

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Communication networks and systems for power utility automation –
Part 5: Communication requirements for functions and device models**

**Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes
électriques –
Partie 5: Exigences de communication pour les modèles de fonctions et
d'appareils**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2013 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 la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI 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.

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables you 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It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 on-line and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) on-line.

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 la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) 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 CEI

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

Liens utiles:

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

La recherche avancée vous permet de trouver des publications CEI 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.

Just Published CEI - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. 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 au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) en ligne.

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



**Communication networks and systems for power utility automation –
Part 5: Communication requirements for functions and device models**

**Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes
électriques –
Partie 5: Exigences de communication pour les modèles de fonctions et
d'appareils**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 33.200

ISBN 978-2-83220-556-3

**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 and definitions	12
3.1 General.....	12
3.2 Connections	14
3.3 Relations between IEDs	15
3.4 Substation structures.....	15
3.5 Power utility automation functions at different levels.....	16
3.6 Miscellaneous	17
4 Abbreviations	17
5 Power utility automation functions	17
5.1 General.....	17
5.2 Example substation automation system	18
5.2.1 General	18
5.2.2 Logical allocation of functions and interfaces.....	18
5.2.3 The physical allocation of functions and interfaces	20
5.2.4 The role of interfaces.....	20
5.3 Other application examples	21
5.3.1 Substation – Substation.....	21
5.3.2 Substation – Network Control	21
5.3.3 Wind.....	21
5.3.4 Hydro	21
5.3.5 DER	21
6 Goal and requirements	21
6.1 Interoperability.....	21
6.2 Static design requirements	22
6.3 Dynamic interaction requirements	22
6.4 Response behaviour requirements	23
6.5 Approach to interoperability.....	23
6.6 Conformance test requirements.....	24
7 Categories of functions.....	24
7.1 General.....	24
7.2 System support functions	24
7.3 System configuration or maintenance functions	24
7.4 Operational or control functions.....	25
7.5 Bay local process automation functions	25
7.6 Distributed process automation functions	25
8 Function description and function requirements	26
8.1 Approach.....	26
8.2 Function description	27
8.3 The PICOM description	27
8.3.1 The PICOM approach	27
8.3.2 The content of PICOM description	27

8.3.3	Attributes of PICOMs	27
8.3.4	PICOM attributes to be covered by any message	27
8.3.5	PICOM attributes to be covered at configuration time only	28
8.3.6	PICOM attributes to be used for data flow calculations only	28
8.4	Logical node description	28
8.4.1	The logical node concept	28
8.4.2	Logical nodes and logical connections	29
8.4.3	Examples for decomposition of common functions into logical nodes	30
8.5	List of logical nodes	31
8.5.1	Logical Node allocation and distributed functions	31
8.5.2	Explanation to tables	32
8.5.3	Protection	33
8.5.4	Logical nodes for protection related functions	40
8.5.5	Control	42
8.5.6	Interfaces, logging, and archiving	43
8.5.7	Automatic process control	44
8.5.8	Functional blocks	45
8.5.9	Metering and measurement	46
8.5.10	Power quality	47
8.5.11	Physical device and common data	48
8.6	LN related to system services	48
8.6.1	System and device security	48
8.6.2	Switching devices	49
8.6.3	LN for supervision and monitoring	50
8.6.4	Instrument transformers	51
8.6.5	Position sensors	51
8.6.6	Material status sensors	52
8.6.7	Flow status sensors	52
8.6.8	Generic sensors	52
8.6.9	Power transformers	53
8.6.10	Further power system equipment	53
8.6.11	Generic process I/O	54
8.7	Mechanical non-electrical primary equipment	54
9	The application concept for logical nodes	54
9.1	Example out of the domain substation automation	54
9.2	Typical allocation and use of logical nodes	54
9.2.1	Free allocation of LNs	54
9.2.2	Station level	55
9.2.3	Bay level	55
9.2.4	Process/switchgear level	55
9.2.5	The use of generic logical nodes	55
9.3	Basic examples	55
9.4	Additional examples	56
9.5	Modelling	58
9.5.1	Important remarks	58
9.5.2	Object classes and instances	58
9.5.3	Requirements and modelling	58
9.5.4	LN and modelling	58
9.5.5	Use of LN for applications	59

10	System description and system requirements	59
10.1	Need for a formal system description.....	59
10.2	Requirements for logical node behaviour in the system	59
11	Performance requirements	60
11.1	Message performance requirements.....	60
11.1.1	Basic definitions and requirements	60
11.1.2	Message types and performance classes.....	65
11.1.3	Definition of transfer time and synchronization classes	66
11.2	Messages types and performances classes	69
11.2.1	Type 1 – Fast messages (“Protection”)	69
11.2.2	Type 2 – Medium speed messages (“Automatics”).....	69
11.2.3	Type 3 – Low speed messages (“Operator”)	70
11.2.4	Type 4 – Raw data messages (“Samples”).....	70
11.2.5	Type 5 – File transfer functions	70
11.2.6	Type 6 – Command messages and file transfer with access control	71
11.3	Requirements for data and communication quality.....	71
11.3.1	General remarks.....	71
11.3.2	Data integrity.....	72
11.3.3	Reliability	73
11.3.4	Availability	74
11.4	Requirements concerning the communication system	74
11.4.1	Communication failures	74
11.4.2	Requirements for station and bay level communication.....	75
11.4.3	Requirements for process level communication	75
11.4.4	Requirements for recovery delay	76
11.4.5	Requirements for communication redundancy.....	76
11.5	System performance requirements	76
12	Additional requirements for the data model.....	77
12.1	Semantics	77
12.2	Logical and physical identification and addressing.....	77
12.3	Self-description	77
12.4	Administrative issues.....	77
Annex A (informative)	Logical nodes and related PICOMs	78
Annex B (informative)	PICOM identification and message classification.....	93
Annex C (informative)	Communication optimization	101
Annex D (informative)	Rules for function definition.....	102
Annex E (informative)	Interaction of functions and logical nodes	104
Annex F (informative)	Functions	105
Annex G (informative)	Results from function description	129
Annex H (informative)	Substation configurations	135
Annex I (informative)	Examples for protection functions in compensated networks.....	140
Bibliography		142
Figure 1	– Relative position of this part of the standard.....	10
Figure 2	– Levels and logical interfaces in substation automation systems.....	19
Figure 3	– The logical node and link concept (explanation see text).....	30

