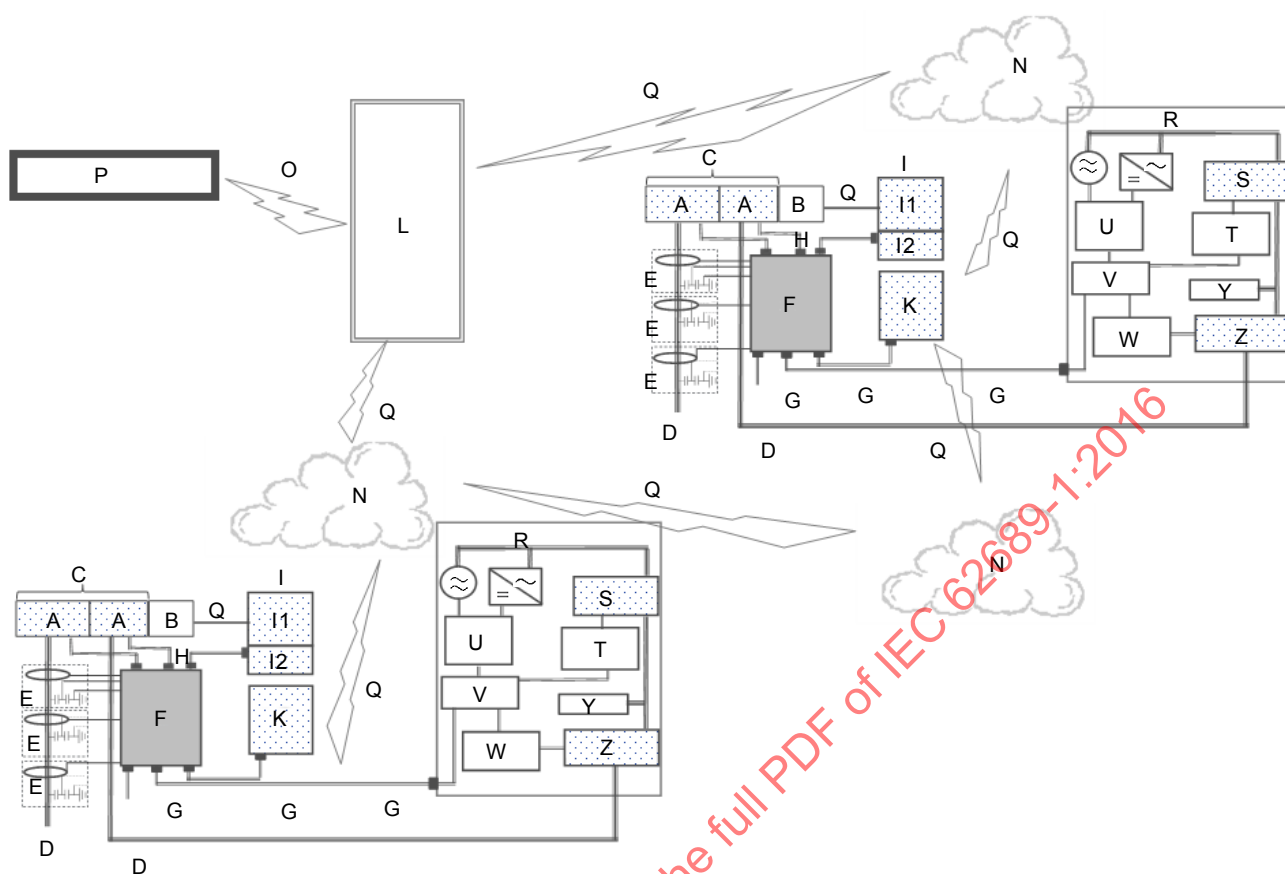


Figure C.4c

IEC

Key

- A: Switch disconnector or circuit breaker.
- B: MV/LV transformer.
- C: MV switchboard.
- D: MV power cables.
- E: Integrated current and voltage sensors for installation in switchboard (with possible accuracy compensation, both in module and phase, from electronics).
- F: DSU, class F4 (F5/F6) C (NC) (fault detection capability), T2 (communication capability), P3 (P4) (power supply), level 6 (additional features, DER management):
- overcurrent detection, directional
 - overcurrent detection, non-directional
 - residual current detection, non-directional
 - residual current detection, directional
 - communication not directly managed from FPI
 - additional features from level 3:
 - report on device health, monitoring substation environment, power flow monitoring, monitoring of external communication;
 - level 4 also includes: embedded algorithms for FDIR (FLISR), automatic VVC, DER management.
- G: Ethernet cable, optical fibre (IEC 61850).
- H: Wires from/to FPI, wires from/to SD or CB.
- I: I1: energy station – batteries and supplier, I2: wires interface.
- L: Micro SCADA in HV/MV substation.
- M, O: IEC 60870-5-104 or IEC 60870-5-101 or other protocols on IP.
- N: TLC network (private or public with VPN).
- K: Router with Ethernet or optical fibre connectors, modem.

- P: Central SCADA system.
- Q: TLC network (private or public with VPN), signals/commands through IP + IEC 61850.
- R: Prosumer plant.
- S: Interface circuit breaker.
- T: Interface protection relay.
- U: Power generation facility control unit.
- V: Prosumer switch.
- W: General protection.
- Y: Loads.
- Z: Prosumer general circuit breaker.

Figure C.4 – Examples of a F4 (F5/F6) C (NC) – T3 (T4) – P3 (P4) – 3(4) class DSU for underground cable application

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62689-1:2016

Bibliography

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

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

IEC 60068-2-64, *Environmental testing – Part 2-64: Tests – Test Fh: Vibration, broadband random and guidance*

IEC 60068-2-75, *Environmental testing – Part 2-75: Tests – Test Eh: Hammer tests*

IEC 60255-1:2009, *Measuring relays and protection equipment – Part 1: Common requirements*

IEC 60660, *Insulators – Tests on indoor post insulators of organic material for systems with nominal voltages greater than 1 000 V up to but not including 300 kV*

IEC 60695-1-10, *Fire hazard testing – Part 1-10: Guidance for assessing the fire hazard of electrotechnical products – General guidelines*

IEC 60721-3-3, *Classification of environmental conditions – Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities – Section 3: Stationary use at weatherprotected locations*

IEC 60721-3-4, *Classification of environmental conditions – Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities – Section 4: Stationary use at non-weatherprotected locations*

IEC 61000-4-30, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods*

IEC 61109, *Insulators for overhead lines – Composite suspension and tension insulators for a.c. systems with a nominal voltage greater than 1 000 V – Definitions, test methods and acceptance criteria*

IEC 61850-6, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs*

IEC 61850-7-3, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-3: Basic communication structure – Common data classes*

IEC 61850-7-4, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes*

IEC 61869-1, *Instrument transformers – Part 1: General requirements*

IEC 61869-2, *Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers*

IEC 61869-3, *Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers*

IEC 61869-4, *Instrument transformers – Part 4: Additional requirements for combined transformers*

IEC 61869-6, *Instrument transformers – Part 6: Additional general requirements for low power instrument transformers*

IEC 62262, *Degrees of protection provided by enclosures for electrical equipment against external mechanical impacts (IK code)*

IEC TR 62271-300, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 300: Seismic qualification of alternating current circuit-breakers*

IEC 62689-2, *Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes – Part 2: System aspects*

DNP3, *Distributed Network Protocol*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62689-1:2016

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62689-1:2016

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	91
INTRODUCTION.....	93
1 Domaine d'application.....	95
2 Références normatives	95
3 Termes, définitions, abréviations et symboles.....	98
3.1 Termes et définitions générales.....	98
3.2 Termes et définitions relatifs au traitement du point neutre.....	102
3.3 Termes et définitions relatifs aux caractéristiques diélectriques assignées.....	104
3.4 Termes et définitions relatifs aux caractéristiques assignées de courant.....	105
3.5 Termes et définitions relatifs aux autres caractéristiques assignées.....	105
3.6 Abréviations et symboles.....	106
4 Choix des exigences des FPI selon les types de réseaux et de défauts.....	106
5 Vue d'ensemble des applications	107
5.1 Description générale	107
5.2 Application par rapport au type d'installation	109
5.2.1 Applications de lignes aériennes	109
5.2.2 Application de câbles souterrains	109
5.3 Application par rapport à la capacité de détection de défauts	109
5.3.1 Application monophasée	109
5.3.2 Application triphasée.....	110
5.3.3 Application de courant résiduel.....	110
5.3.4 Application de courant résiduel et triphasé.....	110
6 Application par rapport à la configuration et à l'exploitation du réseau	110
7 Eléments principaux des FPI/DSU.....	110
7.1 Généralités	110
7.2 Capteurs de courant et de tension	110
7.2.1 Généralités	110
7.2.2 Précision pour les capteurs de courant (et de tension)	111
7.3 Transmission des signaux entre les capteurs et la CPIU	111
7.4 Unité de traitement du signal, de calcul et d'indication (CPIU)	111
7.5 Interface homme/machine (IHM).....	112
7.5.1 Généralités	112
7.5.2 Affichage local	112
7.5.3 Affichage à distance.....	112
8 Classification des FPI/DSU et classes d'utilisation (modèle de données et définition de profil, essai).....	112
8.1 Généralités	112
8.2 Intégration des FPI dans le réseau électrique	115
8.2.1 FPI pour indication locale de détection de défauts	115
8.2.2 FPI pour indication à distance de détection de défauts.....	115
8.2.3 DSU entièrement intégrées dans le système d'exploitation réseau (SCADA)	115
8.3 Informations des FPI/DSU	116
8.3.1 General	116
8.3.2 Informations des FPI pour indication locale de détection de défauts	116
8.3.3 Informations des FPI pour indication à distance de détection de défauts	117

8.3.4	Informations des DSU entièrement intégrées dans le système d'exploitation réseau (SCADA)	118
8.4	Classification des FPI/DSU via des classes de performances/capacités.....	119
8.4.1	Généralités	119
8.4.2	Classe de capacité de détection de défauts	121
8.4.3	Classe de capacité de communication	121
8.4.4	Classe d'alimentation	122
8.4.5	Classes de fonctionnalités facultatives supplémentaires des FPI/DSU (pas strictement relatif à la détection de défauts pure)	122
8.4.6	Classification complète des FPI/DSU via des classes de performances/capacités	123
9	Conditions de service	128
9.1	Généralités	128
9.2	Conditions normales de service	128
9.2.1	Alimentation auxiliaire	128
9.2.2	Température de l'air ambiant.....	128
9.2.3	Altitude	129
9.2.4	Vibrations ou secousses sismiques	129
9.2.5	Autres conditions de service pour des FPI/DSU intérieurs	129
9.2.6	Autres conditions de service pour des FPI/DSU extérieurs	129
9.3	Conditions de service spéciales.....	130
9.3.1	Généralités	130
9.3.2	Altitude	130
9.3.3	Vibrations ou tremblements de terre	130
10	Valeurs assignées	130
10.1	Généralités	130
10.2	Tension primaire assignée.....	131
10.3	Valeurs normalisées du facteur de tension assigné	131
10.3.1	Transformateurs de tension électroniques mis à la terre.....	131
10.3.2	Transformateurs de tension électroniques non mis à la terre	132
10.4	Niveaux d'isolation les plus élevés pour les bornes primaires des FPI	132
10.4.1	Généralités	132
10.4.2	Autres exigences pour l'isolation des bornes primaires des FPI/DSU.....	133
10.4.3	Exigences d'isolation pour les composants basse tension (bornes des capteurs de tension secondaire).....	134
10.5	Plage de fréquences assignées	136
10.6	Courant primaire assigné	136
10.7	Courant assigné thermique de courte durée.....	136
10.8	Courant dynamique assigné	136
10.9	Tension d'alimentation assignée des circuits auxiliaires et de contrôle	136
10.10	Fréquence d'alimentation assignée des circuits auxiliaires	137
11	Conception et construction.....	137
11.1	Généralités	137
11.2	Exigence relative aux matériaux d'isolation dans le matériel.....	137
11.3	Exigences relatives à l'échauffement des pièces et des composants du capteur	137
11.3.1	Généralités	137
11.3.2	Influence de l'altitude sur l'échauffement	138
11.4	Mise à la terre du matériel.....	139
11.4.1	Généralités	139

11.4.2	Continuité électrique	139
11.5	Masse maximale pour installation pincée	139
11.6	Marquage et informations supplémentaires	140
11.6.1	Marquage des plaques signalétiques	140
11.6.2	Marquage des bornes.....	140
11.7	Degré de protection par les enveloppes	141
11.7.1	Généralités	141
11.7.2	Protection des personnes par rapport à l'accès aux parties dangereuses et protection du matériel par rapport à la pénétration de corps étrangers directs	141
11.7.3	Protection par rapport à la pénétration d'eau	142
11.7.4	Degrés IP recommandés: installation en intérieur	142
11.7.5	Degrés IP recommandés: installation en extérieur.....	142
11.7.6	Protection du matériel par rapport à un impact mécanique dans des conditions de service normales.....	142
11.8	Distances d'isolement	142
11.8.1	Pollution	142
11.8.2	Corrections	143
11.9	Inflammabilité	143
11.10	Compatibilité environnementale.....	143
11.10.1	Généralités	143
11.10.2	Exigences pour la compatibilité électromagnétique (CEM).....	144
11.10.3	Exigences pour l'immunité climatique.....	146
11.10.4	Exigences mécaniques.....	147
11.11	Contraintes mécaniques sur les bornes (facultatif)	147
12	Essais	148
12.1	Généralités	148
12.1.1	Classification des essais	148
12.1.2	Liste des essais.....	148
12.2	Essais de type	149
12.2.1	Dispositions générales pour les essais de type	149
12.2.2	Information pour identification de l'échantillon.....	149
12.2.3	Informations à inclure dans les rapports d'essai de type.....	150
12.2.4	Essai de courant de courte durée	150
12.2.5	Essais de tenue à la tension à fréquence industrielle sur les bornes primaires	151
12.2.6	Essai d'échauffement.....	151
12.2.7	Essai de tension de choc de foudre sur les bornes primaires.....	152
12.2.8	Essai sous pluie pour les transformateurs de type extérieur	153
12.2.9	Essai de tenue à la tension de choc pour les composants basse tension	153
12.2.10	Essais de compatibilité électromagnétique (CEM).....	153
12.2.11	Essai de décharge partielle sur les bornes primaires.....	154
12.2.12	Vérification des marquages	155
12.2.13	Vérification du degré de protection fourni par les enveloppes.....	155
12.2.14	Essais fonctionnels	155
12.2.15	Essais climatiques	155
12.2.16	Essais mécaniques	156
12.3	Essais individuels de série	156
12.3.1	Généralités	156

12.3.2	Essai de tenue à la tension à fréquence industrielle pour les bornes primaires	156
12.3.3	Essai de tenue à fréquence industrielle pour les composants basse tension	156
12.3.4	Essai de décharge partielle sur les bornes primaires.....	156
12.3.5	Essais fonctionnels	156
12.3.6	Vérification des marquages	157
12.4	Essais spéciaux	157
12.4.1	Généralités	157
12.4.2	Essai de tenue à la tension de choc coupée sur les bornes primaires.....	157
12.4.3	Essai relatif au danger d'incendie	157
12.4.4	Essai de vieillissement.....	157
12.4.5	Contraintes mécaniques sur les essais de bornes.....	158
Annexe A (informative) Exemple de guide pour le choix du matériel conformément à l'utilisation – informations à fournir dans les appels d'offres, les soumissions et les commandes		159
Annexe B (informative) Exemples d'architectures FPI/DSU possibles.....		160
Annexe C (informative) Exemples de FPI/DSU sur les capacités de communication		165
Bibliographie		173
Figure 1 – Architecture générale d'un FPI.....		94
Figure 2 – Architecture possible d'un FPI type		107
Figure 3 – Architecture possible d'une DSU dans une configuration étendue élargie.....		108
Figure 4 – Exemple de coexistence possible de FPI/DSU de niveaux de performances différents sur la même ligne MT		114
Figure 5 – Exemple de ports possibles à prendre en compte à propos des exigences d'isolation pour les composants BT		135
Figure 6 – Facteur de correction de l'altitude pour l'échauffement		139
Figure B.1 – Exemple de FPI de classe F5NC(ou C) – T2 – P3 – 3 pour application de câble sous-terrain		160
Figure B.2 – Exemple de FPI de classe F3NC(ou C) – T1 – P2 – max 2 pour application de câble sous-terrain		161
Figure B.3 – Exemple de DSU de classe F6NC – T4 – P3 – 4 pour application de câble sous-terrain		162
Figure B.4 – Exemple de DSU de classe F6NC – T4 – P3 – 4 pour application de câble sous-terrain		163
Figure B.5 – Exemple de FPI de classe F5C(ou NC) – T2 – P4 – 3 pour application de câble sous-terrain		164
Figure C.1 – Exemple de FPI de classe F1 (F2/F3) C (NC) – T2 – P2 – 1 (2) pour installation en extérieur sur des conducteurs aériens.....		165
Figure C.2 – Exemples de DSU de classe F4 (F5/F6) C (NC) – T2 – P3 (P4) – 3 (4) pour application de câble sous-terrain		167
Figure C.3 – Exemple de DSU de classe F4 (F5/F6) C (NC) – T2 – P3 (P4) – 4 pour application de câble sous-terrain		169
Figure C.4 – Exemple de DSU de classe F4 (F5/F6) C (NC) – T3 (T4) – P3 (P4) – 3(4) pour application de câble sous-terrain		172
Tableau 1 – Principes de classification des FPI/DSU via des classes à utiliser pour les modèles de données, les définitions de profils et les essais		120

