

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



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

**Capteurs ou détecteurs de courant et de tension, à utiliser pour indiquer
le passage d'un courant de défaut –
Partie 2: Aspects systèmes**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 17.220.20

ISBN 978-2-8322-3385-6

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	9
2 Normative references	9
3 Terms, definitions, abbreviations and symbols.....	9
3.1 Terms and definitions related to neutral point treatment.....	10
3.2 Abbreviations and symbols	10
4 Choice of FPI/DSU requirements related to fault detection according to network operation mode and fault type	10
4.1 General.....	10
4.2 FPIs/DSUs for isolated neutral system	10
4.2.1 Earth fault detection	10
4.2.2 Polyphase fault detection.....	11
4.3 FPIs/DSUs for resonant earthed (neutral) system – arc-suppression-coil-earth (neutral) system.....	11
4.3.1 Earth fault detection	11
4.3.2 Polyphase fault detection.....	12
4.4 FPIs/DSUs for solidly earthed neutral systems (systems with low-impedance earthed neutrals)	12
4.5 FPIs/DSUs for impedance earthed neutral system (resistive impedance earthed neutral system)	12
4.5.1 Earth fault detection	12
4.5.2 Polyphase fault detection.....	13
4.6 FPIs/DSUs for systems with high presence of DER.....	13
4.7 Summary of FPI/DSU requirements with respect to fault detection according to network operation mode and fault type.....	13
5 Fault detecting principles according to network and fault type.....	15
5.1 General.....	15
5.2 Earth fault detection and neutral treatment.....	18
5.2.1 General	18
5.2.2 Earth fault detection in isolated neutral systems	18
5.2.3 Earth fault detection in resonant earthed systems.....	24
5.2.4 Overcurrent detection in absence or negligible presence of DER	35
5.2.5 Overcurrent detection in presence of a large amount of DER (significantly increasing short circuit current values)	37
Annex A (informative) Example of a possible solution for fault detection through FPIs/DSUs on closed loop feeder	39
A.1 General.....	39
A.2 Double bipole model	39
A.3 Analysis of zero-sequence values in case of fault on a line out of the closed loop	40
A.4 Analysis in case of fault on the closed-loop.....	42
A.5 Example of on-field application	44
Annex B (informative) Example of fault detection coordination technique among FPIs/DSUs and MV feeder protection relays	45
B.1 Autonomous fault detection confirmation from FPIs/DSUs.....	45

B.2 Fault detection confirmation from FPIs/DSUs through voltage presence/absence detection	48
Bibliography.....	49
Figure 1 – General architecture of an FPI	8
Figure 2 – General three-phase diagram of an earth fault in isolated neutral system.....	16
Figure 3 – General three-phase diagram of an earth fault solidly earthed system (example 2)	17
Figure 4 – Isolated neutral system – detection of earth fault current direction from FPI/DSU upstream from the fault location (fault downstream from the FPI's/DSU's location).....	18
Figure 5 – Isolated neutral system – detection of earth fault current direction from FPI/DSU downstream from the fault location (fault upstream from the FPI's/DSU's location).....	19
Figure 6 – Isolated neutral system – vector diagrams related to Figure 4 and Figure 5	20
Figure 7 – Relationship between FPI/DSU regulated current threshold and earth fault current in case of non-directional earth fault current detection. Fault downstream from FPI/DSU A4-2	21
Figure 8 – Relationship between FPI/DSU regulated current threshold and earth fault current in case of non-directional earth fault current detection. Fault downstream from FPI/DSU A4-1 and upstream from FPI/DSU A4-2	22
Figure 9 – Relationship between FPI/DSU regulated current threshold and earth fault current in case of non-directional earth fault current detection. Fault on MV busbar (upstream from any FPI/DSU)	23
Figure 10 – Pure resonant earthed system – detection of earth fault current direction from FPI/DSU upstream from the fault location (fault downstream from the FPI's/DSU's location).....	25
Figure 11 – Pure resonant earthed system – detection of earth fault current direction from FPI/DSU downstream from the fault location (fault upstream from the FPI's/DSU's location).....	25
Figure 12 – Pure resonant earthed system – vector diagrams related to Figure 10 and Figure 11	27
Figure 13 – Resonant earthed system with inductance and permanent parallel resistor – detection of phase to earth fault current direction from FPI/DSU upstream from the fault location (fault downstream from the FPI's/DSU's location).....	28
Figure 14 – Resonant earthed system with inductance with parallel resistor system – detection of phase to earth fault current direction from FPI/DSU downstream from the fault location (fault upstream from the FPI's/DSU's location).....	28
Figure 15 – Resonant earthed system with inductance with parallel resistor system – vector diagrams related to Figure 13 and Figure 14	30
Figure 16 – Earthing resistor system – detection of phase to earth fault current direction from FPI/DSU upstream from the fault location (fault downstream from the FPI's/DSU's location).....	32
Figure 17 – Earthing resistor system – detection of phase to earth fault current direction from FPI/DSU downstream from the fault location (fault upstream from the FPI's/DSU's location).....	32
Figure 18 – Earthing resistor system – vector diagrams related to Figure 16 and Figure 17	34
Figure 19 – Overcurrents in a radial network without DER – correct current detection by non-directional FPI/DSU (good sensitivity concerning overcurrent detection)	35