Figure 4 – Examples of the application of the logical node concept (explanation see text).....	31
Figure 5 – Protection function consisting of 3 logical nodes	32
Figure 6 – The basic communication links of a logical node of main protection type.....	39
Figure 7 – Decomposition of functions into interacting LNs on different levels: Examples for generic automatic function, breaker control function and voltage control function.....	55
Figure 8 – Decomposition of functions into interacting LN on different levels: Examples for generic function with telecontrol interface, protection function and measuring/metering function	56
Figure 9 – Example for control and protection LNs of a transformer bay combined in one physical device (some kind of maximum allocation).....	56
Figure 10 – Example for interaction of LNs for switchgear control, interlocking, synchrocheck, autoreclosure and protection (Abbreviation for LN see above)	57
Figure 11 – Example for sequential interacting of LNs (local and remote) for a complex function like point-on-wave switching (Abbreviations for LN see above) – Sequence view.....	57
Figure 12 – Circuit breaker controllable per phase (XCBR instances per phase) and instrument transformers with measuring units per phase (TCTR or TVTR per phase).....	58
Figure 13 – Definition of "overall transfer time" t and indication of processing times	62
Figure 14 – Transfer time for binary signal with conventional output and input relays.....	63
Figure 15 – Definition of transfer time t for binary signals in case of line protection.....	64
Figure 16 – Definition of transfer time t over serial link in case of line protection.....	64
Figure H.1 – T1-1 Small size transmission substation (single busbar 132 kV with infeed from 220 kV)	135
Figure H.2 – D2-1 Medium size distribution substation (double busbar 22 kV with infeed from 69 kV)	135
Figure H.3 – T1-2 Small size transmission substation (1 1/2 breaker busbar at 110 kV).....	135
Figure H.4 – T2-2 Large size transmission substation (ring bus at 526 kV, double busbar at 138 kV)	136
Figure H.5 – Substation of type T1-1 with allocation functions	137
Figure H.6 – Substation of type D2-1 with allocated functions	138
Figure H.7 – Substation of type T1-2 (functions allocated same as for T2-2 in Figure H.8)	138
Figure H.8 – Substation of type T2-2 with allocated functions	139
Figure I.1 – The transient earth fault in a compensated network	140
Figure I.2 – Short term bypass for single earth fault in compensated networks	141
Figure I.3 – Double earth fault in compensated networks	141
Table 1 – Classes for transfer times.....	67
Table 2 – Time synchronization classes for IED synchronization.....	68
Table 3 – Application of time synchronization classes for time tagging or sampling.....	68
Table 4 – Data integrity classes	72
Table 5 – Security classes	73
Table 6 – Dependability classes.....	74
Table 7 – Requirements on recovery time (examples).....	76
Table A.1 – PICOM groups	78

Table A.2 – Logical node list.....	79
Table B.1 – PICOM identification (Part 1)	94
Table B.2 – PICOM identification (Part 2)	95
Table B.3 – PICOM allocation (Part 1)	96
Table B.4 – PICOM allocation (Part 2)	97
Table B.5 – PICOM types	99
Table G.1 – Function-function interaction (Part 1)	129
Table G.2 – Function-function interaction (Part 2)	130
Table G.3 – Function decomposition into logical nodes (Part 1)	131
Table G.4 – Function decomposition into logical nodes (Part 2)	132
Table G.5 – Function decomposition into logical nodes (Part 3)	133
Table G.6 – Function decomposition into logical nodes (Part 4)	134
Table H.1 – Definition of the configuration of all substations evaluated	136

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS
FOR POWER UTILITY AUTOMATION –****Part 5: Communication requirements
for functions and device models**

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 61850-5 has been prepared by IEC technical committee 57: Power systems management and associated information exchange.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 2003. It constitutes a technical revision.

The major technical changes with regard to the previous edition are as follows:

- extension from substation automation systems to utility automation systems;
- including the interfaces for communication between substations (interfaces 2 and 11);
- requirements from communication beyond the boundary of the substation.

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

FDIS	Report on voting
57/1286/FDIS	57/1309/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 61850 series, published under the general title *Communication networks and systems for power utility automation*, can be found on the IEC website.

Future standards in this series will carry the new general title as cited above. Titles of existing standards in this series will be updated at the time of the next edition.

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

This part of IEC 61850 is part of set of standards, the IEC 61850 series. The IEC 61850 series is intended to provide interoperability between all devices in power utility automation systems. Therefore, it defines communication networks and systems for power utility automation, and more specially the communication architecture for subsystems like substation automation systems. The sum of all subsystems may result also in the description of the communication architecture for the overall power system management.

Communication between these devices in subsystems and between the subsystems within the overall power utility automation system fulfils a lot of requirements imposed by all the functions to be performed in power utility automation systems starting from the core requirements in substations. These requirements are stated both for the data to be organized in a data model and for the data exchange resulting in services. Performance of the data exchange means not only transfer times but also the quality of the data exchange avoiding losses of information in the communication.