Tableau 2 – Classes de capacités de détection de défauts FPI à utiliser pour les modèles de données, les définitions de profils et les essais	121
Tableau 3 – Capacité de communications à utiliser pour les modèles de données, les définitions de profils et les essais	122
Tableau 4 – Classe d'alimentation	122
Tableau 5 – Classes de fonctionnalités facultatives supplémentaires (pas strictement relatif à la détection de défauts pure)	122
Tableau 6 – Classes d'utilisation des FPI: capacités de détection de défauts et capacités de communication	124
Tableau 7 – Températures minimales et maximales des FPI/DSU	128
Tableau 8 – Valeurs normalisées pour le facteur de tension assigné (k_U)	131
Tableau 9 – Niveaux d'isolation assignés	132
Tableau 10 – Tensions d'essai de décharge partielle et niveaux admissibles	133
Tableau 11 – Valeurs assignées de la tension d'alimentation auxiliaire – tension en courant continu	136
Tableau 12 – Valeurs assignées de la tension d'alimentation auxiliaire – tension en courant alternatif	137
Tableau 13 – Limites d'échauffement pour les différentes parties, les matériaux et les diélectriques des capteurs	138
Tableau 14 – Distance d'isolement spécifique unifiée (USCD)	143
Tableau 15 – Danger d'incendie des produits électrotechniques	143
Tableau 16 – Exigences d'immunité électromagnétique	144
Tableau 17 – Exigences d'immunité climatique	147
Tableau 18 – Exigences d'immunité mécanique	147
Tableau 19 – Liste des essais	149
Tableau 20 – Essai CEM	153
Tableau 21 – Essais climatiques	156
Tableau 22 – Essais mécaniques	156

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**CAPTEURS OU DÉTECTEURS DE COURANT ET DE TENSION,
À UTILISER POUR INDiquer LE PASSAGE D'UN COURANT DE DÉFAUT –****Partie 1: Exigences et principes généraux****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 62689-1 a été établie par le comité d'études 38: Transformateurs de mesure.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
38/503/FDIS	38/510/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 publication a été rédigée selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 62689, publiées sous le titre général *Capteurs ou détecteurs de courant et de tension, à utiliser pour indiquer le passage d'un courant de défaut*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

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

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62689-1:2016

INTRODUCTION

0.1 Généralités

La série IEC 62689 est une norme de famille de produits applicable aux capteurs ou aux détecteurs de courant et de tension à utiliser pour indiquer le passage d'un courant de défaut par les dispositifs ou fonctions adaptés. En fonction de leurs performances, il s'agit d'indicateurs de passage de courant de défaut (FPI, *fault passage indicator*) ou d'unités de poste de distribution (DSU, *distribution substation unit*).

Différents termes sont utilisés pour désigner les FPI en fonction de la région du monde et des fonctionnalités concernant leurs capacités à détecter différents types de défauts, par exemple:

- détecteur de défauts;
- capteur intelligent;
- indicateur de circuit défaillant (FCI, *faulted circuit indicator*);
- indicateur de court-circuit (SCI, *short circuit indicator*);
- indicateur de défaut à la terre (EFI, *earth fault indicator*);
- FCI monté sur le point d'essai;
- une combinaison des éléments ci-dessus.

Les versions les plus simples, qui n'utilisent que des signaux/des informations locales et/ou des communications locales, sont appelées FPI, alors que les versions très évoluées sont nommées DSU. Elles sont explicitement conçues pour les réseaux intelligents et basées sur les protocoles de communication de l'IEC 60870-5 et de l'IEC 61850. Contrairement aux transformateurs de mesure, les technologies de communication numérique évoluent continuellement, et vont selon toute vraisemblance continuer à évoluer dans les prochaines années.

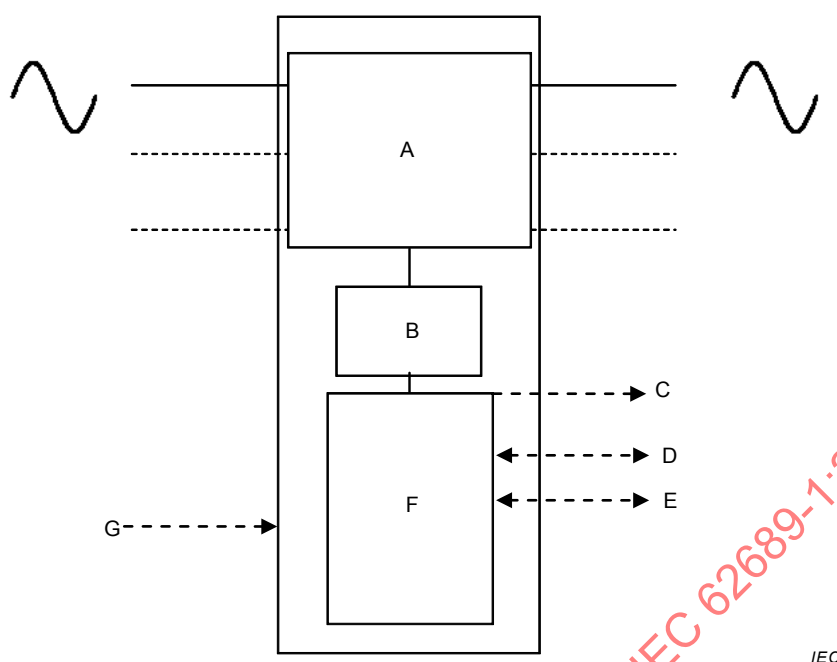
L'intégration beaucoup plus approfondie de l'électronique et des transformateurs de mesure doit être menée à une grande échelle; en effet, ce type de matériel n'est pas encore très répandu dans l'industrie.

La DSU, en dehors des fonctions de base du FPI, peut également intégrer des fonctions auxiliaires, par exemple:

- détection de la présence ou de l'absence de tension pour automatisation du réseau moyenne tension (MT), avec et sans sources d'énergie distribuée (ne s'applique ni à la confirmation de défaut, qui peut être une fonction FPI de base, selon la méthode de détection de défauts adoptée, ni aux aspects relatifs à la sécurité, qui sont couverts par l'IEC 61243-5);
- mesure de la tension, de l'intensité et de la puissance active et réactive, etc., pour différentes applications, par exemple l'automatisation du réseau MT, la surveillance des flux de puissance, etc.;
- gestion des réseaux intelligents (par exemple, contrôle de la tension et exploitation d'îlotage non souhaité) via une interface adaptée avec des générateurs distribués (DER) locaux;
- sortie locale des informations collectées via des interfaces adaptées;
- transmission à distance des informations collectées;
- autres.

Un schéma FPI général est décrit à la Figure 1.

Une DSU peut avoir un schéma beaucoup plus complexe.



Légende

A: Capteurs de courant (et, si nécessaire, de tension). 1 ou 3 phases peuvent être surveillées.

B: Transmission des signaux entre les capteurs et l'électronique.

C: Indications locales (lampes, LED, indicateurs, etc.).

D: Entrées/sorties analogiques, numériques et/ou de communication pour les commandes/communications à distance (filaire et/ou sans fil).

E: Connexions aux appareils de terrain.

F: Unité de traitement du signal, de calcul et d'indication (CPIU) de signal.

G: Alimentation.

Les capteurs de courant peuvent détecter les passages de courant de défaut sans nécessiter de connexion galvanique aux phases (par exemple dans le cas de capteurs de courant pour câble ou de capteur de terrain magnétique).

Toutes les parties ou fonctions énumérées ci-dessus ne doivent pas être incluses dans le FPI, en fonction de la complexité et de la technologie de ce dernier. En revanche, au moins l'une des fonctions C ou D doit être présente.

Figure 1 – Architecture générale d'un FPI

0.2 Position de la présente norme par rapport à la série IEC 61850

L'IEC 61850 est la série de Normes internationales destinée à être utilisée pour la communication et les réseaux de la régie d'électricité.

La série IEC 62689 introduira également un espace de nom dédié afin de prendre en charge l'intégration de FPI/DSU dans l'automatisation des réseaux de la régie d'électricité.

Elle définit en outre les bons modèles de données, ainsi que différents profils d'interfaces de communication, afin de prendre en charge les différents cas d'utilisation de ces FPI/DSU.

Certains de ces cas d'utilisation reposent sur le concept de poste étendu, destiné à la communication entre les dispositifs électroniques intelligents (IED) via l'IEC 61850 le long des lignes MT et dans le poste principal, pour les versions de FPI les plus sophistiquées (pour les applications de réseaux intelligents, par exemple, généralement des DSU). Ce profil peut ne pas être limité aux dispositifs FPI/DSU, mais peut couvrir des fonctionnalités nécessaires pour prendre en charge les extensions de ces postes le long de la ligne MT connectée au poste principal.

CAPTEURS OU DÉTECTEURS DE COURANT ET DE TENSION, À UTILISER POUR INDiquer LE PASSAGE D'UN COURANT DE DÉFAUT –

Partie 1: Exigences et principes généraux

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 62689 définit les exigences (et donc les performances) minimales, ainsi que les classifications des essais qui en découlent (à l'exception des essais fonctionnels et de communications) pour les indicateurs de passage de courant de défaut (FPI) et les unités de poste de distribution (DSU) (y compris pour leurs capteurs de courant et/ou de tension) qui sont respectivement matérialisés par un dispositif ou un dispositif/une combinaison de dispositifs et/ou de fonctions pouvant détecter des défauts et les localiser.

La localisation d'un défaut est définie par la position du défaut par rapport au point d'installation des FPI/DSU sur le réseau (en amont ou en aval de l'emplacement des FPI/DSU) ou la direction du courant de défaut qui traverse le FPI/la DSU. La localisation du défaut peut être obtenue

- directement depuis le FPI/la DSU, ou
- depuis un système central, à l'aide des informations d'autres FPI ou DSU,

en tenant compte des fonctionnalités et des conditions d'exploitation du réseau électrique sur lequel les FPI/DSU sont installés.

Dans la présente partie de l'IEC 62689, la classification des FPI/DSU est spécifiée en détail, conformément au premier "niveau" de classification défini dans l'IEC 62689-2, qui porte explicitement sur la description des phénomènes électriques et sur la réponse du réseau électrique en cas de défaut, en fonction de l'architecture de système de distribution la plus diffusée et des typologies de défauts.

Ainsi, l'IEC 62689-2 est principalement destinée à aider les utilisateurs à faire le bon choix de FPI/DSU, alors que l'IEC 62689-1, l'IEC 62689-3 et l'IEC 62689-4 traitent respectivement essentiellement des exigences, de la communication et des procédures d'essai des FPI/DSU.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. 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 60028, *Spécification internationale d'un cuivre-type recuit*

IEC 60038, *Tensions normales de l'IEC*

IEC 60060-1, *Techniques des essais à haute tension – Partie 1: Définitions générales et exigences d'essai*

IEC 60068-2-1, *Essais d'environnement – Partie 2-1: Essais – Essai A: Froid*

IEC 60068-2-14, *Essais d'environnement – Partie 2-14: Essais – Essai N: Variations de température*

IEC 60068-2-2, *Essais d'environnement – Partie 2-2: Essais – Essai B: Chaleur sèche*

IEC 60068-2-6, *Essais d'environnement – Partie 2-6: Essais – Essai Fc: Vibrations (sinusoïdales)*

IEC 60068-2-30, *Essais d'environnement – Partie 2-30: Essais – Essais Db: Essai cyclique de chaleur humide (cycle de 12 h + 12 h)*

IEC 60068-2-78, *Essais d'environnement – Partie 2-78: Essais – Essai Cab: Chaleur humide, régime établi*

IEC 60071-1, *Coordination de l'isolement – Partie 1: Définitions, principes et règles*

IEC 60085, *Isolation électrique – Evaluation et désignation thermiques*

IEC 60121, *Recommandation concernant les fils en aluminium recuit industriel pour conducteurs électriques*

IEC 60270, *Techniques des essais à haute tension – Mesures des décharges partielles*

IEC 60417, *Symboles graphiques utilisables sur le matériel* (disponible sous: <http://www.graphical-symbols.info/equipment>)

IEC 60455 (toutes les parties), *Composés réactifs à base de résine utilisés comme isolants électriques*

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

IEC 60695-1-30, *Essais relatifs aux risques du feu – Partie 1-30: Lignes directrices pour l'évaluation du danger du feu des produits électrotechniques – Processus d'essai de présélection – Lignes directrices générales*

IEC 60695-7-1, *Essais relatifs aux risques du feu – Partie 7-1: Toxicité des effluents du feu – Lignes directrices générales*

IEC TS 60815 (toutes les parties), *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions* (disponible en anglais seulement)

IEC TS 60815-1, *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles* (disponible en anglais seulement)

IEC TS 60815-2, *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems* (disponible en anglais seulement)

IEC TS 60815-3, *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 3: Polymer insulators for a.c. system* (disponible en anglais seulement)

IEC 60870-5-101, *Telecontrol equipment and systems – Part 5-101: Transmission protocols – Companion standard for basic telecontrol tasks*

IEC 60870-5-104, *Matériels et systèmes de téléconduite – Partie 5-104: Protocoles de transmission – Accès aux réseaux utilisant des profils de transport normalisés pour la IEC 60870-5-101*

IEC 61000-4-10, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-10: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité au champ magnétique oscillatoire amorti*

IEC 61000-4-11, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-11: Techniques d'essai et de mesure – Essais d'immunité aux creux de tension, coupures brèves et variations de tension*

IEC 61000-4-12, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-12: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité à l'onde sinusoïdale amortie*

IEC 61000-4-16, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-16: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux perturbations conduites en mode commun dans la plage de fréquences de 0 Hz à 150 kHz*

IEC 61000-4-18, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-18: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité à l'onde oscillatoire amortie*

IEC 61000-4-2, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-2: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux décharges électrostatiques*

IEC 61000-4-3, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-3: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux champs électromagnétiques rayonnés aux fréquences radioélectriques*

IEC 61000-4-4, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-4: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux transitoires électriques rapides en salves*

IEC 61000-4-5, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-5: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux ondes de choc*

IEC 61000-4-6, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-6: Techniques d'essai et de mesure – Immunité aux perturbations conduites induites par les champs radioélectriques*

IEC 61000-4-8, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-8: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité au champ magnétique à la fréquence du réseau*

IEC 61000-4-9, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-9: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité au champ magnétique impulsionnel*

IEC 61000-6-2:2005, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 6-2: Normes génériques – Immunité pour les environnements industriels*

IEC 61850-7-2, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI) (disponible en anglais seulement)*

IEC 60255-27:2013, *Relais de mesure et dispositifs de protection – Partie 27: Exigences de sécurité*

IEC 61000-4-13, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-13: Techniques d'essai et de mesure – Essais d'immunité basse fréquence aux harmoniques et interharmoniques incluant les signaux transmis sur le réseau électrique alternatif*

IEC 61000-4-29, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-29: Techniques d'essai et de mesure – Essais d'immunité aux creux de tension, coupures brèves et variations de tension sur les accès d'alimentation en courant continu*

3 Termes, définitions, abréviations et symboles

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

3.1 Termes et définitions générales

3.1.1

indicateur de passage de courant de défaut

FPI

dispositif capable de détecter des défauts et de fournir des indications sur leur emplacement (en amont ou en aval de l'emplacement du FPI) ou sur la direction du courant de défaut (habituellement par rapport à la direction du courant de charge, c'est-à-dire du transformateur HT/MT vers l'extrémité des lignes MT dans un réseau exploité de façon radiale)

Note 1 à l'article: Différents noms sont utilisés pour indiquer les FPI en fonction de la région du monde et de leurs fonctionnalités sur leurs capacités à détecter les différents types de défauts:

- détecteur de défauts;
- capteur intelligents;
- indicateur de circuit défaillant (FCI);
- indicateur de court-circuit (SCI);
- indicateur de défaut à la terre (EFI);
- FCI monté sur le point d'essai;
- une combinaison des éléments ci-dessus.

Dans la présente norme, la définition du FPI inclut tous les termes ci-dessus et les performances associées.

Note 2 à l'article: L'abréviation "FPI" est dérivée du terme anglais développé correspondant "Fault Passage Indicator".

3.1.2

classe de précision

<FPI ou DSU> catégorie d'appareils de mesure qui doivent tous satisfaire à un ensemble de spécifications concernant l'incertitude

Note 1 à l'article: La classe de précision d'un FPI ou d'une DSU est définie comme la précision globale du système, c'est-à-dire par rapport à la chaîne globale (de l'entrée à la sortie): précision des capteurs, de la transmission des signaux et de la CPU, y compris les variations dues aux grandeurs d'influence. Voir la précision globale du système définie dans l'IEC 60255-1, Annexe B, Articles B1 à B4.

[SOURCE: IEC 60050-311:2001, 311-06-09, modifiée – La Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.1.3

poste

partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments et, éventuellement, des transformateurs. Un poste comprend généralement les dispositifs destinés à la sécurité et à la conduite du réseau (par exemple les protections)

Note 1 à l'article: Selon le type de réseau auquel appartient le poste, il peut être qualifié par la désignation du réseau. Exemples: postes de transport (d'un réseau de transport), poste de distribution, poste à 400 kV, poste à 20 kV.