Figure 20 – Overcurrents in a radial network with negligible DER presence – correct current detection by non-directional FPI/DSU (good sensitivity concerning overcurrent detection) 36

Figure 21 – Overcurrents in a radial network with a large amount of DER – unreliable fault detection by non-directional FPIs/DSUs (incorrect detection or extremely low sensitivity) 38

Figure A.1 – Double bipole..... 39

Figure A.2 – Cascade of double bipoles 41

Figure A.3 – Closed loop double bipoles 43

Figure A.4 – Equivalent model in case of fault 43

Figure B.1 – Correctly coordinated fault selection among FPIs/DSUs and protection relay 46

Figure B.2 – Incorrectly coordinated selection among FPIs/DSUs and protection relay. Case 1 47

Figure B.3 – Incorrectly coordinated fault selection among FPIs/DSUs and protection relay. Case 2 48

Table 1 – Summary of FPI/DSU requirements referred to fault detection according to network operation mode and fault type..... 14

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**CURRENT AND VOLTAGE SENSORS OR DETECTORS,
TO BE USED FOR FAULT PASSAGE INDICATION PURPOSES –****Part 2: System aspects**

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 62689-2 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
38/504/FDIS	38/511/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.

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 proper 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, only using 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.

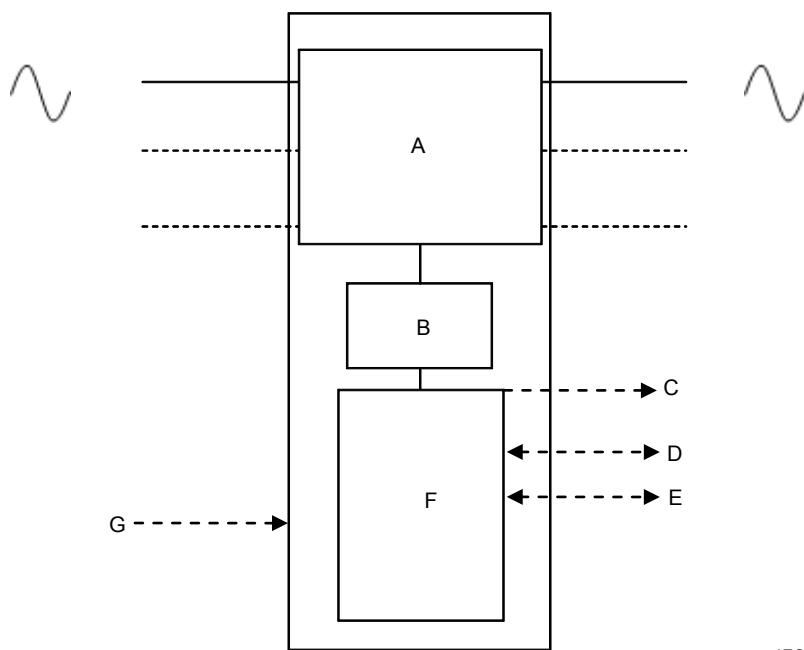
Profound experience with deep integration between electronics and instrument transformers has yet to be gathered on a broader basis, as this type of equipment is not yet widespread in the industry.