Depending on the philosophy both of the vendor and the user and on the state-of-the-art in technology, the allocation of functions to devices and control levels is not commonly fixed. Therefore, the standard shall support any allocation of functions. This results in different requirements for the different communication interfaces within the substation or plant, at its border and beyond.

The standard series shall be long living but allow following the fast changes in communication technology by both its technical approach and its document structure. Figure 1 shows the relationship of Part 5 to subsequent parts of IEC 61850 series.

The standard series IEC 61850 has been organized so that at least minor changes to one part do not require a significant rewriting of another part. For example, the derived data models in subsequent parts (IEC 61850-7-x) and mappings to dedicated stacks (IEC 61850-8-x and IEC 61850-9-x) based on the communication requirements in Part 5 will not change the requirements defined in Part 5. In addition, the general parts, the requirement specification and the modelling parts are independent from any implementation. The implementation needed for the use of the standard is defined in some few dedicated parts referring to main stream communication means thus supporting the long living of the standard and its potential for later technical changes.

This Part 5 of the standard IEC 61850 defines the communication requirements for functions and device models for power utility automation systems.

The modelling of communication requires the definition of objects (e.g., data objects, data sets, report control, log control) and services accessing the objects (e.g., get, set, report, create, delete). This is defined in Part 7 with a clear interface to implementation. To use the benefits of communication technology, in this standard no new protocol stacks are defined but a standardized mapping on existing stacks is given in Part 8 and Part 9. A System configuration language (Part 6) for strong formal description of the system usable for software tools and a standardized conformance testing (Part 10) complement the standard. Figure 1 shows the general structure of the documents of IEC 61850 as well as the position of the clauses defined in this document.

NOTE To keep the layered approach of the standard not mixing application and implementation requirements, terms like client, server, data objects, etc. are normally not used in Part 5 (requirements). In Parts 7 (modelling), 8 and 9 (specific communication service mapping) terms belonging to application requirements like PICOM are normally not used.

IEC 61850-10 Conformance testing
IEC 61850-6 Configuration description language for communication
IEC 61850-8-x IEC 61850-9-x Specific communication service mapping
IEC 61850-7-4 Compatible logical node and data object addressing
IEC 61850-7-3 Common data classes and attributes
IEC 61850-7-2 Abstract communication service interface (ACSI)
IEC 61850-7-1 Communication reference model
IEC 61850-5 Communication requirements for functions and device models

IEC 2379/12

Figure 1 – Relative position of this part of the standard

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013

COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS FOR POWER UTILITY AUTOMATION –

Part 5: Communication requirements for functions and device models

1 Scope

This part of IEC 61850 applies to power utility automation systems with the core part of substation automation systems (SAS). It standardizes the communication between intelligent electronic devices (IEDs) and defines the related system requirements to be supported.

The specifications of this part refer to the communication requirements of the functions in power automation systems. Most examples of functions and their communication requirements in this part are originated primarily from the substation automation domain and may be reused or extended for other domains within power utility automation if applicable. Note that sometimes instead of the term substation automation domain the term substation domain is used, especially if both the switchyard devices (primary system) and the automation system (secondary system) is regarded.

The description of the functions is not used to standardize the functions, but to identify communication requirements between Intelligent Electronic Devices within plants and substations in the power system, between such stations (e.g. between substation for line protection) and between the plant or substation and higher-level remote operating places (e.g. network control centres) and maintenance places. Also interfaces to remote technical services (e.g. maintenance centres) are considered. The general scope is the communication requirements for power utility automation systems. The basic goal is interoperability for all interactions providing a seamless communication system for the overall power system management.

Standardizing functions and their implementation is completely outside the scope of this standard. Therefore, it cannot be assumed a single philosophy of allocating functions to devices. To support the resulting request for free allocation of functions, a proper breakdown of functions into parts relevant for communication is defined. The exchanged data and their required performance are defined.

The same or similar intelligent electronic devices from substations like protective and control devices are found in other installations like power plants also. Using this standard for such devices in these plants facilitates the system integration e.g. between the power plant control and the related substation automation system. For some of such other application domains like wind power plants, hydro power plants and distributed energy resources specific standard parts according to IEC 61850 series have been already defined and published.

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 61000-4-15, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-15: Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications*

IEC/TS 61850-2, *Communication networks and systems in substations – Part 2: Glossary*

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 81346 (all parts), *Industrial systems, installations and equipment and industrial products – Structuring principles and reference designations*

Cigre JWG 34./35.11 – *Protection using Telecommunication, Cigre Technical Brochure (TB) 192* (111 pages), 2007

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC/TS 61850-2, as well as the following apply.

3.1 General

3.1.1

application function

task, which is performed in or by power utility automation systems

Note 1 to entry: Generally, a function consists of subparts which may be distributed to different IEDs, which exchange data with each other. More precisely these sub-functions implemented in the IEDs exchange data. Also between different functions data are exchanged. The exchanged data exposed to the communication system shall be standardized based on the semantic content to be understandable by the receiving function. For this purpose the standard groups the exchanged data in objects called Logical Nodes which refer to the name of the allocated functions by their mnemonic name.

3.1.2

local function

function which is performed by sub-functions in one physical device

Note 1 to entry: If the performance of the functions is not depending on functions in other devices no standardized link is needed. Sometimes, functions with a weak dependency only from other ones are also called local functions. The loss of such links should not result in blocking these functions but in worst case to some graceful degradation.