Note 2 à l'article: Dans sa configuration complète, un poste moyenne tension/basse tension (poste de distribution) peut inclure:

- des relais de protection pour les lignes MT et BT;

- un transformateur moyenne tension/basse tension (MT/BT) avec ses propres protections spécifiques;
- des FPI, avec leurs capteurs de courant et/ou de tension respectifs;
- des appareils de communication, par exemple modems, routeurs, autres, pour exploitation à distance des commutateurs et/ou des disjoncteurs et des alarmes;
- des automates locaux pour l'automatisation du réseau MT, intégrés dans des dispositifs électroniques intelligents adaptés qui fonctionnent à l'aide d'indications FPI ou dans des DSU.

[SOURCE: IEC 60050-605:1983, 605-01-01, modifiée – La Note 2 à l'article a été ajoutée.]

3.1.4

unité de poste de distribution

DSU

dispositif (ou combinaison de dispositifs et/ou de fonctions) capable d'exécuter, en plus de fonctionnalités FPI spécifiques, des fonctionnalités pas strictement relatives à la détection de défauts (par exemple, communications/commandes à distance, contrôle de disjoncteurs ou de commutateurs, automatisation réseau, surveillance et contrôle de sources d'énergie distribuée, etc.)

Note 1 à l'article: Une DSU peut être composée d'un seul dispositif physique, qui comprend les fonctions d'autres FPI, ou d'une unité électronique connectée à un ou à plusieurs FPI physiques qui génèrent des signaux.

Note 2 à l'article: L'abréviation "DSU" est dérivée du terme anglais développé correspondant "Distribution Substation Unit".

3.1.5

dispositif électronique intelligent

IED

tout dispositif comprenant un ou plusieurs processeurs ayant la capacité de recevoir ou d'envoyer des données ou des commandes de ou vers une source externe (par exemple des compteurs électroniques multifonctions, des relais numériques de protection, des contrôleurs)

Note 1 à l'article: La définition de l'IED inclut également des dispositifs comme les unités de terminaux à distance, habituellement appelées RTU.

Note 2 à l'article: L'abréviation "IED" est dérivée du terme anglais développé correspondant "Intelligent Electronic Device".

[SOURCE: IEC TR 61850-1:2013, 3.1.6, modifiée – La Note 1 et la Note 2 à l'article ont été ajoutées.]

3.1.6

unité de traitement du signal, de calcul et d'indication

CPIU

partie du FPI/de la DSU chargée de modifier les signaux des capteurs et/ou la tension en indications sur les défauts, avec ou sans traitement numérique des signaux des capteurs

Note 1 à l'article: L'abréviation "CPIU" est dérivée du terme anglais développé correspondant "Conditioning, Processing and Indicating Unit".

3.1.7

capteur

unité fonctionnelle qui perçoit l'effet d'une variable (quantité) mesurée à son entrée et met à disposition un signal correspondant de mesure à sa sortie

Note 1 à l'article: En référence à la présente norme, les capteurs peuvent être des capteurs d'intensité et de tension, conformes aux normes existantes appropriées (par exemple, des capteurs ferromagnétiques, des transformateurs d'intensité et/ou de tension conformes par exemple à l'IEC 61869-2, à l'IEC 61869-3, à l'IEC 61869-4 ou des capteurs d'intensité et/ou de tension électroniques conformes à l'IEC 60044-7 et/ou à l'IEC 60044-8, etc.), ainsi que d'autres dispositifs pas encore décrits dans des normes existantes, mais capables de mesurer la tension et/ou l'intensité et de fournir ces mesures à l'électronique du FPI pour le conditionnement des signaux et l'indication sur le passage d'un défaut. Dans les deux cas, la précision globale, la sensibilité et la fiabilité du FPI doivent faire l'objet d'une déclaration, tout comme le résultat des essais sur l'ensemble de l'unité (FPI ou DSU avec les capteurs, essais menés de l'entrée à la sortie). L'adoption d'autres principes physiques, comme une indication mécanique (rotor) ou un fluide avec principe de modification de la couleur pour la détection de défauts existe également.

Note 2 à l'article: Les capteurs peuvent être des capteurs de courant et des capteurs de tension séparés ou des capteurs de tension et de courant intégrés. Il peut en outre s'agir de dispositifs et/ou de capteurs autonomes inclus dans les extrémités des câbles, les jonctions de câbles, les supports isolants de panneaux de commande, etc.).

[SOURCE: [IEC 60050-351:2013, 351-56-26, modifiée – Dans la définition, "d'un mesurande" a été remplacé par "d'une variable (quantité) mesurée". Les exemples et la note ont été supprimés; la Note 1 et la Note 2 à l'article ont été ajoutées.]

3.1.8

capteur de courant pour câble

capteur de courant sans enroulement primaire et sans isolation propre qui peut être monté sur un câble isolé

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-02-04, modifiée – Dans le terme et dans la définition, "transformateur" a été remplacé par "capteur".]

3.1.9

capteur de courant résiduel

capteur de courant unique, ou groupe de trois capteurs, connecté(s) de façon à transformer uniquement le courant résiduel

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-02-21, modifiée – Dans le terme et dans la définition, "transformateur" a été remplacé par "capteur".]

3.1.10

sources d'énergie distribuée

DER

usines de génération d'électricité généralement connectées à des réseaux de distribution moyenne tension (généralement dans la plage 10 MW au maximum jusqu'à 0,1 MW) et basse tension (généralement en dessous de 0,1 MW)

Note 1 à l'article: L'abréviation "DER" est dérivée du terme anglais développé correspondant "Distributed Energy Resources".

3.1.11

réseau intelligent

réseau d'énergie électrique qui utilise les technologies d'échange d'informations et de commande, l'informatique distribuée et les capteurs et actionneurs associés, pour des objectifs tels que:

- intégrer le comportement et les actions des utilisateurs du réseau et des autres parties prenantes,
- fournir efficacement une alimentation en électricité durable, économique et sûre

Note 1 à l'article: Le concept de réseaux intelligents n'est pour le moment pas exactement défini; aussi, dans la présente norme, nous le limitons aux réseaux de distribution avec "présence importante de DER".

[SOURCE: IEC 60050-617:2009, 617-04-13, modifiée – La Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.1.12

défaut en amont

défaut placé entre le transformateur HT/MT et l'emplacement du FPI ou sur d'autres lignes MT issues du même transformateur HT/MT dans un réseau exploité en radial

Note 1 à l'article: La direction du défaut est indiquée par en aval ou en amont. Dans les réseaux de distribution, bien que maintenant largement utilisée pour connecter le DER, la présente définition concerne le transformateur HT/MT "en amont" du réseau de distribution/de la ligne.

3.1.13

défaut en aval

défaut situé dans la direction opposée du transformateur HT/MT par rapport à l'emplacement du FPI dans un réseau exploité en radial

Note 1 à l'article: La direction du défaut est indiquée par en aval ou en amont. Dans les réseaux de distribution, bien que maintenant largement utilisée pour connecter le DER, la présente définition concerne le transformateur HT/MT "en amont" du réseau de distribution/de la ligne.

3.1.14

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.

Note 2 à l'article: Les courants de défaut dépendent de la structure du neutre MT et de la résistance du défaut.

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-04-14, modifiée – La Note 2 à l'article a été ajoutée.]

3.1.15

défaut intermittent

défaut fugitif qui se reproduit au même endroit sous l'effet d'une même cause

Note 1 à l'article: Ce type de défaut peut constituer un pourcentage important des défauts à la terre.

[SOURCE: IEC 60050-604:1998, 604-02-14, modifiée – La Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.1.16

défauts multiples

défauts d'isolement à la terre, se produisant simultanément en plus de deux points différents d'un ou de plusieurs circuits issus d'une même source

Note 1 à l'article: Il s'agit d'un double défaut de phase unique avec la terre, avec deux phases différentes issues de deux lignes différentes. Les courants défectueux sont presque indépendants de la structure du neutre MT et sont principalement limités par les résistances de défaut et par les impédances longitudinales du passage du défaut.

Note 2 à l'article: La structure du neutre peut affecter le pourcentage de ces défauts (vérification peu probable sur les réseaux directement à la terre, car la tension de la phase à la terre n'augmente pas en cas de défaut à la terre).

[SOURCE: IEC 60050-604:1987, 604-02-23, modifiée – La Note 1 et la Note 2 à l'article ont été ajoutées.]

3.1.17

défaut triphasé

défaut symétrique (déconseillé)

défaut affectant l'ensemble des isolations des trois conducteurs de phase entre eux et généralement à la terre

Note 1 à l'article: Ces défauts ont habituellement des courants de défaut élevés presque indépendants de la structure du neutre MT.

[SOURCE: IEC 60050-604:1987, 604-02-24, modifiée – Dans la définition, "défaut d'isolement affectant en un même point d'un circuit," est devenu "défaut affectant". La Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.1.18

défaut biphasé sans terre

défaut d'isolement affectant seulement l'isolement entre deux conducteurs de phase

Note 1 à l'article: Ces défauts ont habituellement des courants de défaut élevés presque indépendants de la structure du neutre MT.

[SOURCE: IEC 60050-604:1987, 604-02-20, modifiée – La Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.1.19

surintensité

courant supérieur au courant assigné

Note 1 à l'article: Dans la présente norme, en l'absence de distinction explicite, surintensité désigne tout courant supérieur à la valeur assignée à la suite d'un défaut triphasé, d'un défaut entre phases, d'un défaut multiple. Les défauts à la terre, sauf pour les réseaux directement à la terre, ne sont pas couverts par le terme surintensité. Les courants supérieurs à la valeur assignée, mais qui ne suivent pas un défaut, peuvent être inclus.

[SOURCE: IEC 60050-442:1998, 442-01-20, modifiée – La Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.1.20

intérieur, adj

destiné à fonctionner dans les conditions ambiantes normales à l'intérieur d'un bâtiment

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-06]

3.1.21

extérieur, adj

capable de fonctionner dans certaines plages de conditions extérieures

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-05]

3.1.22

barrière

transformateur de commande dont la variable de sortie est égale à la variable d'entrée pendant le fonctionnement normal (sans défaillance) et qui limite certaines grandeurs variables à des valeurs permises en cas de défaillance de fonctionnement

Note 1 à l'article: Cet article était numéroté 351-32-44 dans l'IEC 60050-351:2006.

Note 2 à l'article: Ce dispositif est également appelé transformateur d'isolation.

[SOURCE: IEC 60050-351:2013, 351-56-31, modifiée – La Note 2 à l'article a été ajoutée.]

3.1.23

décharge électrostatique

DES

transfert de charges électriques entre des corps ayant des potentiels électriques différents lorsqu'ils sont proches ou mis en contact direct

Note 1 à l'article: La littérature et l'enseignement font généralement référence à des transferts de charges, bien qu'à proprement parler, des porteurs de charge (IEC 60050-113:2011, 113-06-25) sont transférés. Les capteurs de courant peuvent détecter les passages de courant de défaut sans nécessiter de connexion galvanique aux phases (par exemple dans le cas de capteurs de courant pour câble ou de capteur de terrain magnétique).

3.2 Termes et définitions relatifs au traitement du point neutre

3.2.1

point neutre

point commun d'un réseau polyphasé connecté en étoile ou point milieu mis à la terre d'un réseau monophasé

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-02-05]

3.2.2

réseau à neutre isolé

réseau dont aucun point neutre n'a de connexion intentionnelle avec la terre, à l'exception des liaisons à haute impédance destinées à des dispositifs de protection ou de mesure

Note 1 à l'article: En général, c'est un réseau dans lequel les neutres du transformateur ne sont pas connectés à la terre, à l'exception des liaisons à haute impédance à des fins de signalement, de mesure ou de protection. Dans ce type de réseau, un défaut à la terre produit un courant en fonction de la capacité de la phase à la terre dans les phases sans défaut. Les courants sont faibles dans les réseaux totalement aériens. Des courants peuvent toutefois être élevés en cas de réseaux avec grandes extensions de câbles.

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-02-24, modifiée – La Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.2.3

réseau compensé par bobine d'extinction

réseau dont un ou plusieurs points neutres sont reliés à la terre par des réactances compensant approximativement la composante capacitive du courant de défaut monophasé à la terre

Note 1 à l'article: L'inductance combinée de toutes les bobines d'extinction d'arc est habituellement réglée sur la capacité de la terre du réseau pour la fréquence d'exploitation ou sur une valeur légèrement différente. En cas de défaut sur le réseau MT (avec variation du courant capacitif), une incohérence peut survenir, laquelle peut être temporaire (quelques secondes) dans le cas de bobines adaptables automatiques ou plus longue dans le cas de bobines adaptables manuellement. Une résistance de haute valeur peut exister en parallèle de la bobine, connectée temporairement ou connectée en permanence afin de permettre la détection de défauts et/ou la suppression de défauts (elle peut également vider le réseau compensé par bobine d'extinction). L'amplitude du courant de défaut aurait une valeur proche de zéro en cas de défaut à la terre, quel que soit l'emplacement du jeu de barres du poste dans le réseau, et, si aucune résistance de mise à la terre n'est adoptée, une valeur presque correspondante au courant actif dans la résistance de mise à la terre si cette solution est adoptée.

Quand des défauts d'arc ne sont pas autoextinguibles, deux méthodes d'opération différentes sont utilisées:

- 1) suppression automatique des défauts via une déconnexion de toute la ligne défectueuse (déclenchement des dispositifs de protection de la ligne MT) ou seulement de la section défectueuse (par le biais de dispositifs de protection ou de FPI) avec synchronisation adaptée et conformément aux normes relatives;
- 2) exploitation continue pendant le processus de localisation des défauts (manuelle, via des dispositifs de protection et/ou des FPI).

Afin de faciliter la localisation des défauts et l'exploitation, plusieurs procédures de support sont disponibles:

- mise à la terre temporaire du point neutre pour la détection;
- mise à la terre temporaire du point neutre pour le déclenchement;
- mise à la terre permanente du point neutre pour le déclenchement et/ou la détection;
- mesures d'exploitation, par exemple déconnexion de jeu de barres couplé ou déconnexion de la ligne;
- mise à la terre de la phase.

Les mises à la terre permanentes et temporaires sont généralement réalisées via une résistance de mise à la terre appropriée qui assure un courant de valeur adapté dans le défaut et le long du passage de courant de défaut, capable d'être détectée depuis des protections et/ou des FPI.

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-02-27, modifiée – La Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.2.4

réseau à neutre directement à la terre

réseau dont le ou les points neutres sont reliés directement à la terre

Note 1 à l'article: Le conducteur neutre peut être ou ne pas être distribué.

Note 2 à l'article: L'amplitude du courant de défaut aurait une valeur plus élevée (surintensités plus élevées) si un défaut à la terre se produit à n'importe quel endroit du réseau de jeu de barres du poste.

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-02-25, modifiée – La Note 1 et la Note 2 à l'article ont été ajoutées.]

3.2.5

réseau à neutre non directement à la terre

réseau dont le ou les points neutres sont reliés à la terre par l'intermédiaire d'impédances destinées à limiter les courants de défaut à la terre

Note 1 à l'article: Dans cette catégorie, sont également inclus les "réseaux avec résistance de mise à la terre", c'est-à-dire les réseaux dans lesquels le point neutre du transformateur est intentionnellement connecté à la Terre via une résistance. Dans ce type de réseau, la valeur de la résistance détermine la valeur maximale du courant

neutre qui, lorsqu'elle représente la somme vectorielle du courant capacitif du réseau, détermine la valeur maximale du courant de défaut à la terre (généralement, plusieurs centaines d'ampères).

[SOURCE: IEC 60050-601:1998, 601-02-26, modifiée – La Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.3 Termes et définitions relatifs aux caractéristiques diélectriques assignées

3.3.1

tension primaire assignée

U_{pr}
<capteur de tension> valeur efficace de la tension primaire qui figure dans la désignation d'un capteur de tension et à laquelle ses caractéristiques de fonctionnement sont rapportées

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-01-12, modifiée – Dans la définition, "transformateur" a été remplacé par "capteur"; "efficace" a été ajouté.]

3.3.2

facteur de tension assigné

facteur par lequel il faut multiplier la tension primaire assignée pour déterminer la tension maximale pour laquelle un capteur de tension doit répondre aux prescriptions d'échauffement correspondantes pendant un temps spécifié, ainsi qu'aux prescriptions de précision correspondantes

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-03-12, modifiée – Dans la définition, "transformateur" a été remplacé par "capteur de tension".]

3.3.3

tension la plus élevée d'un réseau

U_{sys}
valeur la plus élevée de la tension entre phases (valeur efficace) qui se présente à un instant et en un point quelconque du réseau dans des conditions d'exploitation normales

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-01-23, modifiée – La Note a été supprimée; les termes "entre phases" et "(valeur efficace)" ont été ajoutés.]

3.3.4

tension la plus élevée pour le matériel

U_m
valeur efficace la plus élevée de la tension entre phases pour laquelle le matériel est spécifié en ce qui concerne son isolement ainsi que certaines autres caractéristiques qui sont éventuellement rattachées à cette tension dans les normes proposées pour chaque matériel

[SOURCE: IEC 60050-604:1987, 604-03-01]

3.3.5

bornes de tension primaire

bornes par l'intermédiaire desquelles la tension primaire est fournie aux capteurs de tension

Note 1 à l'article: Dans des FPI/DSU qui utilisent des signaux de tension, quel qu'en soit le but, ces bornes sont toujours présentes.