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.



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

The IEC 61850 series is 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 (and therefore DSUs) (for smart grid applications, for instance). 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 2: System aspects

1 Scope

This part of IEC 62689 describes electric phenomena and electric system behaviour during faults, according to the most widely diffused distribution system architecture and to fault typologies, to define the functional requirements for fault passage indicators (FPI) and distribution substation units (DSU) (including their current and/or voltage sensors), which are, respectively, a device or a device/combination of devices and/or of 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 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.

This part of IEC 62689 is therefore aimed at helping users in the appropriate choice of FPIs/DSUs (or of a system based on FPI/DSU information) properly operating in their networks, considering adopted solutions and operation rules (defined by tradition and/or depending on possible constraints concerning continuity and quality of voltage supply defined by a national regulator), and also taking into account complexity of the apparatus and consequent cost.

This part of IEC 62689 is mainly focused on system behaviour during faults, which is the "core" of FPI/DSU fault detection capability classes described in IEC 62689-1, where all requirements are specified in detail.

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 62689-1, *Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes – Part 1: General principles and requirements*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	53
INTRODUCTION	55
1 Domaine d'application	57
2 Références normatives	57
3 Termes, définitions, abréviations et symboles	57
3.1 Termes et définitions relatifs au traitement du point neutre	58
3.2 Abréviations et symboles	58
4 Choix des exigences des FPI/DSU relatives à la détection de défauts selon les modes d'exploitation de réseau et les types de défauts	58
4.1 Généralités	58
4.2 FPI/DSU pour réseaux à neutre isolé	58
4.2.1 Détection de défauts à la terre	58
4.2.2 Détection de défauts polyphasés	59
4.3 FPI/DSU pour réseaux compensés par bobine d'extinction	59
4.3.1 Détection de défauts à la terre	59
4.3.2 Détection de défauts polyphasés	60
4.4 FPI/DSU pour réseaux à neutre directement à la terre (réseaux avec faible impédance des neutres)	60
4.5 FPI/DSU pour réseaux à neutre non directement mis à la terre (réseaux à neutre non directement mis à la terre résistifs)	61
4.5.1 Détection de défauts à la terre	61
4.5.2 Détection de défauts polyphasés	61
4.6 FPI/DSU pour réseaux avec présence importante de DER	61
4.7 Récapitulatif des exigences des FPI/DSU relatives à la détection de défauts selon les modes d'exploitation de réseau et les types de défauts	61
5 Principes de détection de défauts selon les types de réseaux et de défauts	63
5.1 Généralités	63
5.2 Détection de défauts à la terre et traitement des points neutres	67
5.2.1 Généralités	67
5.2.2 Détection de défauts à la terre dans les réseaux à neutre isolé	67
5.2.3 Détection de défauts à la terre dans les réseaux compensés par bobine d'extinction	73
5.2.4 Détection de surintensités en l'absence ou avec présence négligeable de DER	84
5.2.5 Détection de surintensités avec présence importante de DER (augmentation significative des valeurs de courant de court-circuit)	86
Annexe A (informative) Exemple d'une solution possible de détection de défauts traversant les FPI/DSU sur une ligne en boucle fermée	88
A.1 Généralités	88
A.2 Modèle de bipôles doubles	88
A.3 Analyse des valeurs homopolaires en cas de défaut sur une ligne extérieure à la boucle fermée	89
A.4 Analyse en cas de défaut dans la boucle fermée	91
A.5 Exemples d'application sur le terrain	93
Annexe B (informative) Exemple de technique de coordination de détection de défauts par les FPI/DSU et relais de protection de la ligne MT	94
B.1 Confirmation de détection de défauts autonome par les FPI/DSU	94