3.1.3

distributed function

function which is performed by sub-functions in two or more different physical devices

Note 1 to entry: The exchanged data is contained in Logical Nodes having a common semantic reference to the distributed function. Since all functions communicate in some way, the definition of a local or a distributed function is not unique but depends on the definition of the functional steps to be performed until the function is defined as complete. In case of losing the data of one Logical Node or losing one included communication link the function may be blocked completely or show a graceful degradation if applicable.

3.1.4

system

set of interacting entities which perform a common functionality

Note 1 to entry: The backbone of the system is the data exchange.

3.1.5

logical system

communicating set of all application functions performing some overall task like “management of a substation” or “management of a plant”

Note 1 to entry: The boundary of a logical system is given by its logical interfaces. The backbone of the logical system is the communication relationship between its functions and sub-functions. The exchanged data are grouped in Logical Nodes.

3.1.6**physical system**

set of all interacting devices hosting the application functions and the interconnecting physical communication network

Note 1 to entry: The boundary of a physical system is given by its physical interfaces. Examples are industrial systems, management systems, information systems, and within the scope of this standard, substation or power utility automation systems. The backbone of physical system is its communication system together with all implemented data.

3.1.7**substation automation system**

system which operates, protects, monitors, etc. the substation, i.e. the primary system

Note 1 to entry: For this purpose it uses fully numerical technology and digital communication links (LAN as communication system).

Note 2 to entry: See 3.1.9 for a definition of primary system.

3.1.8**secondary system****power utility automation system**

interacting set of all components and subsystems to operate, to protect and to monitor the primary system

Note 1 to entry: In case of full application of numerical technology, the secondary system is synonymous with the power utility automation system. For this purpose it uses fully numerical technology and digital communication links (WAN as communication system). Substation automation systems are one kind of power utility automation systems responsible for the nodes in the power system or power grid.

Note 2 to entry: See 3.1.9 for a definition of primary system.

3.1.9**primary system****power system**

set of all components for generating, transmitting and distributing electrical energy

Note 1 to entry: Parts of the power system are also all consumers of electrical energy.

Note 2 to entry: Examples are generators, power transformers, switchgear in substations, overhead line and cables.

3.1.10**communication system**

interconnected set of all communication links

Note 1 to entry: Depending on the size it is called either LAN (local area network) as used in substations or plants, or WAN (wide area network) as used globally in the power utility system.

3.1.11**device**

mechanism or piece of equipment designed to serve a purpose or perform a function

Note 1 to entry: Communication relevant properties are described in the related device model.

Note 2 to entry: Examples are a breaker, relay, or the computer of the operator's work place.

3.1.12**intelligent electronic device****IED**

device incorporating one or more processors with the capability to execute application functions, store data locally in a memory and exchange data with other IEDs (sources or sinks) over a digital link

Note 1 to entry: Examples are electronic meters, digital/numerical relays, and digital controllers. They host the data according to the data model and allow exchanging data according to the IEC 61850 services/interfaces. If not stated otherwise, intelligent electronic devices have an internal clock by definition. This allows fulfilling the requirements for time tagging of events or synchronized sampling. The clocks of different IEDs have to be synchronized for time coherent data if requested by the hosted application functions.

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

3.1.13

physical device

intelligent electronic device as used in the context of this standard

3.1.14

abstract data models for communication

data standardized with their semantic meaning exchanged between the functions by the IEDs

Note 1 to entry: All application functions shall trust these data and perform their algorithm using this data. The formal description of the automation system by SCL is also based on this standardized data.

3.1.15

PICOM

Piece of Information for COMmunication describing the information transfer with given communication attributes between two logical nodes

Note 1 to entry: It contains in addition to the information to be transmitted also requirement attributes like performance and was adopted from CIGRE working group 34.03. It does not represent the actual message structure and the format for data as exchanged over the communication network. This implementation information is found in the standard parts IEC 61850-8-x and IEC 61850-9-x. The assumed logical point-to-point connection describes the source and sink of this information transfer but does not define the communication procedures like client-server or publisher-subscriber for multicast and broadcast.

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

3.1.16

logical node

object where standardized data for communication are grouped in according to their relationship to application functions

Note 1 to entry: The granularity of data or to how many logical nodes (LN) the data are distributed depends on the granularity of functions. The granularity stops at the smallest function parts which may be implemented as single-stand-alone functions acting also as atomic building blocks for complex functions. The logical nodes may be seen also as containers containing the data provided by a dedicated function for exchange (communication). The name of the logical node is than the label attached to this container telling to what function the data belong. Logical nodes related to primary equipment are not the primary equipment itself but a data image in the secondary system needed for performing the applications functions of the power utility automation system.

3.2 Connections

3.2.1

logical connection

communication link between functions represented by logical nodes

3.2.2

physical connection

communication link between intelligent electronic devices (IEDs) and is providing all logical connections for the implemented functions represented by logical nodes

3.2.3

exposed connection

communication link outside the IED i.e. between IEDs

Note 1 to entry: The data running over exposed connections are visible and may be used by other IEDs requesting interoperability. Therefore, these data and the related communication procedures shall be standardized according to IEC 61850 series. An exception may be data which are needed for some private purpose not impacting the interoperability.

3.2.4**hidden connection**

communication inside the IED

Note 1 to entry: These data exchange is not visible and cannot be used by other IEDs therefore not requesting interoperability. It should be noted that by distributing combined functions in one IED to more than one IED hidden connections may get exposed ones which shall be standardized.