Note 2 à l'article: D'un point de vue fonctionnel, les FPI/DSU sont toujours pris en compte comme un système unique qui inclut des capteurs.

3.3.6

niveau d'isolement assigné

tensions d'essai que l'isolation doit pouvoir supporter dans des conditions spécifiées

Note 1 à l'article: Ces essais de tension peuvent être par exemple:

- des tensions assignées de tenue au choc de foudre et de tenue de courte durée à fréquence industrielle,

– des tensions assignées de tenue au choc de foudre et au choc de manœuvre (phase-terre).

[SOURCE: IEC 60050-421:1987, 421-09-02]

3.3.7

bornes de tension secondaire

bornes de sortie des capteurs de tension primaire

Note 1 à l'article: Dans des FPI/DSU qui utilisent des signaux de tension, quel qu'en soit le but, ces bornes peuvent être accessibles, intégrées, voire virtuelles.

3.3.8

bornes de courant secondaire

bornes de sortie des capteurs de courant primaire

Note 1 à l'article: Dans un FPI/une DSU, quel qu'en soit le but, ces bornes peuvent être accessibles, intégrées, voire virtuelles.

3.4 Termes et définitions relatifs aux caractéristiques assignées de courant

3.4.1

courant primaire assigné

I_{pr}
<capteur de courant> valeur du courant primaire qui figure dans la désignation d'un FPI et à laquelle ses caractéristiques de fonctionnement sont rapportées

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-01-11, modifiée – Dans la définition, "transformateur de courant" a été remplacé par "FPI".]

3.4.2

courant assigné thermique de courte durée

I_{th}
valeur maximale du courant primaire que le FPI peut supporter pendant une courte durée spécifiée, sans qu'il subisse de dommage

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-02-22, modifiée – Dans la définition, "transformateur" a été remplacé par "FPI"; ", son enroulement secondaire étant mis en court-circuit" a été supprimé.]

3.4.3

courant dynamique assigné

I_{dyn}
valeur de crête maximale du courant primaire que le FPI peut supporter sans subir de dommages électriques ou mécaniques du fait des efforts électromagnétiques qui en résultent

[SOURCE: IEC 60050-321:1986, 321-02-24, modifiée – Dans la définition, "transformateur" a été remplacé par "FPI"; ", son enroulement secondaire étant mis en court-circuit," a été supprimé.]

3.5 Termes et définitions relatifs aux autres caractéristiques assignées

3.5.1

fréquence assignée

f_R
fréquence à laquelle les capteurs de tension/courant sont destinés à fonctionner

[SOURCE: IEC 60050-421:1990, 421-04-03, modifiée – Dans la définition, "le transformateur ou la bobine d'inductance" a été remplacé par "les capteurs de tension/courant".]

3.5.2

plage de fréquences assignées

plage de fréquences pour laquelle la classe de précision assignée est applicable

3.5.3

tension d'alimentation assignée des circuits auxiliaires et de contrôle

U_{ar}

valeur de la tension d'alimentation de la puissance auxiliaire sur laquelle les exigences d'une spécification se basent

3.6 Abréviations et symboles

Pour les besoins du présent document, les abréviations et symboles suivants s'appliquent.

Abréviation ou symbole	Expression
CPIU	unité de traitement du signal, de calcul et d'indication
DER	sources d'énergie distribuée
DSU	unité de poste de distribution
FPI	indicateur de passage de courant de défaut
f_R	fréquence assignée
HT/MT	haute tension/moyenne tension
MT/BT	moyenne tension/basse tension
I_{dyn}	courant dynamique assigné
IED	dispositif électronique intelligent
I_{Pr}	courant primaire assigné
I_{th}	courant assigné thermique de courte durée
U_{pr}	tension primaire assignée
U_{ar}	tension d'alimentation assignée des circuits auxiliaires et de contrôle
U_m	tension la plus élevée pour le matériel
U_{sys}	tension la plus élevée d'un réseau
DES	décharge électrostatique
SPS	gravité de la pollution du site (<i>site pollution severity</i>)
USCD	distance d'isolement spécifique unifiée (<i>unified specific creepage distance</i>)
VVC	contrôle volt/var (<i>voltage var control</i>)
SCADA	système de supervision, contrôle et acquisition de données (<i>supervisory control and data acquisition</i>)
CPIU	unité de traitement du signal, de calcul et d'indication
FDIR	isolation et restauration de détection de défauts (<i>fault detection isolation and restoration</i>)
FLISR	localisation des défauts, isolation et restauration de service (<i>fault location isolation and service restoration</i>)

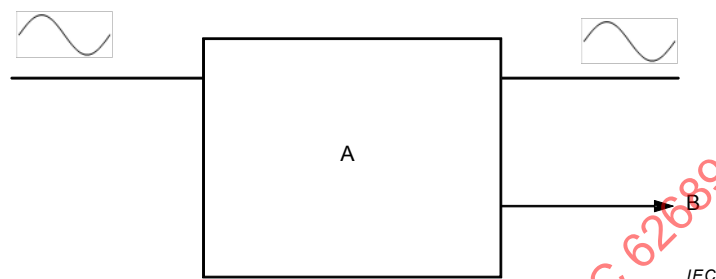
4 Choix des exigences des FPI selon les types de réseaux et de défauts

La description des indications pour un bon choix de FPI/DSU et de leurs exigences pour la détection de défauts est présente dans l'IEC 62689-2.

5 Vue d'ensemble des applications

5.1 Description générale

La configuration type du FPI est donnée à la Figure 2 (le dispositif est strictement réservé à la détection de défauts, avec une possibilité de quelques fonctions supplémentaires), alors qu'une DSU dans une configuration étendue large est représentée à la Figure 3 (le dispositif inclut également la possibilité de ne surveiller qu'une ligne unique et/ou de nombreuses autres fonctionnalités, pas forcément strictement relatives à des fonctionnalités FPI spécifiques).



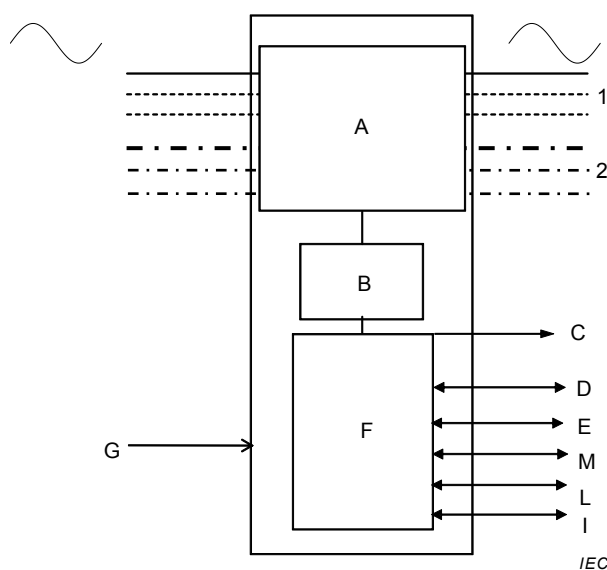
Légende

A: Capteurs de courant: ils doivent toujours être pris en compte comme faisant partie du FPI d'un point de vue fonctionnel. Ils peuvent être conformes à des normes spécifiques (par exemple, l'IEC 61869-2, l'IEC 60044-8, etc.) ou conformes à aucune norme spécifique (par exemple, technologies ou capteurs innovants). 1 ou 3 phases peuvent être surveillées.

Les capteurs de courant peuvent détecter les passages de courant de défaut sans nécessiter de connexion galvanique aux phases (par exemple dans le cas de capteurs de courant pour câble ou de capteur de terrain magnétique).

B: Indication locale (lampes, LED, indicateurs, relais de sortie, etc.).

Figure 2 – Architecture possible d'un FPI type



Légende

- 1: ligne 1
2: lignes 2, 3, ..., n
- A: Capteurs de courant (et capteurs de tension facultatifs, en fonction des principes de détection de défauts et fonctions supplémentaires). 1 ou 3 phases peuvent être surveillées, ainsi que plusieurs lignes. Les capteurs, qui doivent toujours être pris en compte comme faisant partie de la DSU d'un point de vue fonctionnel, peuvent être conformes à des normes spécifiques (par exemple, l'IEC 61869-2, l'IEC 61869-3, l'IEC 61869-4, l'IEC 60044-7, l'IEC 60044-8, etc.) ou conformes à aucune norme spécifique (par exemple, technologies ou capteurs innovants).
- B: Transmission des signaux entre les capteurs et l'électronique. Selon le choix du fabricant.
- C: Indication locale (lampes, LED, indicateurs, relais de sortie, etc.). Ces indications sont obligatoires pour les applications autonomes (FPI non insérés dans un système de contrôle réseau), facultatives en cas de FPI insérés dans un système d'automatisation réseau et/ou pour l'application de réseaux intelligents.
- D: Communications et/ou commandes d'indications à distance (communications bidirectionnelles, directement ou via d'autres appareils), facultatives pour les applications normalisées, obligatoires pour un système d'automatisation réseau et/ou pour l'application de réseaux intelligents. Ces signaux/commandes peuvent être transmis/reçus via des entrées/sorties analogiques, numériques et/ou de communication pour les commandes/communications à distance (filaire et/ou sans fil).
- E: Connexions possibles à des appareils de terrain (câblés).
- F: CPU.
- G: Alimentation:
- autoalimentation depuis le signal de courant;
 - alimentation depuis une batterie non rechargeable;
 - alimentation depuis une source en courant alternatif (une sauvegarde adaptée est recommandée);
 - alimentation depuis un réseau en courant continu.
- Alimentation recommandée depuis une station d'énergie adaptée (batterie rechargeable ou réseau en courant continu) en cas d'automatisation réseau/applications de réseaux intelligents.
- I: Interface (Ethernet) (cuivre ou fibre optique) vers le routeur pour les communications via le protocole de l'IEC 61850 vers SCADA ou un autre FPI (IED) en dehors de la station de distribution; interface physique.
- L: Interface (Ethernet) (cuivre ou fibre optique) vers le routeur pour les communications via le protocole de l'IEC 61850 vers les appareils internes à l'usine du poste de distribution (onduleurs, systèmes de contrôle des générateurs, etc.); interface physique.
- M: Interface (Ethernet) (cuivre ou fibre optique) vers le routeur pour les communications via le protocole de l'IEC 61850 vers un autre FPI (IED) dans la même station de distribution; interface physique.
- I, L et M peuvent aussi être des flux de données différents avec une seule interface physique.
- Les capteurs de courant peuvent détecter les passages de courant de défaut sans nécessiter de connexion galvanique aux phases (par exemple dans le cas de capteurs de courant pour câble ou de capteur de terrain magnétique).
- Si la communication de l'IEC 61850 est présente, D pourrait être supprimé, sauf si une compatibilité avec d'anciennes solutions est nécessaire.

Figure 3 – Architecture possible d'une DSU dans une configuration étendue élargie

D'autres exemples possibles d'architectures FPI/DSU sont donnés aux Figure B.1, Figure B.3 et Figure B.5.

5.2 Application par rapport au type d'installation

5.2.1 Applications de lignes aériennes

5.2.1.1 Généralités

Ces FPI/DSU sont destinés à une installation en extérieur. Ils fournissent des informations sur le passage de courant de défaut (local et/ou à distance, via des lampes, des indicateurs, des contacts, etc.) afin de permettre une localisation plus facile des défauts par les opérateurs (sur le terrain ou dans la salle de contrôle du réseau). Pour l'automatisation réseau, ils doivent pouvoir fournir des signaux adéquats (numériques et/ou analogique), ainsi que des commandes aux bons dispositifs (d'un simple relais ou combinaison de relais à des IED, en fonction de la détection de défauts si l'opération est exécutée depuis un FPI ou une DSU), de telle sorte que les disjoncteurs et/ou les sectionneurs de commutateurs puissent permettre la suppression automatique des défauts et la restauration de l'alimentation.

5.2.1.2 Dispositifs à pincer sur les lignes

Ces dispositifs peuvent être installés directement sur chaque ligne (conducteur de phase). Une interruption de la ligne peut être exigée pour l'installation, en fonction de la façon dont le FPI est réalisé. Dans ce cas, cela doit être indiqué.

5.2.1.3 Dispositifs montés sur poteaux

Ces dispositifs doivent être installés sur des poteaux de lignes, sans contact direct avec des fils sous tension. Aucune interruption de la ligne n'est habituellement exigée.

5.2.1.4 Dispositifs portatifs

Ces dispositifs peuvent être utilisés par le personnel pour indiquer le passage d'un courant de défaut pendant les procédures de localisation manuelle des défauts. Aucune installation, donc aucune interruption de la ligne, n'est exigée.

5.2.2 Application de câbles souterrains

Ces dispositifs sont destinés à une installation en intérieur. Ils peuvent être installés directement sur le câble ou le panneau de commande. Ils peuvent simplement fournir des informations sur le passage de courant de défaut (local et/ou à distance, via des lampes, des indicateurs, des contacts, etc.) afin de permettre une localisation plus facile des défauts par les opérateurs (sur le terrain ou dans la salle de contrôle du réseau) ou pour l'automatisation du réseau. Ils doivent fournir des signaux adéquats, ainsi que des commandes aux bons dispositifs (d'un simple relais ou combinaison de relais à des IED, en fonction de la détection de défauts si l'opération est exécutée depuis un FPI ou une DSU), de telle sorte que les disjoncteurs et/ou les sectionneurs de commutateurs puissent permettre la suppression automatique des défauts et la restauration de l'alimentation.

5.3 Application par rapport à la capacité de détection de défauts

5.3.1 Application monophasée

Pour la détection d'une surintensité, habituellement avec indication non directionnelle.

NOTE: Dans le cas de réseaux monophasés, un capteur de tension et un capteur de courant suffisent pour détecter la direction.

5.3.2 Application triphasée

Pour la détection des surintensités, l'indication de défaut peut être réalisée avec une détection de défauts non directionnelle ou directionnelle. L'application triphasée n'exige pas nécessairement des capteurs de tension et/ou de courant pour chaque phase. Deux capteurs de courant sont suffisants pour la détection de surintensité non directionnelle; de plus, deux capteurs de courant et deux capteurs de tension sont suffisants pour détecter aussi la surintensité directionnelle, mais la surveillance des trois phases reste recommandée.

5.3.3 Application de courant résiduel

La mesure du courant résiduel est associée à la mesure de la tension résiduelle pour la détection des défauts de mise à la terre, habituellement avec indication directionnelle; cette méthode, habituellement nécessaire dans les réseaux à neutre isolé et compensés par bobine d'extinction, peut être adoptée dans un réseau à neutre non directement à la terre (réseau avec résistance de mise à la terre), en fonction de la valeur de l'impédance (résistance).

NOTE Différents algorithmes peuvent être utilisés pour la direction du courant de défaut (principe de détection varmétrique directionnelle, analyse transitoire directionnelle de la première milliseconde après le défaut, autres solutions). Le courant de défaut peut également être modifié lors des défauts d'exploitation du réseau électrique, de façon à faciliter la détection par le FPI/DSU même sans algorithmes de détection de défauts directionnels.

5.3.4 Application de courant résiduel et triphasé

Pour la détection de défauts de mise à la terre et de surintensité, l'indication de défaut peut être réalisée avec une détection de défauts non directionnelle et/ou directionnelle. La détection de défauts de mise à la terre directionnelle est habituellement nécessaire dans des réseaux compensés par bobine d'extinction.

6 Application par rapport à la configuration et à l'exploitation du réseau

L'IEC 62689-2 traite des aspects systèmes et donne une indication pour bien choisir et/ou utiliser les FPI sur différents réseaux.

7 Eléments principaux des FPI/DSU

7.1 Généralités

D'un point de vue fonctionnel, les FPI/DSU doivent toujours être pris en compte comme un système qui inclut:

- des capteurs,
- de l'électronique,

et d'autres composants nécessaires à son fonctionnement.

7.2 Capteurs de courant et de tension

7.2.1 Généralités

Seuls des capteurs de courant sont exigés pour la détection du passage de courant de défaut dans les FPI non directionnels. Les capteurs de courant peuvent détecter les passages de courant de défaut sans nécessiter de connexion galvanique aux phases (par exemple dans le cas de capteurs de courant pour câble ou de capteur de champ magnétique).

Les capteurs de courant et de tension sont généralement exigés (pas obligatoires) pour la détection du passage de courant de défaut dans les FPI/DSU directionnels.

Des capteurs de tension peuvent être utilisés pour la détection de la direction du courant défectueux (en cas de surintensité, obtenue par la comparaison entre le courant de phase et la tension de phase; en cas de défaut de la phase à la terre, obtenu avec la comparaison entre le courant résiduel et la tension résiduelle).

Des capteurs de tension peuvent aussi être utilisés pour la validation du défaut. Cela signifie que les FPI/DSU détectent un défaut "potentiel" en aval, dont la présence est confirmée par l'absence de tension dans un intervalle de temps adapté après la détection, à cause du déclenchement de relais de protection en amont. Pour cette application, il n'est pas nécessaire de dériver la tension résiduelle des capteurs de tension. Cette détection d'absence de tension n'a rien à voir avec un problème de sécurité.

Des capteurs de tension peuvent être utilisés pour distinguer les défauts autoextinguibles et les défauts supprimés via une opération de refermeture d'un disjoncteur (à l'origine d'une interruption transitoire, courte ou longue). Pour cette application, il n'est pas nécessaire de dériver la tension résiduelle des capteurs de tension.