B.2	Confirmation de détection de défauts par les FPI/DSU via la détection de la présence ou l'absence de tension	97
	Bibliographie.....	98
	Figure 1 – Architecture générale d'un FPI	56
	Figure 2 – Diagramme triphasé général d'un défaut à la terre dans un réseau à neutre isolé	65
	Figure 3 – Diagramme triphasé général d'un défaut à la terre dans un réseau à neutre directement à la terre (exemple 2)	66
	Figure 4 – Réseau à neutre isolé – détection de la direction du courant de défaut à la terre depuis le FPI/la DSU en amont de l'emplacement du défaut (défaut en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU)	67
	Figure 5 – Réseau à neutre isolé – détection de la direction du courant de défaut à la terre depuis le FPI/la DSU en aval de l'emplacement du défaut (défaut en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU)	68
	Figure 6 – Réseau à neutre isolé – diagrammes vectoriels correspondant aux Figure 4 et Figure 5	69
	Figure 7 – Relations entre le seuil de courant réglé des FPI/DSU et le courant de défaut à la terre en cas de détection de courant de défauts à la terre non directionnelle. Défaut en aval des FPI/DSU A4-2	70
	Figure 8 – Relations entre le seuil de courant réglé des FPI/DSU et le courant de défaut à la terre en cas de détection de courant de défauts à la terre non directionnelle. Défaut en aval des FPI/DSU A4-1 et en amont des FPI/DSU A4-2	71
	Figure 9 – Relations entre le seuil de courant réglé des FPI/DSU et le courant de défaut à la terre en cas de détection de courant de défauts à la terre non directionnelle. Défaut sur le jeu de barres MT (en amont de tous les FPI/DSU).....	72
	Figure 10 – Réseau compensé par bobine d'extinction pur – détection de la direction du courant de défaut à la terre depuis le FPI/la DSU en amont de l'emplacement du défaut (défaut en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU).....	74
	Figure 11 – Réseau compensé par bobine d'extinction pur – détection de la direction du courant de défaut à la terre depuis le FPI/la DSU en aval de l'emplacement du défaut (défaut en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU).....	74
	Figure 12 – Réseau compensé par bobine d'extinction pur – diagrammes vectoriels correspondant aux Figure 10 et Figure 11.....	76
	Figure 13 – Réseau compensé par bobine d'extinction par inductance avec une résistance parallèle permanente – détection de la direction du courant de défaut de la phase à la terre depuis le FPI/la DSU en amont de l'emplacement du défaut (défaut en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU)	77
	Figure 14 – Réseau compensé par bobine d'extinction par inductance avec une résistance parallèle – détection de la direction du courant de défaut de la phase à la terre depuis le FPI/la DSU en aval de l'emplacement du défaut (défaut en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU)	77
	Figure 15 – Réseau compensé par bobine d'extinction par inductance avec une résistance parallèle – diagrammes vectoriels désignés à la Figure 13 et à la Figure 14	79
	Figure 16 – Réseau avec résistance de mise à la terre – détection de la direction du courant de défaut de la phase à la terre depuis le FPI/la DSU en amont de l'emplacement du défaut (défaut en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU).....	81
	Figure 17 – Réseau avec résistance de mise à la terre – détection de la direction du courant de défaut de la phase à la terre depuis le FPI/la DSU en aval de l'emplacement du défaut (défaut en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU)	81
	Figure 18 – Réseau avec résistance de mise à la terre – diagrammes vectoriels désignés à la Figure 16 et à la Figure 17	83

Figure 19 – Surintensités dans un réseau radial sans DER – détection correcte des courants par les FPI/DSU non directionnels (sensibilité satisfaisante concernant la détection de surintensités).....	84
Figure 20 – Surintensités dans un réseau radial avec présence négligeable de DER – détection correcte des courants par les FPI/DSU non directionnels (sensibilité satisfaisante concernant la détection de surintensités).....	85
Figure 21 – Surintensités dans un réseau radial avec présence importante de DER – détection inexacte de défauts par les FPI/DSU non directionnels (détection médiocre ou sensibilité extrêmement faible).....	87
Figure A.1 – Bipôle double.....	88
Figure A.2 – Bipôles doubles en cascade.....	90
Figure A.3 – Bipôles doubles en boucle fermée	92
Figure A.4 – Modèle équivalent en cas de défaut.....	92
Figure B.1 – Détection de défauts correctement coordonnée entre les FPI/DSU et le relais de protection	95
Figure B.2 – Détection de défauts coordonnée de manière incorrecte entre les FPI/DSU et le relais de protection. Cas 1.....	96
Figure B.3 – Détection de défauts coordonnée de manière incorrecte entre les FPI/DSU et le relais de protection. Cas 2.....	97
 Tableau 1 – Récapitulatif des exigences des FPI/DSU relatives à la détection de défauts selon les modes d'exploitation de réseau et les types de défauts	 62