3.2.5**digital connection**

any communication data coded and transmitted as bits

3.2.6**serial connection**

communication with data coded and transmitted as series of bits over one communication line

3.3 Relations between IEDs**3.3.1****interoperability**

the ability of two or more intelligent electronic devices (IED) from the same vendor, or different vendors, to exchange information and use that information for their own functionality and correct co-operation with other IEDs

Note 1 to entry: Interoperability is within the scope of the standard and prerequisite for interchangeability (see 3.3.2).

3.3.2**interchangeability**

the possibility to replace an IED from the same vendor or from different vendors providing the same functionality with no impact on the rest of the system

Note 1 to entry: Interchangeability requires standardization of functions and, in a strong sense, of IEDs also. Both such requirements are outside the scope of this standard. Utilizing interoperable IEDs (see definition of interoperability in 3.3.1) with the same communication interface and about the same data (LNs) according to IEC 61850 series, with the same functionality and performance or minor accepted differences, the exchange may be possible but some engineering actions may be still needed. This depends on the implementation of the standard and is always within the responsibility of the engineer of the IEDs, not of IEC 61850 series.

Note 2 to entry: Re-engineering and re-testing are not needed.

3.4 Substation structures**3.4.1****bay**

closely connected subpart of the substation with some common functionality

Note 1 to entry: Examples are the switchgear between an incoming or outgoing line and the busbar, the bus coupler with its circuit breaker and related isolators and earthing switches, the transformer with its related switchgear between the two busbars representing the two voltage levels, the diameter (see 3.4.2) in a 1 ½ breaker arrangement, virtual bays in ring arrangements (breaker and adjacent isolators), etc. These subparts very often comprise a device to be protected such as a transformer or a line end. The control of the switchgear in such a subpart has some common restrictions like mutual interlocking or well-defined operation sequences. The identification of such subparts is important for maintenance purposes (what parts may be switched off at the same time with a minimum impact on the rest of the substation) or for extension plans (what has to be added if a new line is linked in). These subparts are called "bays" and managed by devices with the generic names "bay controller" and "bay protection". The functionality of these devices represents an additional logical control level below the overall station level that is called "bay level". Physically, this level may not exist in any substation; i.e. there may be no physical device "bay controller" at all. The functionality of this level may be hosted by other IEDs.

3.4.2**diameter**

complete switchgear between the two busbars of a 1-½-breaker arrangement, i.e. the 2 lines and the 3 circuit breakers with all related isolators, earthing switches, CTs and VTs

Note 1 to entry: It has some common functionality and restriction like a bay both for operation, maintenance and extensions. Therefore, the "diameter protection" and "diameter control" represents a special type of bay level (see 3.5.3). In most cases these bay level functions may be implemented in one or many IEDs. In the last case e.g. one of three control IEDs may be responsible each for one of the three circuit breakers of the diameter. One of two protection IEDs may be responsible each for one of the two lines being connected to the diameter.

3.5 Power utility automation functions at different levels

3.5.1

network level functions

power system functions which exceed at least the boundary of one substation or plant

Note 1 to entry: A plant is a line protection, a telecontrol, a telemonitoring, etc.

3.5.2

station level functions

functions referring to the substation or plant as whole

Note 1 to entry: There are two classes of station level functions; i.e. process related station level functions and interface related station level functions.

3.5.3

bay level functions

functions using mainly the data of one bay and acting mainly on the primary equipment of one bay

Note 1 to entry: In the context of this standard a bay means any subpart of the substation like a line feeder, a diameter or a transformer feeder. The definition of a bay is considering some kind of a meaningful substructure in the primary substation configuration and some local functionality, restriction or autonomy in the secondary system (substation automation). Examples for such functions are line protection or bay control. These functions communicate via the logical interface 3 within the bay level and via the logical interfaces 4 and 5 to the process level, i.e. with any kind of remote I/Os or intelligent sensors and actuators. Interfaces 4 and 5 may be hardwired also but hardwired interfaces are outside the scope of IEC 61850 series.

Note 2 to entry: Bay is defined in 3.4.1.

3.5.4

process level functions

all functions interfacing to the process, i.e. basically binary and analogue I/O functions like data acquisition (including sampling) and issuing of commands

Note 1 to entry: These functions communicate via the logical interfaces 4 and 5 to the bay level. The process level functions may be implemented in the bay level IEDs together with the bay level functions if no process bus is applied. If a process bus is applied the process level functions are implemented in process level IEDs.

3.5.5

process related station level functions

functions using the data of more than one bay or of the complete substation and acting on the primary equipment of more than one bay or of the complete substation

Note 1 to entry: Examples of such functions are station wide interlocking, automatic sequencers or busbar protection. These functions communicate mainly via the logical interface 8.

3.5.6

interface related station level functions

functions representing the interface of the power automation system to the local station operator named HMI (human machine interface), to a remote control centre named TCI (telecontrol interface) or to the remote engineering workplace for monitoring and maintenance named TMI (telemonitoring interface)

Note 1 to entry: These functions communicate in substations via the logical interfaces 1 and 6 with the bay level and via the logical interface 7 and the remote control interface to the outside world. Logically, there is no difference if the HMI is local or remote. In the context of the substation there exists at least one logical interface for the substation automation system at the boundary of the substation. Same holds both for the TCI and TMI. These logical interfaces may be realized in some implementations as proxy servers.

3.6 Miscellaneous

3.6.1

local issue

some functionality which is outside the scope of IEC 61850 series

Note 1 to entry: Since the standard defines data to be exchanged and communications but not application functions this term refers in most cases to a local function like the display of data or how an application reacts if it is missing data or if it gets bad data. Since this depends from the detailed behaviour of the function and its implementation it cannot be standardized within the scope of IEC 61850 series.