Finalement, des capteurs de tension et de courant sont également nécessaires (ou peuvent être nécessaires) pour les fonctions auxiliaires supplémentaires du FPI/de la DSU, c'est-à-dire les mesures de puissance active/réactive, l'évaluation de la qualité de l'alimentation, la présence/l'absence de tension.

7.2.2 Précision pour les capteurs de courant (et de tension)

Les précisions qui concernent la détection de défauts et/ou les fonctions supplémentaires possibles, par exemple la mesure du courant et de la tension, le flux de puissance, etc., sont définies pour l'ensemble du FPI/de la DSU (de l'entrée à la sortie, y compris les capteurs, pour le courant et la tension, s'ils sont présents).

Pour obtenir la précision globale exigée, les FPI/DSU peuvent utiliser l'électronique pour le conditionnement des signaux des capteurs de courant et/ou de tension (par exemple, à des fins de compensation des erreurs de phases et de modules et pour chaque capteur, dans un ou plusieurs points de travail, selon qu'ils sont ou non linéaires), fonctionnellement intégrés dans les capteurs ou fonctionnellement et physiquement séparés des capteurs (dans la CPIU).

7.3 Transmission des signaux entre les capteurs et la CPIU

Les exigences dépendent de la solution technique adoptée.

7.4 Unité de traitement du signal, de calcul et d'indication (CPIU)

La CPIU fournit le traitement des signaux des capteurs, dérive l'emplacement du défaut (en aval ou en amont du point d'installation des FPI) et donne des indications (locales et/ou à distance).

Comme les précisions sur la détection de défauts et autres fonctions facultatives supplémentaires possibles sont définies sur la totalité du FPI/de la DSU, la CPIU peut prouver le conditionnement des signaux de courant et/ou de tension (par exemple, via la correction de sortie de capteur individuel dans le module et la phase de façon à obtenir des capteurs similaires complets, sans aucune erreur composite en cas de calcul de courant et/ou de tension résiduel) pour obtenir la classe de précision globale du système exigée de tout le FPI/toute la DSU. Après le conditionnement des signaux, la précision globale peut être beaucoup plus élevée que la précision qui peut être obtenue sans aucun conditionnement (erreurs composites totales calculées comme la somme vectorielle, dans le module et la phase, de l'électronique et des capteurs de tension et de courant, dans le champ d'application de courant et de tension complet).

D'autres fonctionnalités FPI (supervision de plusieurs jeux de capteurs de courant/tension), mais aussi d'autres fonctions supplémentaires, pas strictement relatives à la détection de défauts, peuvent être exécutées depuis une seule CPIU, ce qui donne un dispositif plus complexe (DSU, Figure 3, avec toutes les fonctionnalités indiquées ou seulement une partie), par exemple.

Ce résultat peut également être obtenu avec plus de FPI, combinés à d'autres IED (par exemple, des unités de terminaux à distance).

7.5 Interface homme/machine (IHM)

7.5.1 Généralités

Les FPI pour indication locale de détection de défauts peuvent avoir une IHM basée uniquement sur un voyant ou sur un indicateur.

Si elle est présente, l'IHM pour les FPI/DSU peut avoir un niveau de complexité différent, qui va de la configuration pour toutes les entrées et les sorties en local et/ou à distance à la possibilité de permettre la transmission de commande d'ouverture/de fermeture des sectionneurs/CB depuis le centre de contrôle, si cela n'est pas effectué depuis d'autres IED (par exemple, les RTU) en association avec le FPI/la DSU.

Une stratégie d'accès de sécurité appropriée doit être définie et mise en œuvre.

7.5.2 Affichage local

Si elle est présente, l'IHM doit être montée de façon frontale et être basée sur un programme convivial et structuré par des menus. Elle doit être mise en œuvre par une unité IHM installée de façon permanente et avoir fait l'objet d'un essai de type en même temps que le FPI.

Dans l'affichage local du FPI, les fonctions/signaux essentiels doivent être présentés, alors que, dans l'affichage à distance, toutes les fonctions et tous les signaux doivent être disponibles.

Un affichage local simple qui utilise des voyants ou des indicateurs peut être adopté. Dans ce cas, une IHM simplifiée peut être réalisée, avec de simples commutateurs DIP.

7.5.3 Affichage à distance

Si elle est présente, l'IHM à distance doit être capable de permettre l'existence de toutes les fonctions FPI et de montrer tous les signaux (d'entrée et de sortie) dans un programme convivial et structuré par des menus. Il convient d'utiliser un protocole TCP/IP.

8 Classification des FPI/DSU et classes d'utilisation (modèle de données et définition de profil, essai)

8.1 Généralités

Les FPI/DSU peuvent avoir différents niveaux d'intégration dans le réseau électrique et/ou dans son système SCADA; ils peuvent également être capables de fournir différents jeux d'informations, localement ou à distance, relatifs à la détection de défauts.

Les DSU peuvent en outre être chargées d'exécuter d'autres fonctions, en plus des pures fonctions de détection de défauts.

Pour simplifier le modèle de données et la définition de profil relative, mais aussi les essais, les FPI/DSU doivent être divisés en différentes classes, chacune relative au niveau d'intégration dans le réseau électrique, c'est-à-dire les informations qui peuvent être fournies

(capacité de détection de défauts et algorithmes), capacité à n'afficher les informations que localement (FPI) ou à les transmettre à distance au système SCADA (FPI/DSU) ou également à d'autres DSU (capacité de communication), capacité à exécuter d'autres fonctions supplémentaires en plus de la détection de défauts pure (DSU), également sous influence des fonctionnalités de l'alimentation auxiliaire.

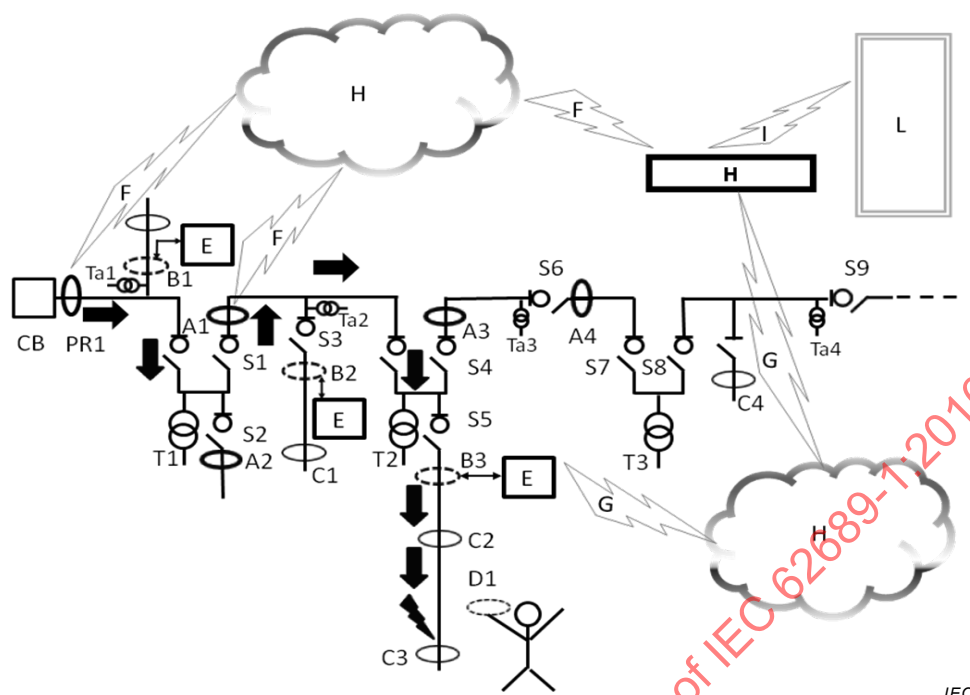
Avec la seule exception de l'alimentation auxiliaire, les autres fonctionnalités FPI/DSU impliquent que les FPI/DSU doivent être définis à l'aide d'un modèle de données et d'une définition de profil.

En règle générale, des FPI/DSU avec une configuration et des performances différentes peuvent être présents sur le même réseau avec des objectifs différents. Cela est dû aux choix des opérateurs réseau (par exemple, aspects économiques, règles d'exploitation, etc.) et au cycle de vie relativement long des composants du réseau électrique, à l'origine de la présence conjointe d'appareils avec des technologies différentes.

La classification suivante indique donc qu'il s'agit d'une classification des FPI/DSU conforme aux performances, pas d'une règle obligatoire pour installation réseau.

La Figure 4 donne un exemple de coexistence possible de FPI/DSU de niveaux de performances différents sur la même ligne MT.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62689-1:2016



Légende

CB:	Disjoncteur au début de la ligne MT
PR1:	Relais de protection MT 1
A1, A2, A3, A4:	DSU entièrement intégrées dans le système d'exploitation réseau (SCADA)
S1, S2, S4, S6:	commutateurs exploités via un moteur insérés dans un système d'automatisation réseau MT qui fonctionne de façon autonome sur la base de sorties DSU (indications de défaut, fonctions supplémentaires, etc.)
T1, T2:	transformateurs de distribution qui apportent également une alimentation en courant alternatif à S1, S2, S4, S5, A1, A2, A3 et B3
B1, B2, B3:	FPI pour indication à distance de la détection de défauts (avec alimentation en courant alternatif ou par batteries ou une combinaison des deux)
S3, S5:	commutateurs exploités via un moteur contrôlés à distance par les opérateurs SCADA sur la base des FPI/indications
S7, S8:	commutateurs exploités via un moteur ou manuellement, pas équipés de FPI/DSU
S9:	commutateurs exploités via un moteur contrôlés à distance par les opérateurs SCADA pour modifications à la configuration d'exploitation ou d'alimentation inversées (pas équipés de FPI/DSU)
Ta1, Ta2, Ta3, Ta4:	transformateurs moyenne tension/basse tension pour alimentation en courant alternatif pour S3, S6, S7, B2, A4, B1, B2
C1, C2, C3, C4:	Les FPI pour indication locale de détection de défauts, installation fixe, alimentation par batterie
D1:	Les FPI pour indication locale de détection de défauts, version portable, alimentation par batterie
E:	IED (par exemple, unité de terminal à distance) plus modem
F:	Réseau TLC (privé ou public avec VPN), signaux/commandes via IP + l'IEC 61850
G:	Réseau TLC (privé ou public), signaux/commandes via l'IEC 60870-5-104 ou l'IEC 60870-5-101 ou d'autres protocoles
H:	Micro SCADA dans le poste HT/MT
I:	IEC 60870-5-104 ou IEC 60870-5-101 ou autres protocoles sur IP
L:	SCADA

Figure 4 – Exemple de coexistence possible de FPI/DSU de niveaux de performances différents sur la même ligne MT

8.2 Intégration des FPI dans le réseau électrique

8.2.1 FPI pour indication locale de détection de défauts

Il est utilisé pour détecter un défaut de passage de courant. Il ne donne qu'une indication locale au personnel de terrain. Il peut être installé sur les fils sous tension, les poteaux ou les éléments portables. Il ne peut pas être intégré dans un système de surveillance centralisé/un SCADA.

8.2.2 FPI pour indication à distance de détection de défauts

Quand un FPI est exploité, des informations sur le passage de courant de défaut peuvent être affichées en local, via des lampes, des LED, des indicateurs, des contacts, etc., mais aussi être transmises à distance. La transmission à distance des informations pas directement gérées par le FPI peut être effectuée via des fils, de la fibre optique ou des systèmes GSM/GPRS, sans fil ou autres, avec des protocoles normalisés adaptés ou tout autre protocole selon un accord entre le fabricant et l'utilisateur. Une communication bidirectionnelle peut être présente (par exemple, pour modifier la direction de détection).

La connexion à d'éventuels appareils de terrain (facultatif), comme des modems, des unités de terminaux à distance, etc., peut aussi être présente, avec un câblage conventionnel ou tout autre moyen.

8.2.3 DSU entièrement intégrées dans le système d'exploitation réseau (SCADA)

Les informations spécifiées en 8.2.1 peuvent être affichées en local, mais aussi être transmises à distance au système SCADA (et/ou à un système de gestion de la distribution).

La transmission à distance des informations peut être directement gérée depuis la DSU et peut être de type client-serveur (DSU-SCADA), ou de type client-serveur (DSU-SCADA) et peer-to-peer (DSU-DSU).

Il en est de même pour les informations/les sorties des fonctions supplémentaires possibles pas strictement relatives à la détection de défauts pure.

La connexion à des appareils de terrain dans le poste MT peut aussi être présente pour l'exploitation du réseau.

Des versions plus évoluées peuvent être capables de se conformer aux communications bidirectionnelles des informations (profil T TCP/IP sur interface physique adaptée – fibre optique, sans fil, etc. – avec protocoles normalisés, dont de préférence l'IEC 61850).

L'IEC 61850 porte sur les informations du poste, l'échange d'informations et les aspects de configuration, principalement pour la protection, le contrôle et la surveillance. Les fonctions d'automatisation qui produisent et consomment des informations échangées ne relèvent pas du domaine d'application de la présente norme. D'un autre côté, les fonctions sont la clé de l'exploitation d'un réseau intelligent à venir qui sera construit sur des fonctions d'automatisation distribuée et centralisée.

Un réseau de distribution réellement intelligent, autocalorisant exige une autoreconfiguration "plug-and-play", un "autocontrôle" sous différentes formes, ainsi qu'une collaboration entre les sous-systèmes pour obtenir des performances optimales et une mise à l'échelle naturelle avec un minimum de risques.

La série IEC 61850 fournit une base solide pour les aspects de communications d'une nouvelle génération de relais de réseaux électriques et d'IED de contrôle.

L'adoption de l'IEC 61850 est recommandée pour les communications entre DSU (IED) et SCADA, mais aussi entre différentes DSU, à des fins d'interopérabilité (communications à l'extérieur du poste). La conception et la technologie des communications entre différents éléments ou composants possibles du FPI/de la DSU (communications intraposte) sont à la charge du fabricant (par exemple, Modbus¹, IEC 60870-5 ou IEC 61850 sur TCP/IP).

8.3 Informations des FPI/DSU

8.3.1 General

Toutes les informations en 8.3 doivent être conformes à la série IEC 61850.

NOTE Les fonctionnalités facultatives seront décrites via des cas d'utilisation fournis dans la série IEC 61850.

8.3.2 Informations des FPI pour indication locale de détection de défauts

Seule une indication locale de passage de courant de défaut via le FPI est affichée.

Les exigences minimales pour ces FPI sont limitées aux capacités de détection de défauts ci-dessous:

- a) détection de surintensité (pour chaque seuil différent du FPI),
et/ou
- b) détection de défauts de la phase à la terre (pour chaque seuil différent du FPI) non directionnelle ou directionnelle.

A l'aide de ces informations, le personnel de terrain peut suivre le passage de courant de défaut.

La détection de défauts peut être basée sur la confirmation via la détection d'absence de tension.

La logique définie par un utilisateur pour détecter un défaut intermittent peut être introduite, de même qu'un compteur, avec les mêmes fonctionnalités définies par un utilisateur, pour évaluer les défauts intermittents.

Les fonctionnalités facultatives (informations relatives disponibles en local uniquement) peuvent être:

- rapport sur l'état de santé du dispositif (alarmes et statut interne du FPI):
 - défaut interne,
 - manque de source auxiliaire,
 - contrôles auxiliaires,
 - autres;
- surveillance de l'environnement du poste (mesures environnementales, alarmes, etc.);
- surveillance du flux de puissance (mesure de la tension et du courant à des fins d'exploitation).

¹ Le protocole Modbus[®] est une structure de messagerie développée par Modicon. Cette information est donnée à l'intention des utilisateurs de la présente norme et ne signifie nullement que l'IEC approuve ou recommande l'emploi exclusif du produit ainsi désigné. Des produits équivalents peuvent être utilisés s'il est démontré qu'ils conduisent aux mêmes résultats.

8.3.3 Informations des FPI pour indication à distance de détection de défauts

Les signaux/les mesures (commandes possibles, par exemple inversion de la direction) peuvent être affichés en local et être transmis à distance (également stockés localement). La transmission, la collecte et l'élaboration des informations des FPI doivent faire l'objet d'un accord entre les utilisateurs et les fabricants au cas par cas.

Les exigences minimales pour ces FPI sont limitées aux capacités de détection de défauts ci-dessous:

- a) détection de surintensité (pour chaque seuil différent du FPI);
et/ou
- b) détection de défauts de la phase à la terre (pour chaque seuil différent du FPI) non directionnelle et directionnelle.

La détection de défauts peut être basée sur la confirmation via la détection d'absence de tension.

La logique définie par un utilisateur pour détecter un défaut intermittent peut être introduite, de même qu'un compteur, avec les mêmes fonctionnalités définies par un utilisateur, pour évaluer les défauts intermittents.

Les fonctionnalités facultatives (informations relatives disponibles en local et/ou à distance) peuvent être:

- rapport sur l'état de santé du dispositif (alarmes et statut interne du FPI):
 - défaut interne,
 - manque de source auxiliaire,
 - contrôles auxiliaires,
 - autres;
- surveillance de l'environnement du poste (mesures environnementales, alarmes, etc.);
- surveillance du flux de puissance (mesure de la tension et du courant à des fins d'exploitation);
- surveillance des communications externes.