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

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

Partie 2: Aspects systèmes

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 présente Norme internationale IEC 62689-2 a été établie par le comité d'études 38 de l'IEC: Transformateurs de mesure.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
38/504/FDIS	38/511/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.

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. Les DSU 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.

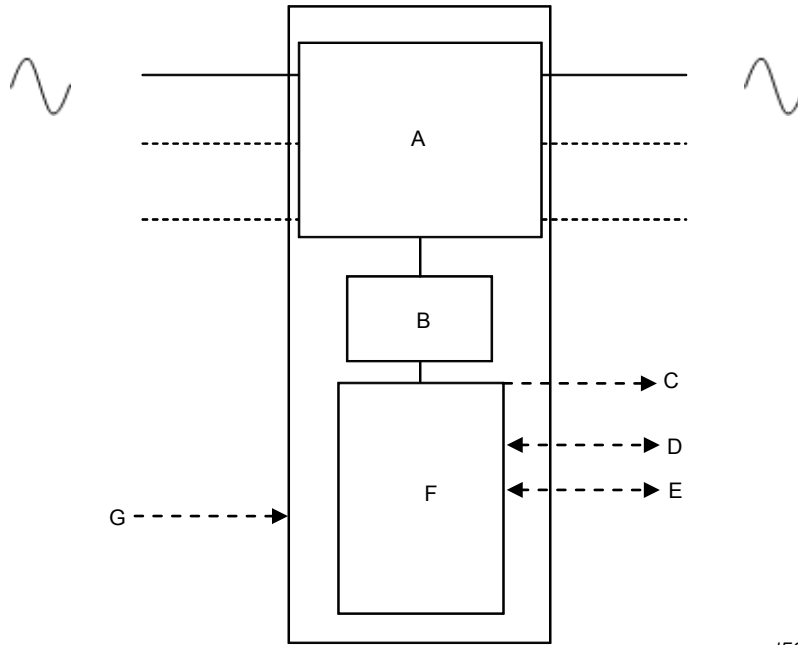
L'intégration beaucoup plus approfondie de l'électronique et des transformateurs de mesure doit être menée à une grande échelle; en effet, ce type de matériel n'est pas encore très répandu dans l'industrie.

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 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.



IEC

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

La série IEC 61850 est 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, *intelligent electronic devices*) via l'IEC 61850 le long des lignes MT et dans le poste principal, pour les versions de FPI (et donc de DSU) les plus sophistiquées (pour les applications de réseaux intelligents, par exemple). 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 2: Aspects systèmes

1 Domaine d'application

Le domaine d'application de la présente partie de l'IEC 62689 décrit les phénomènes électriques et le comportement de réseaux électriques en présence de défauts, selon l'architecture de système de distribution la plus diffusée et les typologies de défauts. Il définit les exigences fonctionnelles 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 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.

Par conséquent, l'objectif de la présente partie de l'IEC 62689 est d'aider les utilisateurs à bien choisir leur FPI/DSU (ou un système utilisant des informations de FPI/DSU) pour une exploitation optimale sur leurs réseaux, en prenant en considération les solutions adoptées et les règles d'exploitation (définies par la coutume et/ou en fonction des éventuelles contraintes relatives à la continuité et la qualité de la tension d'alimentation définies par l'organisme national de réglementation), sans oublier la complexité et le coût de l'appareil.

Dans la présente partie de l'IEC 62689, le premier "niveau" de classification FPI/DSU est défini, d'après le comportement du réseau en présence de défauts. La classification FPI/DSU est développée de manière exhaustive dans l'IEC 62689-1, dans laquelle toutes les exigences sont définies.

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 62689-1, *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*