3.6.2

granularity

extent to that the functions and their allocated data are split in sub-functions and subgroups respectively

Note 1 to entry: Any sub-function which may be implemented also in an IED not containing all other related sub-functions has to communicate in a standardized way with other IEDs hosting these related sub-functions. The guideline is the maximum required granularity to have data grouping which fits in nearly any distribution of functions and sub-functions.

4 Abbreviations

GPS	Global Positioning System (time source)
HMI	Human Machine Interface
I/O	Input and Output contacts or channels (depending on context)
IED	Intelligent Electronic Device
IF	(Serial) Interface
ISO	International Organization for Standardization
LAN	Local Area Network
LC	Logical Connection
LN	Logical Node
MMS	Manufacturing Message Specification
NCC	Network Control Centre
OSI	Open System Interconnection
PC	Physical Connection
PD	Physical Device
PICOM	Piece of Information for COMmunication
SAS	Substation Automation System
TCI	Telecontrol Interface (for example, to NCC)
TMI	Telemonitoring Interface (for example, to engineers workplace)
WAN	Wide Area Network

5 Power utility automation functions

5.1 General

The power utility functions refer to tasks which have to be performed by the utility power automation system. These are functions to operate, supervise, protect and monitor the system to keep it running in the best way as possible and to guarantee the reliable and economic power supply. Since both the sensors and actuators for these tasks are implemented in a power plant being the generating node or in a substation being the connecting nodes in the power grid, the power automation system may be seen as front-end to all these functions and,

therefore, a very important subsystem. The SAS is used as an example in the following for defining the communication requirements for functions and device models.

5.2 Example substation automation system

5.2.1 General

The functions of a substation automation system (SAS) refer to tasks which have to be performed in the substation. These are functions to control, monitor and protect the equipment of the substation and its feeders. In addition, there exist functions, which are needed to maintain the SAS, i.e. for system configuration, communication management or software management and, very important, for time synchronization.

5.2.2 Logical allocation of functions and interfaces

The functions of a substation automation system may be allocated logically to three different levels (station, bay/unit, or process). These levels are shown by the logical interpretation of Figure 2 together with the logical interfaces 1 to 11.

Process level functions are all functions interfacing to the process. These functions communicate via the logical interfaces 4 and 5 to the bay level.

Bay level functions (see bay definition above) are functions using mainly the data of one bay and acting mainly on the primary equipment of one bay. These functions communicate via the logical interface 3 within the bay level and via the logical interfaces 4 and 5 to the process level, i.e. with any kind of remote I/Os or intelligent sensors and actuators. Interfaces 4 and 5 may be hardwired also but hardwired interfaces are outside the scope of IEC 61850 series.

There are two classes of station level functions:

Process related station level functions are functions using the data of more than one bay or of the complete substation and acting on the primary equipment of more than one bay or of the complete substation. These functions communicate mainly via the logical interface 8.

Interface related station level functions are functions representing the interface of the SAS to the local station operator (Human machine interface (HMI)), to a remote control centre (Telecontrol interface (TCI)) or to the remote engineering place for monitoring and maintenance (Telemonitoring interface (TMI)). These functions communicate via the logical interfaces 1 and 6 with the bay and via the logical interfaces 7 and 10 to the outside world.

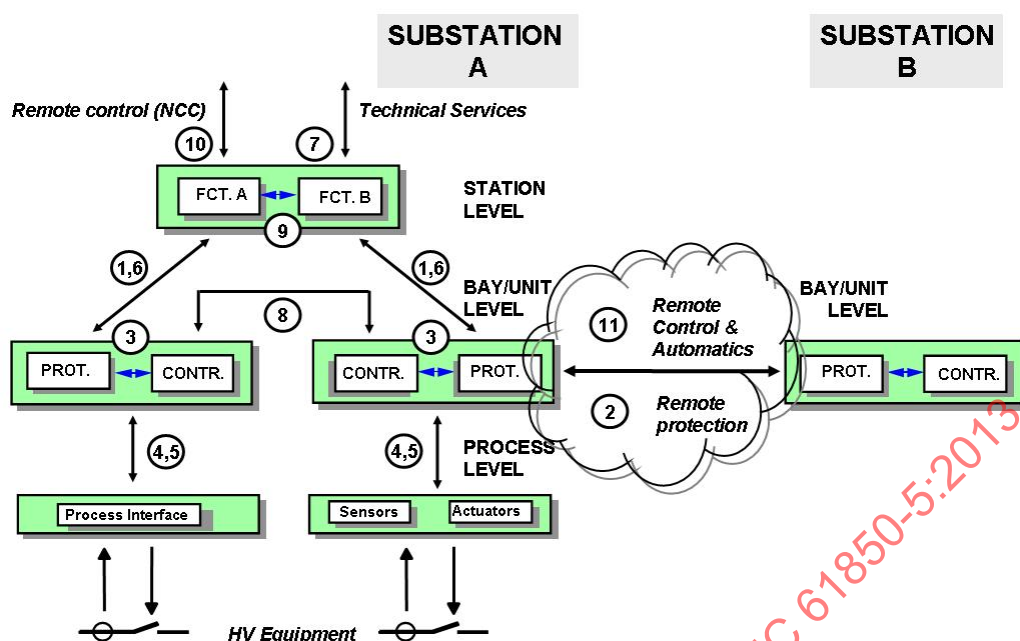


Figure 2 – Levels and logical interfaces in substation automation systems

IEC 2380/12

The meaning of the interfaces:

- IF1: protection-data exchange between bay and station level
- IF2: protection-data exchange between bay level and remote protection (e.g. line protection)
- IF3: data exchange within bay level
- IF4: analogue data exchange between process and bay level (samples from CT and VT)
- IF5: control data exchange between process and bay level
- IF6: control data exchange between bay and station level
- IF7: data exchange between substation (level) and a remote engineer's workplace
- IF8: direct data exchange between the bays especially for fast functions like interlocking
- IF9: data exchange within station level
- IF10: control-data exchange between the substation and remote control centre(s)
- IF11: control-data exchange between substations. This interface refers mainly to binary data e.g. for interlocking functions or other inter-substation automatics

The cloud around IF2 and IF11 indicates that there may be also an external communication system applied which is not according to the data model and the services defined in IEC 61850 series.