L'interface abstraite des services de communication (ACSI, *Abstract Communication Service Interface*), qui décrit les communications entre un client et un serveur à distance pour:

- l'accès aux données en temps réel et récupération,
- le contrôle du dispositif,
- la consignation et le rapport d'événement,
- la publication/l'abonnement,
- l'autodescription des dispositifs;
- le typage des données et découverte des types de données,
- le transfert de fichiers,
- l'échange d'informations de poste à poste,
- l'échange d'informations pour génération distribuée,

doit être conforme à l'IEC 61850-7-2.

8.3.4 Informations des DSU entièrement intégrées dans le système d'exploitation réseau (SCADA)

Ces DSU doivent fournir au minimum les informations/signaux suivants, à transmettre et stocker en local: Les sorties numériques des DSU peuvent être communes pour des défauts similaires, par exemple pour les courts-circuits et les défauts multiples. Ces DSU peuvent en outre intégrer d'autres fonctions IED (par exemple, des fonctions types obtenues via des unités de terminaux à distance).

Détection de défauts

Conformément aux fonctionnalités de la DSU, au moins les points suivants:

- a) détection de surintensité (pour chaque seuil différent du FPI/de la DSU);
et/ou
- b) détection de défauts de la phase à la terre (pour chaque seuil différent de la DSU);
- c) détection de défauts multiples (pour chaque seuil différent de la DSU) non directionnelle et directionnelle;
- d) présence/absence de tension en amont (et/ou en aval) pas strictement relative aux algorithmes de détection de défauts (par exemple, confirmation de défaut).

La détection de défauts peut être basée sur la confirmation via la détection d'absence de tension.

La logique définie par un utilisateur pour détecter un défaut intermittent peut être introduite, de même qu'un compteur, avec les mêmes fonctionnalités définies par un utilisateur, pour évaluer les défauts intermittents.

Les fonctionnalités facultatives (informations relatives disponibles en local et à distance) peuvent être:

- rapport sur l'état de santé du dispositif (alarmes et statut interne de la DSU):
 - défaut interne,
 - manque de source auxiliaire,
 - contrôles auxiliaires,
 - autres;
- surveillance de l'environnement du poste (mesures environnementales, alarmes, etc.);
- surveillance du flux de puissance (mesure de la tension et du courant à des fins d'exploitation);
- surveillance des communications externes;
- contrôle volt/var (VVC) automatique;
- gestion DER;
- algorithmes intégrés pour FDIR/FLISR, c'est-à-dire automatisation du réseau MT (basés sur les mesures locales et/ou les signaux des appareils de terrain, par exemple contrôle de la position du sectionneur/disjoncteur), y compris également:
 - transmission du signal de déclenchement de transfert, avec comme objectif l'envoi d'autres informations d'IED pouvant provoquer la déconnexion du DER;
 - signaux de sélectivité logique (transmission/réception des signaux de verrouillage, cumulatif pour tous les seuils de détection de défauts ou séparé pour chaque seuil de détection de défauts mis en œuvre dans la DSU), avec pour objectif la neutralisation de la transmission des signaux de détection de défauts à d'autres IED et/ou le démarrage d'algorithmes internes relatifs aux actions qui suivent la détection de défauts (par exemple, automatisation du réseau MT, transmission du signal de déclenchement de transfert au DER, etc.).

L'interface abstraite des services de communication (ACSI, *abstract communication service interface*), qui décrit les communications entre un client et un serveur à distance pour:

- l'accès aux données en temps réel et récupération,
- le contrôle du dispositif,
- la consignation et le rapport d'événement,
- la publication/l'abonnement,
- l'autodescription des dispositifs,
- le typage des données et découverte des types de données,
- le transfert de fichiers,
- l'échange d'informations de poste à poste,
- l'échange d'informations pour génération distribuée,

doit être conforme à l'IEC 61850-7-2.

8.4 Classification des FPI/DSU via des classes de performances/capacités

8.4.1 Généralités

Comme décrit en 8.1, 8.2 et 8.3, dans des postes de distribution MT/BT ou MT/MT, les FPI/DSU peuvent être chargés de réaliser certaines fonctions, en plus des fonctions de détection de défauts pures, et de gérer la communication des informations (ainsi que des commandes) de différentes façons.

Cela implique que des FPI/DSU doivent être définis via leur profil.

Pour simplifier le modèle de données et la définition du profil relatif, ainsi que les essais, les FPI/DSU doivent être répartis dans différentes classes.

Les classes sont définies via un code de classification à trois éléments donné au Tableau 1.

Les deux premiers éléments, c'est-à-dire

- classe de capacité de détection de défauts, et
- classe de capacité de communication,

impliquent des relations avec le profil et le modèle de données, alors que le troisième élément,

- classe d'alimentation,

doit identifier l'alimentation, sans conséquence sur le profil et le modèle de données.

En plus du code de classification mentionné ci-dessus, un code de classification supplémentaire est utilisé pour faire référence aux fonctions supplémentaires (par exemple, rapport sur l'état de santé du dispositif, surveillance de l'environnement d'un poste, surveillance du flux de puissance, FLISR, VVC, gestion DER, etc., couvert par la série IEC 61850) pas strictement relatif à la détection de défauts et indiqué par un code numérique (-1, -2, -3, -4) à la fin du code de classification.

Tableau 1 – Principes de classification des FPI/DSU via des classes à utiliser pour les modèles de données, les définitions de profils et les essais

Code de classification: élément 1 Algorithmes et capacité de détection de défauts	Code de classification: élément 2 Capacité de communication	Code de classification: élément 3 Alimentation
F1C/NC: détection de surintensité (défaut de la phase à la terre sur réseaux directement à la terre), non directionnelle, C = Confirmation via détection d'absence de tension nécessaire pour détection de défauts / NC = Pas de confirmation via absence de tension nécessaire pour détection de défauts	T1: pas de communication intra/extraposte directement gérée depuis le FPI	P1: autoalimenté. Le FPI ne dispose ni de borne pour connecter une alimentation externe (pas de port d'alimentation) ni de batterie interne.
F2C/NC: détection de défauts de la phase à la terre (sauf sur réseaux directement à la terre), non directionnelle, C = Confirmation via détection d'absence de tension nécessaire pour détection de défauts / NC = Pas de confirmation via absence de tension nécessaire pour détection de défauts	T2: pas de communication extraposte directement gérée depuis le FPI	P2: alimentation interne (batteries, cellules photovoltaïques, etc., sans port d'alimentation)
....	T3: communications client/serveur	
....	...	
etc.	etc.	etc.

La précision FPI/DSU est définie comme la précision globale du système (3.1.2, 3.1.7, 7.2.2).

NOTE Des méthodes pour mesurer cette précision globale du système seront décrites dans une future Norme internationale (IEC 62689-4).

De plus, avec l'objectif de définir complètement le modèle de données et le profil, qui seront décrits dans une future Norme internationale (IEC 62689-3), un niveau de classification supplémentaire est nécessaire (voir 8.4.5) afin de décrire les fonctionnalités facultatives supplémentaires des FPI/DSU.

EXEMPLES:

- F2C-T1-P1-1: est un FPI pouvant ne détecter que les défauts de la phase à la terre, sans fonction de détection directionnelle, avec le besoin de confirmation de défaut via la détection d'absence de tension, sans possibilité de communication à distance (indications locales uniquement via des lampes, des indicateurs, etc.), autoalimenté. Il s'agit d'un FPI pour indication locale de détection de défauts sans fonctionnalité facultative supplémentaire (FPI de niveau de base).
- F1NC-T2-P3-3: est un FPI pouvant ne détecter que les surintensités, sans fonction de détection directionnelle, sans le besoin de confirmation de défaut via la détection d'absence de tension, avec la possibilité de communication uniquement avec le système SCADA pas directement gérée depuis le FPI (géré via d'autres IED, par exemple une RTU + modem, etc.), avec alimentation externe avec/sans capacité de sauvegarde. Il s'agit d'un FPI pour indication à distance d'une détection de défauts, avec la plupart des fonctionnalités facultatives supplémentaires possibles, par exemple les alarmes et le statut interne du FPI, la surveillance du poste de distribution (par exemple, mesures, alarmes, etc.), ainsi que les mesures de tension et de courant à des fins d'exploitation (FPI de niveau avancé).
- F5C-T3-P3-4: est une DSU pouvant exécuter une détection non directionnelle des surintensités et des défauts de phase et à la terre, plus la détection directionnelle des défauts de phase à la terre, avec le besoin de confirmation de défaut via la détection d'absence de tension, avec indications locales via des lampes, des indicateurs, etc., et avec la possibilité de communication à distance avec un système SCADA uniquement (communication extraposte) directement gérée depuis un FPI (par exemple, via des modems directement contrôlés depuis la DSU elle-même), avec alimentation externe avec/sans capacité de sauvegarde. Il s'agit

d'une DSU entièrement intégrée dans le système d'exploitation réseau (SCADA), avec certaines des fonctions facultatives supplémentaires possibles, par exemple les alarmes et le statut interne de la DSU, la surveillance du poste de distribution (par exemple, mesures, alarmes, etc.), la mesure de la tension et du courant à des fins d'exploitation, les algorithmes intégrés pour l'automatisation du réseau MT (basé sur les mesures locales et/ou les signaux des appareils de terrain, par exemple contrôle de la position du sectionneur/disjoncteur (DSU de niveau de base)).

- F6NC-T4-P3-4: est une DSU capable d'exécuter une détection directionnelle des surintensités et des défauts de phase et à la terre, sans le besoin de confirmation de défaut via la détection d'absence de tension, avec indications locales possibles via des lampes, des indicateurs, etc., mais aussi avec possibilité de communication à distance et de communication directe (bidirectionnelle) avec un système SCADA et tous les IED (par exemple, via l'IEC 61850), avec alimentation externe avec/sans capacité de sauvegarde. Il s'agit d'une DSU entièrement intégrée dans le système d'exploitation réseau (SCADA), avec la plupart des fonctions facultatives supplémentaires possibles, par exemple les alarmes et le statut interne de la DSU, la surveillance du poste de distribution (par exemple, mesures, alarmes, etc.), la mesure de la tension et du courant à des fins d'exploitation, le contrôle Volt/VAR, le contrôle et la surveillance DER (contrôle WATT), les algorithmes intégrés pour l'automatisation du réseau MT (basé sur les mesures locales et/ou les signaux des appareils de terrain, par exemple contrôle de la position du sectionneur/disjoncteur), transmission du signal de déclenchement de transfert, avec comme objectif l'envoi d'autres informations d'IED capables de provoquer la déconnexion du DER (DSU de niveau avancé).

D'autres exemples possibles apparaissent à la Figure B.1, la Figure B.3, la Figure B.4 et la Figure B.5.

8.4.2 Classe de capacité de détection de défauts

L'ensemble de la classification, qui concerne les algorithmes et la capacité de détection de défauts, est indiqué au Tableau 2.

Tableau 2 – Classes de capacités de détection de défauts FPI à utiliser pour les modèles de données, les définitions de profils et les essais

	Détection de surintensité	Détection de courant résiduel
Indication non directionnelle	F1C/NC	F3C/NC F2C/NC
Indication directionnelle	F4C/NC	F5C/NC F6C/NC

IEC

8.4.3 Classe de capacité de communication

Pour la capacité de communication, la classification complète est indiquée au Tableau 3.

Des exemples possibles apparaissent à la Figure C.1, la Figure C.2, la Figure C.3 et la Figure C.4.

Tableau 3 – Capacité de communications à utiliser pour les modèles de données, les définitions de profils et les essais

Description	Classe
Pas de communication intra/extraposte directement gérée depuis le FPI	T1
Pas de communication extraposte directement gérée depuis le FPI/la DSU	T2
Communication DSU-SCADA (client-serveur)	T3
Communication DSU-SCADA (client-serveur) et communication de pair à pair	T4

8.4.4 Classe d'alimentation

Pour l'alimentation, la classification complète est indiqué au Tableau 4.

Tableau 4 – Classe d'alimentation

Description	Classe
Autoalimenté Aucune borne pour connecter une alimentation externe (pas de port d'alimentation) ni batterie interne	P1
Alimentation interne (batteries, cellules photovoltaïques, etc., sans port d'alimentation)	P2
Alimentation externe avec/sans fonctionnalité de sauvegarde	P3
Combinaison de P1, P2 et P3	P4

8.4.5 Classes de fonctionnalités facultatives supplémentaires des FPI/DSU (pas strictement relatif à la détection de défauts pure)

Pour les fonctionnalités facultatives, la classification complète est indiquée au Tableau 5.

Tableau 5 – Classes de fonctionnalités facultatives supplémentaires (pas strictement relatif à la détection de défauts pure)

Fonction	Profil FPI/DSU			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
Rapport sur l'état de santé du dispositif (alarmes et statut interne du FPI/la DSU): - défaut interne; - manque de source auxiliaire; - contrôles auxiliaires; - autres.		X	X	X
Surveillance de l'environnement du poste (mesures environnementales, alarmes, etc.)		X	X	X
Surveillance du flux de puissance (mesure de la tension et du courant à des fins d'exploitation)			X	X
Surveillance des communications externes			X	X

Fonction	Profil FPI/DSU			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4
Algorithmes intégrés pour FDIR (FLISR)				X
VVC automatique				X
Gestion DER				X
	- FPI pour indication locale de détection de défauts. Niveau minimal - FPI pour indication à distance de détection de défauts. Niveau minimal	- FPI pour indication locale de détection de défauts. Niveau immédiat - FPI pour indication à distance de détection de défauts. Niveau intermédiaire	FPI pour indication à distance de détection de défauts. Niveau avancé	DSU entièrement intégrées dans le système d'exploitation réseau (SCADA).

8.4.6 Classification complète des FPI/DSU via des classes de performances/capacités

La classification complète des FPI/DSU via les classes est indiquée au Tableau 6.

Le Tableau 6 donne également des indications sur une bonne utilisation des différentes classes de FPI/DSU (avec référence uniquement aux capacités de détection de défauts).

Tous les FPI/DSU doivent être soumis à un essai de façon à être classifiés conformément au Tableau 6 sur les algorithmes et la capacité de détection de défauts (8.4.2), les capacités de communication (8.4.3), et l'alimentation (8.4.4).

Des essais peuvent en outre aussi évaluer la conformité du FPI/de la DSU avec les fonctionnalités supplémentaires facultatives définies via le niveau de classification (voir 8.4.5).

Les essais et procédures de conformité seront décrits dans une future Norme internationale (l'IEC 62689-4).

Au lieu de cela, le choix de FPI/DSU qui prennent en compte la classification sur la communication dépend du mode de fonctionnement du propriétaire du réseau de distribution (simple indication locale de localisation du défaut sur le réseau, indication d'emplacement de défaut transmise à distance, pour intervention manuelle du personnel de terrain et pour exploitation contrôlée à distance des commutateurs/disjoncteurs le long des lignes, automatisation du réseau MT avec suppression de défaut et restauration d'alimentation automatique, etc.).

Tableau 6 – Classes d'utilisation des FPI: capacités de détection de défauts et capacités de communication

Capacité de détection de défauts			Fonctions supplémentaires pas strictement relatives à la détection de défauts		Capacité de communication		Alimentation	
Classe	Fonctionnalités de détection de défauts	Utilisation type	Niveau	Classe	Utilisation type	Classe		
F1	Surintensités, non directionnelles	IEC 62689-2: Capteurs ou détecteurs de courant et de tension à utiliser pour indiquer le passage d'un courant de défaut – Partie 2: Aspects systèmes	1	Aucune	T1	Pas de communication intra/extraposte directement gérée depuis le FPI	P1	Autoalimenté
F2	Défauts de la phase à la terre, non directionnels	IEC 62689-2: Capteurs ou détecteurs de courant et de tension à utiliser pour indiquer le passage d'un courant de défaut – Partie 2: Aspects systèmes	2	i. Rapport sur l'état de santé du dispositif (alarmes et statut interne du FPI/de la DSU): a. défaut interne; b. manque de source auxiliaire; c. contrôles auxiliaires; d. autres. ii. Surveillance de l'environnement du poste (mesures environnementales, alarmes, etc.)	T2	Pas de communication extraposte directement gérée depuis le FPI	P2	Alimentation interne

Capacité de détection de défauts			Fonctions supplémentaires pas strictement relatives à la détection de défauts		Capacité de communication			Alimentation
Classe	Fonctionnalités de détection de défauts	Utilisation type	Niveau		Classe	Utilisation type	Classe	
F3	Surintensités, non directionnelles, défauts de la phase à la terre, non directionnels	IEC 62689-2: Capteurs ou détecteurs de courant et de tension à utiliser pour indiquer le passage d'un courant de défaut – Partie 2: Aspects systèmes	3	i.	Rapport sur l'état de santé du dispositif (alarmes et statut interne du FPI/de la DSU): a. défaut interne; b. manque de source auxiliaire; c. contrôles auxiliaires; d. autres. ii. Surveillance de l'environnement du poste (mesures environnementales, alarmes, etc.) iii. Surveillance du flux de puissance (mesure de la tension et du courant à des fins d'exploitation) iv. Surveillance des communications externes	Communications FPI-SCADA (client-serveur) T3	Communications directes (bidirectionnelles) uniquement avec SCADA (IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, DNP3, etc.).	P3 Alimentation externe avec/sans fonctionnalité de sauvegarde

Capacité de détection de défauts			Fonctions supplémentaires pas strictement relatives à la détection de défauts		Capacité de communication		Alimentation
Classe	Fonctionnalités de détection de défauts	Utilisation type	Niveau	Classe	Utilisation type	Classe	
F4	Surintensités, directionnelles et non directionnelles	IEC 62689-2: Capteurs ou détecteurs de courant et de tension à utiliser pour indiquer le passage d'un courant de défaut – Partie 2: Aspects systèmes	4 i. Rapport sur l'état de santé du dispositif (alarmes et statut interne du FPI/de la DSU): a. défaut interne; b. manque de source auxiliaire; c. contrôles auxiliaires; d. autres. ii. Surveillance de l'environnement du poste (mesures environnementales, alarmes, etc.) iii. Surveillance du flux de puissance (mesure de la tension et du courant à des fins d'exploitation) iv. Surveillance des communications externes v. Algorithmes intégrés pour FDIR (FLISR) vi. VVC automatique vii. Gestion DER T4 Communications FPI-SCADA (client-serveur) et communications de pair à pair Communications directes (bidirectionnelles) avec SCADA et dans tous les IED (IEC 61850). Combinaison de P1, P2 et P3				

Capacité de détection de défauts		Fonctions supplémentaires pas strictement relatives à la détection de défauts	Capacité de communication		Alimentation
Classe	Fonctionnalités de détection de défauts	Utilisation type	Niveau	Classe	Utilisation type
F5	Surintensités, non directionnelles, défauts de la phase à la terre, directionnels et non directionnels	IEC 62689-2: Capteurs ou détecteurs de courant et de tension à utiliser pour indiquer le passage d'un courant de défaut – Partie 2: Aspects systèmes			
F6	Défauts de surintensités et de la phase à la terre, directionnels et non directionnels	IEC 62689-2: Capteurs ou détecteurs de courant et de tension à utiliser pour indiquer le passage d'un courant de défaut – Partie 2: Aspects systèmes			

NOTE 1 Les cellules avec un arrière-plan gris ne font référence qu'aux DSU, les autres cellules peuvent faire référence aux FPI et aux DSU.