The devices of a substation automation system may be installed physically on different functional levels (station, bay, and process). This refers to the physical interpretation of Figure 2:

NOTE The distribution of the functions in a communication environment can occur through the use of Wide Area Network (WAN), Local Area Network (LAN) and Process Bus technologies. At requirement level, the functions are not constrained to be deployed within/over any single communication technology.

- a) process level devices are typically remote process interfaces like I/Os, intelligent sensors and actuators connected by a process bus as indicated in Figure 2;
- b) bay level devices consist of control, protection or monitoring units per bay;

- c) station level devices consist of the station computer with a database, the operator's workplace, interfaces for remote communication, etc.

5.2.3 The physical allocation of functions and interfaces

Despite of the similarity of logical and physical levels there is no unique way for mapping the logical function structure to the physical device structure. The mapping is depending on availability and performance requirements, cost constraints, the state of the art in technology, etc. It is influenced also by the operation philosophy and the acceptance of the users i.e. of the power utilities.

The station computer may act as client only with the basic functions HMI, TCI and TMI. All other station level functions may be distributed completely over the bay level devices. In this case the interface 8 is the backbone of the system. On the other side all station wide functions like interlocking etc. may reside in the station computer acting now both as client and server. In this case the interface 1 and 6 take over the complete functionality of interface 8. Many other solutions are possible.

The bay level functions may be implemented in dedicated bay level devices (protection unit, control unit, without or with redundancy) or in combined protection and control units. Some may be moved physically down to the process level supported by the free allocation of functions.

If there are no serial interfaces 4 and 5, the process level functions are implemented in the bay level devices. The realization of the serial interfaces 4 and 5 may include remote I/O devices only or intelligent sensors and actuators, which provide some bay level functionality on process level already.

The logical interfaces may be implemented as dedicated physical interfaces (plugs). Two or more may be combined also into a single common physical interface. In addition, these interfaces may be combined and implemented into one or more physical LANs. The requirements for these physical interfaces depend upon the allocation of function to levels and devices.

The teleprotection interface 2 may be also implemented as dedicated link (power line carrier, etc.) or combined with other boundary interfaces as 7, 10 and 11 connected physically to WAN.

5.2.4 The role of interfaces

Not all interfaces have to be present in any substation. This flexible approach covers both the retrofit of existing substations and the installation in new substations, today and tomorrow.

The number of interfaces according to Figure 2 is helpful for the identification of the kind of interfaces needed in substations and for data flow calculations.

The interface numbers allow defining easily the two important LANs or bus systems: Very common, the interfaces 1, 6, 3, 9, 8 are combined to the station/interbay bus which connects both the station level with the bay level and the different bays itself. The interfaces 4 and 5 are combined to the process bus which connects the bay level with the process level and the different process level IEDs with each other. Very often, the process bus is restricted to one single bay only. If the process bus is extended to other bays it may take over the role of interface 8 also, at least for raw data.

The interface 7 is dedicated for external communication with a remote monitoring centre. It could be realized by a direct interface to the station/interbay bus also.

According to the function allocation, the message types of Clause 10 based on communication performance requirements may be assigned to the different interfaces. The

free allocation of functions means that such an assignment may not be common for all substation automation systems.

5.3 Other application examples

5.3.1 Substation – Substation

The communication between substations is also introduced in Figure 2 referring to interfaces 2 and 11. The requirements are the same as inside the substation. Binary values (blocking, release, etc. for distance protection and automatics) and analogue values (samples of current for current differential protection) have to be exchanged depending on the functions applied. Differences are the longer communication distance and the transparent use of an external communication system with higher or lower bandwidth which may increase the transmission delay.

5.3.2 Substation – Network Control

The communication between the substation and the network control centre is also introduced in Figure 2 referring to interface 10. The requirements are the same as inside the substation for the connection between bay and station level. Binary values (status information, events, alarms, commands, etc. for remote control) and analogue values (calculated values e.g. for the energy flow) have to be exchanged depending on the functions applied. Differences are the longer communication distance and the transparent use of an external communication system with higher or lower bandwidth which may increase the transmission delay.

5.3.3 Wind

Basic applications like collecting binary and analogue data and issuing commands are the same as for substations. The specific requirements are to model the wind power generating part (wind turbine as primary mover and connected generator) and the environmental conditions like wind strength and direction. The wind power automation system has also an interface to the network system management similar as interface 10 in substations.

5.3.4 Hydro

Basic applications like collecting binary and analogue data and issuing commands are the same as for substations. The specific requirements are to model the hydro power generating part (water turbine as primary mover and connected generator) and the environmental conditions like water level and flow. The hydro power automation system has also an interface to the network system management similar as interface 10 in substations.

5.3.5 DER

Distributed energy resources (DER) refer to any kind of power generation with the exception of thermal, nuclear, wind and water. Typical examples are diesel generators or photovoltaic systems. This means either a rotating generation part (e.g. diesel engine as primary mover and connected generator) or a solar power collecting. Automation system for distributed energy resources may have also an interface to some higher level power control system similar as interface 10 in substations.