NOTE 2 La précision FPI/DSU pour la détection de défauts est en fait la précision FPI/DSU globale (capteurs et électronique).

NOTE 3 Les valeurs dans les cellules sont indépendantes. Les FPI classifiés T1, qui ne peuvent être associés qu'avec le niveau 1, constituent la seule exception.

9 Conditions de service

9.1 Généralités

Sauf spécification contraire, les FPI/DSU sont destinés à être utilisés à leurs caractéristiques assignées dans les conditions de service normales énumérées en 9.2.

Si les conditions de service réelles diffèrent de ces conditions de service normales, il convient que les FPI/DSU soient conçus de manière à se conformer à toutes les conditions de service spéciales exigées par l'utilisateur. Sinon, il convient de prendre des dispositions appropriées (voir 9.3).

Des informations précises sur la classification pour les conditions environnementales sont fournies dans l'IEC 60721-3-3 (intérieure) et l'IEC 60721-3-4 (extérieure).

9.2 Conditions normales de service

9.2.1 Alimentation auxiliaire

Les FPI/DSU doivent être capables de fonctionner en continu dans la plage d'exploitation d'alimentation auxiliaire suivante:

- alimentation en courant alternatif: $(U_n + 10 \%)$ to $(U_n - 15 \%)$;
- alimentation en courant continu: $(U_n + 10 \%)$ to $(U_n - 20 \%)$,

où U_n est la valeur assignée de la tension d'alimentation auxiliaire.

9.2.2 Température de l'air ambiant

9.2.2.1 Généralités

En cas de températures ambiantes basses ou élevées, il est acceptable de perdre des fonctions non essentielles, comme l'affichage LCD. Les principales fonctions des FPI/DSU, la détection de défauts et la signalisation (voyant, indicateurs ou contacts de sortie qui se ferment/s'ouvrent), doivent rester opérationnelles.

9.2.2.2 Températures minimales et maximales

Les températures minimales et maximales des FPI/DSU sont énumérées au Tableau 7.

Il convient de choisir les valeurs de températures minimales et maximales conformément aux conditions de service et d'installation (par exemple, -5°C , 55°C).

Tableau 7 – Températures minimales et maximales des FPI/DSU

Température minimale °C	–5
	–25
	–40
Température maximale °C	40
	55
	70

Lors du choix des températures minimales et maximales, les conditions de stockage et de transport doivent également être prises en compte.

En cas d'intégration des capteurs dans un autre matériel (par exemple, un GIS, un disjoncteur), les capteurs doivent être spécifiés pour les conditions de température du matériel respectif.

En dessous de $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ et au-dessus de $55\text{ }^{\circ}\text{C}$, certaines fonctions non essentielles peuvent être perdues (par exemple, l'affichage).

9.2.3 Altitude

L'altitude prévue pour un service d'exploitation normal ne doit pas dépasser 1 000 m.

Cet aspect est d'une importance particulière pour les aspects de l'isolation (par exemple, un FPI X-B-Y pour installation en extérieur).

9.2.4 Vibrations ou secousses sismiques

Il convient de tenir compte des vibrations du transformateur de l'instrument dans le matériel assemblé dues à des causes externes comme des conditions de service normales (par exemple, installation sur un panneau de commande, dans une armoire ou sur un poteau ou conducteur aérien).

Des ensembles complets de matériels peuvent être soumis à un essai afin de prouver le bon fonctionnement du transformateur d'instrument lorsqu'il est soumis à de tels événements.

Les vibrations dues à des causes externes aux FPI/DSU (par exemple, aux secousses sismiques) sont négligeables.

9.2.5 Autres conditions de service pour des FPI/DSU intérieurs

Autres conditions de service à prendre en compte:

- a) l'influence du rayonnement solaire peut être négligée;
- b) l'air ambiant ne contient pas de façon significative de poussière, de fumée, de gaz corrosif, de vapeur ou de sel;
- c) les conditions d'humidité sont:
 - 1) la valeur moyenne de l'humidité relative, mesurée sur une période de 24 h, n'excède pas 95 %;
 - 2) la valeur moyenne de la pression de vapeur d'eau, sur une période de 24 h, n'excède pas 2,2 kPa;
 - 3) la valeur moyenne de l'humidité relative, sur une période d'un mois, n'excède pas 90 %;
 - 4) la valeur moyenne de la pression de vapeur d'eau, sur une période d'un mois, n'excède pas 1,8 kPa.

Dans ces conditions, des condensations peuvent occasionnellement se produire.

De la condensation peut être attendue dans les lieux où de brusques variations de température, en période de grande humidité, risquent de se produire.

Afin de résister aux effets d'une humidité et d'une condensation élevée, par exemple dans le cas d'une rupture d'isolation ou de la corrosion de parties métalliques, les FPI/DSU conçus pour ces conditions peuvent être utilisés.

La condensation peut être évitée par une conception spéciale de l'enveloppe, par une ventilation et un chauffage appropriés ou par l'utilisation d'un dispositif de déshumidification.

9.2.6 Autres conditions de service pour des FPI/DSU extérieurs

D'autres conditions de services sont à prendre en compte:

- il convient que la valeur moyenne de la température de l'air ambiant, mesurée sur une période de 24 h, n'excède pas 35 °C;
- le rayonnement solaire atteint un niveau de 1 000 W/m² (pendant une journée claire à midi);
- l'air ambiant peut contenir de la poussière, des fumées, des gaz corrosifs, des vapeurs ou du sel. Il convient que la pollution n'excède pas les niveaux de pollution indiqués dans l'IEC TS 60815;
- il convient que la pression du vent n'excède pas 700 Pa (ce qui correspond à une vitesse du vent de 34 m/s). Différentes exigences peuvent être spécifiées si des normes ou des réglementations locales existent;
- la présence de condensation ou de précipitations est constatée;
- la couche de glace n'excède pas 20 mm. Différentes exigences peuvent être spécifiées si des normes ou des réglementations locales existent.

9.3 Conditions de service spéciales

9.3.1 Généralités

Quand les FPI/DSU sont destinés à être utilisés dans des conditions autres que les conditions de service normales décrites en 9.2, il convient que les exigences de l'utilisateur fassent référence aux critères normalisés donnés en 9.3.2 et 9.3.3.

9.3.2 Altitude

9.3.2.1 Influence de l'altitude sur l'isolation extérieure

A une altitude > 1 500 m, la tension de décharge disruptive pour l'isolation externe est affectée par la réduction de la densité de l'air. Voir 11.8.2.

9.3.2.2 Influence de l'altitude sur l'échauffement

A une altitude > 1 000 m, le comportement thermique d'un transformateur d'instrument est affecté par la réduction de la densité de l'air. Voir 11.3.2.

9.3.3 Vibrations ou tremblements de terre

Des vibrations peuvent se produire à la suite de l'utilisation d'un appareillage ou de forces de court-circuit.

De plus, pour les installations susceptibles de subir des tremblements de terre, il convient de spécifier le niveau de gravité adapté conformément à l'IEC TR 62271-300.

Les exigences concernant les vibrations ou les tremblements de terre et les essais relatifs peuvent être définies par accord entre le fabricant et l'acheteur.

La conformité à ces exigences spéciales, si applicables, doit être démontrée, par des calculs ou par des essais, comme défini par les normes associées.

10 Valeurs assignées

10.1 Généralités

Il convient de choisir les assignations FPI/DSU communes, y compris pour le matériel auxiliaire, si applicable, parmi ce qui suit:

- a) tension la plus élevée pour le matériel;
- b) niveaux d'isolement assignés;

- c) fréquence assignée;
- d) courant primaire assigné;
- e) courant de tenue de courte durée assigné;
- f) courant dynamique assigné;
- g) tension d'alimentation assignée des circuits auxiliaires et de contrôle;
- h) fréquence d'alimentation assignée des circuits auxiliaires;
- i) précisions (pour les valeurs, la référence doit être faite aux normes FPI spécifiques).

L'assignation s'applique dans l'atmosphère de référence normalisée (température, 20 °C; pression, 101,3 kPa; et humidité, 11 g/m³) spécifiée dans l'IEC 60071-1.

10.2 Tension primaire assignée

Les valeurs normalisées de tension primaire assignée des capteurs triphasés et monophasés destinés à être utilisés avec un réseau monophasé ou entre les lignes d'un réseau triphasé doivent être l'une des valeurs de tension nominale du réseau désignée dans l'IEC 60038.

Les valeurs de tension primaire assignée normale d'un capteur monophasé connecté entre une ligne d'un réseau triphasé et la terre ou entre un point neutre du réseau et la terre doivent être égales à $1/\sqrt{3}$ fois une des valeurs de la tension nominale du réseau.

Les valeurs normalisées de tension primaire assignée d'un capteur monophasé dans un réseau monophasé doivent être comprises dans la plage de tensions nominales du réseau.

10.3 Valeurs normalisées du facteur de tension assigné

10.3.1 Transformateurs de tension électroniques mis à la terre

Le facteur de tension assigné pour un transformateur de tension électronique mis à la terre dépend du facteur de défaut à la terre du réseau triphasé. Les facteurs de tension normalisés qui correspondent aux différentes conditions de mise à la terre sont donnés au Tableau 8, en même temps que la durée admissible.

Tableau 8 – Valeurs normalisées pour le facteur de tension assigné (k_u)

Facteur de tension assigné	Durée assignée	Méthode de connexion des bornes primaires et du traitement du point neutre (voir l'Article 6)
1,2	Continue	Entre les phases de n'importe quel réseau. Entre le point neutre du transformateur et la terre de n'importe quel réseau.
1,2 1,5	Continue 30 s	Entre la phase et la terre dans un réseau à neutre directement à la terre.
1,2 1,9	Continue 30 s	Entre la phase et la terre dans un réseau à neutre non directement à la terre (neutre isolé, compensé par bobine d'extinction, neutre à la terre résistif): – avec suppression des défauts à la terre automatique "rapide" (seulement ouverture du CB du poste ou automatisation du réseau MT avec des CB et des automates locaux ou des automates locaux et/ou un réseau de télécommunication toujours actif);
1,9	60 s	– avec suppression des défauts à la terre automatique "lente" (automatisation du réseau MT avec sectionneurs de commutateur et automates locaux sans réseau de télécommunication toujours actif);
1,9	8 h/continu	– sans suppression des défauts à la terre automatique.

Différentes durées assignées sont admissibles par accord entre le fabricant et le client, conformément au mode d'exploitation du réseau du client.

10.3.2 Transformateurs de tension électroniques non mis à la terre

Le facteur de tension assigné pour des transformateurs de tension électronique non mis à la terre est de 1,2 avec exploitation continue.

10.4 Niveaux d'isolation les plus élevés pour les bornes primaires des FPI

10.4.1 Généralités

Si les bornes primaires sont présentes dans le FPI/la DSU, il convient de choisir les valeurs normalisées dans le Tableau 9.

La tension la plus élevée pour le matériel est alors choisie comme étant la plus proche valeur normalisée de U_m supérieure ou égale à la tension la plus élevée du réseau dans lequel le matériel sera installé.

Pour un matériel à installer dans des conditions d'exploitation normales relatives à l'isolation, U_m doit être supérieur ou égal à U_{sys} .

Pour un matériel à installer en dehors des conditions de service applicables pour l'isolation, U_m peut être choisi sur une valeur supérieure à la valeur normalisée suivante de U_m supérieure ou égale à U_{sys} conformément aux exigences spéciales concernées.

A titre d'exemple, le choix d'une valeur U_m supérieure à la valeur normalisée suivante U_m supérieure ou égale à U_{sys} peut survenir quand le matériel doit être installé à une altitude supérieure à 1 500 m afin de compenser la baisse de la tension de tenue de l'isolation externe.

Tableau 9 – Niveaux d'isolation assignés

Tension la plus élevée pour le matériel, U_m kV (valeur efficace)	Tension assignée de tenue à fréquence industrielle kV (valeur efficace)	Tension assignée de tenue au choc de foudre kV (valeur de crête)
0,72	3	—
1,2	6	—
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75
17,5	38	75 95
24	50	95 125
36	70	145 170
52	95	250

Pour les installations exposées, il est recommandé de choisir le niveau d'isolation le plus élevé.

NOTE 1 Pour les autres niveaux, voir l'IEC 60071-1.

Pour la plupart des valeurs de tension la plus élevée pour le matériel (U_m), plusieurs niveaux d'isolement assignés existent, pour permettre l'application de différents critères de performance ou des schémas de tension. Il convient de choisir en fonction du degré d'exposition aux surtensions à front rapide et à front lent, du type de mise à la terre du neutre du réseau, de l'exploitation du réseau (défaut maintenu ou non), et du type des dispositifs limitatifs des surtensions.

La borne primaire destinée à être mise à la terre doit:

- quand elle est isolée de l'enveloppe ou du cadre, être capable de supporter 3 kV pendant 1 min;
- quand elle est connectée à l'enveloppe ou au cadre, être capable de supporter 0,72 kV pendant 1 min.

10.4.2 Autres exigences pour l'isolation des bornes primaires des FPI/DSU

10.4.2.1 Décharges partielles

Les exigences de décharge partielle sont applicables aux transformateurs d'instrument avec une valeur U_m supérieure ou égale à 7,2 kV.

Le niveau de décharge partielle ne doit pas excéder les limites spécifiées dans le Tableau 10. La procédure d'essai est donnée en 12.2.11.2.

Tableau 10 – Tensions d'essai de décharge partielle et niveaux admissibles

Type de mise à la terre du réseau neutre	Type de FPI	Tension d'essai PD kV (valeur efficace)	Niveau PD admissible maximal	
			pC	
			Type d'isolation	
			Immergé dans du liquide ou du gaz	Solide
Réseau neutre mis à la terre (facteur de défaut à la terre $\leq 1,4$)	Mise à la terre	U_m $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	Mise à la terre annulée	$1,2 U_m$	5	20
Réseau neutre isolé ou pas efficacement mis à la terre (facteur de défaut à la terre $> 1,4$)	Mise à la terre	$1,2 U_m$ $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	Mise à la terre annulée	$1,2 U_m$	5	20
NOTE 1 Si le réseau neutre n'est pas défini, les valeurs données pour les réseaux neutres isolés ou non mis efficacement à la terre sont valides.				
NOTE 2 Le niveau PD maximal admissible est également valide pour les fréquences autres que la fréquence assignée.				

10.4.2.2 Tenue au choc de foudre coupé

Si spécification supplémentaire, des FPI/DSU autres qu'un dispositif isolé par gaz doivent être capables de tenir un choc de foudre coupé appliqué à leurs bornes primaires avec un pic de valeur de 115 % de la tension assignée de tenue au choc de foudre.

10.4.3 Exigences d'isolation pour les composants basse tension (bornes des capteurs de tension secondaire)

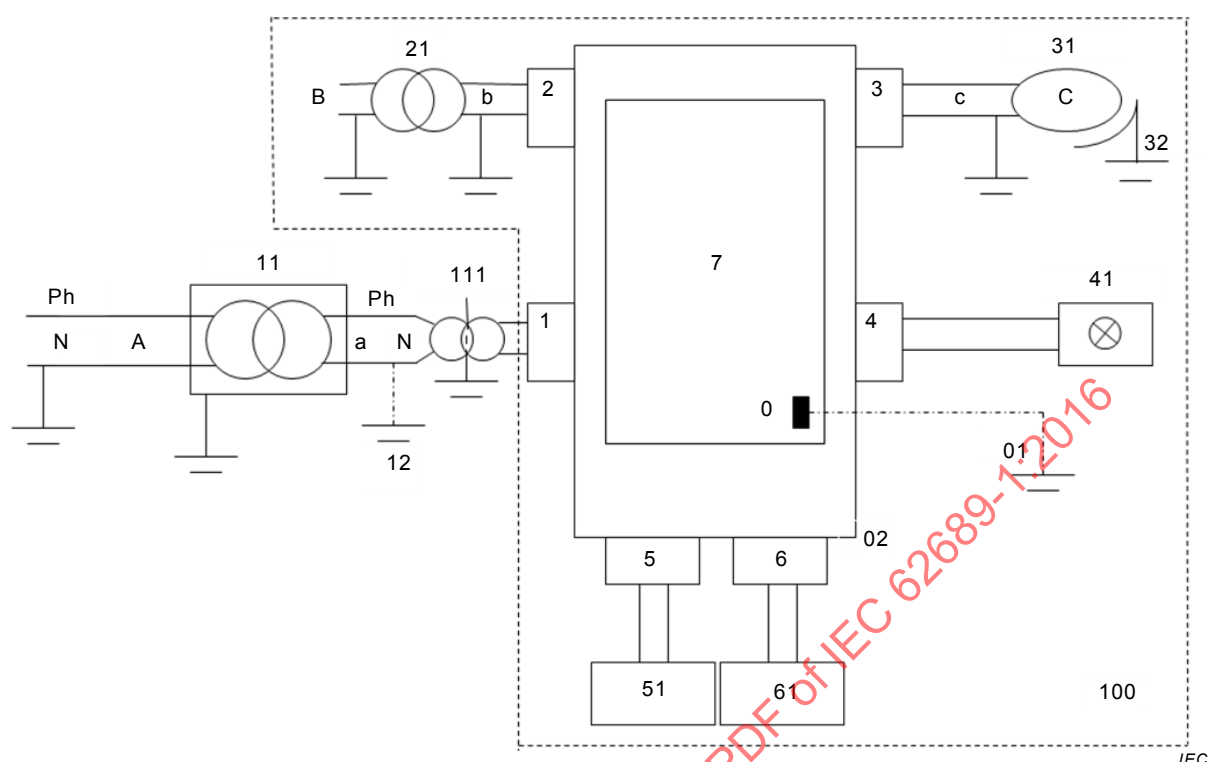
Les composants basse tension incluent généralement plusieurs circuits séparés avec une isolation galvanique entre eux.

Les composants basse tension doivent être conformes aux exigences d'isolation définies dans l'IEC 60255-27:2013, Tableau C.3.

Les connecteurs optiques ne sont pas soumis à cette exigence.

Un exemple de capacité de tenue à basse tension possible pour différents ports est donné à la Figure 5.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62689-1:2016



Légende

- a: Côté BT du transformateur MT/BT
- A Côté MT du transformateur TR MT/BT
- b: bornes de tension secondaire (possible)
- B: bornes de tension primaire (possible)
- c: bornes de courant secondaire
- C: bornes de courant primaire
- 0: Port de mise à la terre: Référence de mise à la terre électronique (0 V)
- 01: Port de mise à la terre: Référence de mise à la terre commune pour connexion possible de l'électronique 0 V (choix du fabricant)
- 02: Accès par l'enveloppe
- 1: Port d'alimentation: port d'alimentation en courant continu
- 2: Port de signal: Mesure de la tension
- 3: Port de signal: Mesurage du courant
- 4, 41: Port de signal: Voyants lumineux
- 5, 51: Port de signal: dispositif externe avec entrées/sorties numériques (électromécanique)
- 6, 61: Port de communication
- 7: CPU (unité de traitement du signal, de calcul et d'indication)
- 11: Transformateur MT/BT avec poste de distribution MT/BT
- 12: Neutre BT (mis à la terre dans le poste de distribution MT/BT et/ou dans d'autres points que la mise à la terre du poste)
- 21: Capteurs de tension (possibles)
- 31: Capteurs de courant
- 32: Port de mise à la terre: Mise à la terre des masses éventuelles des capteurs de courant
- 100: FPI/DSU
- 111: Transformateur d'isolation/barrière externe supplémentaire (facultatif) avec blindage entre les côtés primaires et secondaires connectés à la terre

— : Mise à la terre du poste MT/BT

Exigences d'isolation pour les composants BT: entre l'entrée étudiée et les autres entrées, toutes connectées entre elles.

NOTE Différentes configurations sont possibles, ainsi que différentes exigences d'isolation pour les composants à basse tension (par exemple, dans le cas d'une alimentation BT en courant continu ou d'un type de capteur de courant et/ou de tension différent, etc.).

Figure 5 – Exemple de ports possibles à prendre en compte à propos des exigences d'isolation pour les composants BT

10.5 Plage de fréquences assignées

Les valeurs normalisées de la fréquence assignée sont 50 Hz et 60 Hz. Les FPI/DSU satisfont à leurs exigences de classe de précision dans la plage de fréquences normalisée. La plage de fréquences normalisée doit être comprise entre 99 % et 101 % de la fréquence assignée (f_r) pour les classes de précision pour la mesure et entre 90 % et 110 % de la fréquence assignée des classes de précision pour la détection de défauts.

La précision en dehors de la plage de fréquences normalisée, si elle est spécifiée, doit être définie par le fabricant.

10.6 Courant primaire assigné

Les valeurs privilégiées des courants primaires assignés sont:

10 A; 12,5 A; 15 A; 20 A; 25 A; 30 A; 40 A; 50 A; 60 A; 70 A; 80 A

et leurs multiples ou sous-multiples décimaux.

10.7 Courant assigné thermique de courte durée

Un courant assigné de tenue de courte durée (I_{th}) doit être affecté au FPI (au minimum, 12,5 kA, 1 s).

10.8 Courant dynamique assigné

La valeur du courant assigné de crête (I_{dyn}) doit normalement être de 2,5 fois le courant assigné thermique de courte durée et elle doit être indiquée sur la plaque signalétique lorsqu'elle est différente de cette valeur.

10.9 Tension d'alimentation assignée des circuits auxiliaires et de contrôle

La tension d'alimentation assignée des circuits auxiliaires et de contrôle signifie la tension mesurée aux ports d'alimentation de l'appareil lui-même pendant son exploitation, y compris, si nécessaire, les résistances auxiliaires ou les accessoires fournis ou exigés par le fabricant pour installation en série, mais sans inclure les conducteurs pour la connexion à l'alimentation électrique.

Il convient de choisir la tension d'alimentation assignée des circuits auxiliaires et de contrôle parmi les valeurs normalisées du Tableau 11 et du Tableau 12.

Tableau 11 – Valeurs assignées de la tension d'alimentation auxiliaire – tension en courant continu

V
12
24
48
60
110 ou 125
220

**Tableau 12 – Valeurs assignées de la tension d'alimentation auxiliaire –
tension en courant alternatif**

Réseaux triphasés, à trois fils ou à quatre fils ^a	Réseaux monophasés à trois fils ^b	Réseaux monophasés à trois fils
V	V	V
—	120/240	120
(220/380)	—	(220)
230/400	—	230
(240/415)	—	(240)
277/480	—	277
La valeur 230/400 V sera à l'avenir la seule tension normale de l'IEC et son adoption est recommandée dans les nouveaux réseaux. Il convient que les variations de tension des réseaux existants à 220/380 V et 240/415 V soient ramenées dans la plage 230/400 V $\pm$ 10 %. La réduction de cette plage sera prise en considération à une étape de normalisation ultérieure. ^a Les valeurs les plus basses sont des tensions neutres et les valeurs les plus hautes sont les tensions entre les phases. ^b La valeur la plus basse est la tension au neutre et la valeur la plus élevée est la tension entre les lignes.		

Dans le cas de P2 (alimentation via batteries, cellules photovoltaïques, etc.), les fonctionnalités (autonomie, durée de vie, valeur de la tension, etc.) doivent être indiquées par le fabricant et faire l'objet d'un accord entre le fabricant et l'utilisateur.

Pour la classe P1, 10.9 n'est pas applicable.

10.10 Fréquence d'alimentation assignée des circuits auxiliaires

Les valeurs normalisées de la fréquence d'alimentation assignée pour les circuits auxiliaires sont, en cas d'alimentation en courant alternatif:

50 Hz; 60 Hz.

11 Conception et construction

11.1 Généralités

Le fabricant doit indiquer toute limitation possible du "champ d'application", conformément aux indications aux Articles 9 et en 10.

11.2 Exigence relative aux matériaux d'isolation dans le matériel

Les spécifications pour les matériaux organiques utilisés pour les FPI (par exemple, résine époxy, résine polyuréthane, résine époxy cycloalifatique, matériau composite, etc.) pour installation en intérieur ou en extérieur sont données dans la série IEC 60455.

NOTE Les essais sur les transformateurs d'instrument complets qui prennent en compte des phénomènes comme une variation soudaine de température, l'inflammabilité et le vieillissement ne sont pas encore normalisés. L'IEC 60660 pour l'isolation intérieure et l'IEC 61109 pour l'isolation extérieure peuvent servir de lignes directrices.

11.3 Exigences relatives à l'échauffement des pièces et des composants du capteur

11.3.1 Généralités

Le paragraphe 11.3 n'est applicable que si les composants électroniques peuvent être retirés pendant l'essai.

L'échauffement des composants du capteur ne doit pas excéder la valeur appropriée donnée au Tableau 11, lors d'une exploitation dans les conditions assignées spécifiées. Ces valeurs sont basées sur les conditions de service en 9.2.2.

Si des températures ambiantes supérieures aux valeurs données en 9.2.2 sont spécifiées, l'échauffement admissible donné au Tableau 13 doit être réduit d'un montant égal à l'excès de température ambiante.

Tableau 13 – Limites d'échauffement pour les différentes parties, les matériaux et les diélectriques des capteurs

Partie des capteurs	Limite d'échauffement °C
1. Capteurs directement isolés – enroulement (moyen) en contact avec les matériaux isolants des classes suivantes^a: • Y 45 • A 60 • E 75 • B 85 • F 110 • H 135 – autres parties métalliques en contact avec les classes de matériaux isolants ci-dessus comme pour les enroulements	
2. Connexion par air, boulonné ou équivalent – cuivre, alliage de cuivre nu ou alliage d'aluminium nu 50 – recouverts d'argent ou recouverts de nickel 75 – recouverts d'étain 65	
3. Conducteurs aériens (quand les FPI sont à pincer) – permanent (aluminium, alliage d'aluminium et cuivre) 80 – après un court-circuit (retour à une température normale en 10 min) 200	
^a Les définitions des classes d'isolation sont conformes à l'IEC 60085.	

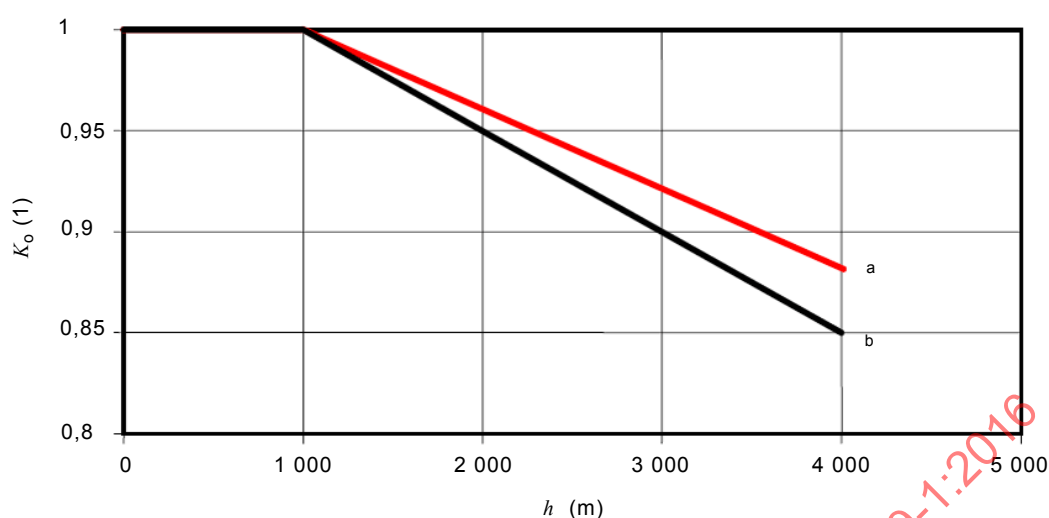
Les essais sur les FPI/DSU complets qui prennent en compte des phénomènes comme une variation soudaine de température, l'inflammabilité et le vieillissement ne sont pas encore normalisés. L'IEC 60660 pour l'isolation intérieure et l'IEC 61109 pour l'isolation extérieure peuvent servir de lignes directrices/d'indication.

Des essais doivent être envisagés si l'isolation des capteurs ou des FPI est en permanence soumise à une tension de la phase à la terre ou à une tension de la phase à la phase.

11.3.2 Influence de l'altitude sur l'échauffement

Si le FPI est spécifié pour un service à une altitude supérieure à 1 000 m et s'il a été soumis à un essai à une altitude inférieure à 1 000 m, les limites de l'échauffement ΔT données au Tableau 7 doivent être réduites par les grandeurs suivantes par tranche de 100 m d'altitude sur le site d'exploitation au-delà de 1 000 m (voir la Figure 6):

- a) capteurs immergés dans l'huile: 0,4 %;
- b) capteurs isolés de type sec: 0,5 %.



a Capteurs immergés dans l'huile.

b Capteurs isolés de type sec.

Figure 6 – Facteur de correction de l'altitude pour l'échauffement

Le facteur de correction de l'altitude pour l'échauffement est

$$K_o = \frac{\Delta T_h}{\Delta T_{ho}}$$

où

ΔT_h est l'échauffement à une altitude $h > 1\,000$ m; et

ΔT_{ho} est la limite de l'échauffement ΔT spécifiée dans le Tableau 7 à des altitudes $h_o \leq 1\,000$ m.

11.4 Mise à la terre du matériel

11.4.1 Généralités

Le cadre de chaque dispositif du matériel, s'il est destiné à être mis à la terre, doit disposer d'une borne de mise à la terre fiable pour connexion à un conducteur de mise à la terre adapté aux conditions de défaut spécifiées. Le point de connexion doit être marqué avec le symbole "terre de protection", comme indiqué par l'IEC 60417-5019 (2006-08).

11.4.2 Continuité électrique

La continuité des circuits de mise à la terre, s'ils sont présents, doit être garantie en tenant compte des contraintes thermiques et électriques provoquées par les courants qu'ils peuvent devoir porter.

Pour l'interconnexion des enveloppes, des cadres, etc., des fixations (par exemple, boulonnage ou soudure) sont acceptables pour fournir la continuité électrique.

11.5 Masse maximale pour installation pincée

Pour les dispositifs de ligne pincée, la masse par fil ne doit pas dépasser 6 kg.

NOTE La limite de masse n'est prévue que pour la partie du FPI/de la DSU fixée aux conducteurs aériens. Les parties FPI/DSU non fixées (installées dans le poste de distribution, sur le poteau d'une ligne aérienne, etc.) ne sont pas prises en compte.

11.6 Marquage et informations supplémentaires

11.6.1 Marquage des plaques signalétiques

Tous les FPI/DSU doivent comporter au moins les marquages suivants:

- a) nom du fabricant ou toute autre marque qui peut être facilement identifiée;
- b) année de fabrication et numéro de série ou désignation type, de préférence les deux;
- c) fréquence assignée;
- d) tension d'alimentation (si présente);
- e) classification du FPI conforme à l'Article 8;
- f) tension la plus élevée pour le matériel;
- g) niveau d'isolement assigné;
- h) catégorie de température;
- i) classe d'isolation si différente de la Classe A.

Si plusieurs classes de matériaux d'isolation sont utilisées, il convient d'indiquer celle qui limite l'échauffement des enroulements. Pour les transformateurs avec plusieurs enroulements secondaires, il convient d'indiquer l'utilisation de chacun de ces enroulements et des bornes correspondantes;

Toutes les informations doivent être marquées de façon indélébile sur le FPI lui-même ou sur des plaques d'assignation fixées de façon sécurisée sur le FPI.

Si les dispositifs sont trop petits pour porter tous les marquages, les informations soulignées sont au minimum obligatoires.

Au minimum, les informations mentionnées aux points a) à i) doivent être présentes sur la notice d'instructions, plus des informations complémentaires (voir Annexe A).

11.6.2 Marquage des bornes

11.6.2.1 Règles générales

Le marquage des bornes doit identifier les bornes primaires et secondaires des FPI, ainsi que les polarités relatives.

Si le câble de connexion entre les capteurs et l'électronique peut être retiré, il convient que les bornes de courant (et de tension) secondaire et que les bornes de courant (et de tension) primaire soient marquées de la même manière.

Les bornes primaires doivent être marquées de façon claire et indélébile, sur leur surface ou à proximité immédiate.

Le marquage doit être constitué de lettres suivies ou, si nécessaire, précédées de chiffres. Les lettres doivent être en majuscules d'imprimerie.

11.6.2.2 Bornes de tension primaire

Les lettres majuscules A, B, C et N indiquent les bornes primaires.

Les lettres A, B et C dénotent des bornes entièrement isolées; la lettre N dénote une borne destinée à être la terre et dont l'isolation est inférieure à celle des autres bornes.