6 Goal and requirements

6.1 Interoperability

The goal of this standard is to provide interoperability between the IEDs from different suppliers or, more precisely, between functions to be performed in the power system but residing in the IEDs from different suppliers. Interchangeability is outside the scope of this standard, but the objective of interchangeability will be supported by following this standard.

Interoperability has the following levels for devices from different suppliers:

- a) the devices shall be connectable to a common bus with a common protocol (syntax);
- b) the devices shall understand the information provided by other devices (semantics);
- c) the devices shall perform together a common or joint function if applicable (distributed functions).

NOTE This goal of interoperability for this standard refers to interoperability between application functions. This is of special importance for transfer time requirements and compliance testing.

Since there are no constraints regarding system structure and data exchange, some static and dynamic requirements shall be fulfilled to provide interoperability.

6.2 Static design requirements

The standard shall support all configurations for Power Utility Automation Systems and, especially for Substation Automation Systems to suit the needs of all users (power utilities) and to be able being applied to the related technologies. This shall be valid today and in the future.

The goal of interoperability for any configuration results in the following static design requirements, which are not completely independent from each other:

- a) The free allocation of functions to devices shall be supported by the communication; i.e. communications shall be able to permit any function to take place in any device. It does not mean that all devices shall support all functions. This allows fulfilling different system design philosophies and enabling future improvements.
- b) The functions of the power utility automation system and their communication behaviour shall be described device independent i.e. from the implementation in IEDs.
- c) The functions shall be described as far as necessary only to identify the information to be exchanged. This shall allow grouping the data to be exchanged properly according to production and consumptions of data by the functions. Any standardization of functions itself is outside the scope of this standard.
- d) To keep interoperability, all existing means within IEC 61850 series shall be used before private extensions are made. For all such extensions restrictive and well defined rules shall be given.
- e) The interaction of device independent distributed functions shall be described by the logical interfaces in between. For implementation these logical interfaces may be freely allocated to physical interfaces and to LANs or WANs if applicable.
- f) The functions used today and their communication requirements are well known but the standard shall be open also for communication requirements arising from future functions.
- g) To keep interoperability there shall be minimum number of protocols defined in Parts 8-x and 9-x as valid at one time.
- h) To reach interoperability in projects with real IEDs connectors depending on the communication medium should be defined.
- i) The system configuration with all data exchanged and the communication mechanisms applied shall be described in a strong formal way. Details are out of scope of this part but within the scope of IEC 61850-6.

6.3 Dynamic interaction requirements

The goal of interoperability for any data exchange results in the following dynamic interaction requirements, which are not completely independent from each other:

- a) The standard shall define generic information to be communicated and generic communication behaviour of the functions to support planned and future functional extensions of the substation automation system. Extension rules shall be given.
- b) The transfer of information (data) shall be defined with all related attributes (see PICOMs).

- c) The exchanged information (data) shall carry all attributes for unambiguous understanding by the receiver.
- d) The maximal allowed transfer times shall fulfil the requirements of the functions involved. Therefore, it shall be defined as overall transfer time (performance) from application to application including the coding at the sender side, the delay in the communication network and the decoding at the receiver side.
- e) The acceptable overall transfer time (performance) of exchanged data shall be defined in performance classes. The performance of the related class shall be guaranteed in any situation. Exceptions are outside the scope of this part and shall be indicated for implementations.
- f) Performance shall include not only the transfer time but also other figures like quality related data as data integrity etc.
- g) A safe system means that the system is never in an unsafe i.e. unknown state. The probability for such safeness is never 100 %. The related standard is dependent on a lot of parameters from design and production to function and system engineering. As far as the communication processes of the standard are touched they shall allow reaching the highest safety class requested.
- h) The protection against cyber-attacks belongs also to the data integrity. Proper means shall avoid or minimize such kind of risks. The needed measures like encryption are outside the scope of this part of the standard but they shall not impact the usability like maintenance measures (quick replacement of a faulty IED etc.).

6.4 Response behaviour requirements

Since interoperability is claimed for proper running of functions, the reaction of the application in the receiving node shall be considered. The exchanged data may have quality attributes and operative attributes. Quality attributes like “good” or “bad” emerging by dedicated system supervision automatically. Operation modes like “on”, “off”, “in test mode” are created by the operator or maintenance people. These modes may request certain quality attributes for the data like “test data”.

- a) The reaction of the receiving node shall fit into the overall requirement of the distributed function to be performed.
- b) The generic reaction on operation modes and related attributes shall be standardized as part of the interoperability.
- c) The dedicated response on quality attributes i.e. in any degraded case like on erroneous messages, lost data by communication interrupts, resource limitations, out of range data, etc. belongs to the function itself and, therefore, is outside the scope of the standard. But this behaviour shall be described in the function or IED manual elsewhere. This is important if the overall task cannot be closed successfully, e.g. if the remote node does not respond in time or does not react in a proper way.

The reaction and the behaviour of the functions itself are function related local issues and, therefore, outside the scope of this standard. But the requirement left for this standard is the provision of proper quality attributes to be transferred with the data under consideration.

6.5 Approach to interoperability

To approach interoperability, the functions to be performed in power systems and, especially, in substations are identified in the following to find the appropriate data objects for exchange which shall be standardized. The requirements for data exchange shall be clearly defined. The interoperability for freely allocated and distributed functions shall imply an appropriate decomposition of functions in communicating entities to get the right object oriented grouping of data for standardization.

The requested mutual understanding of devices from different suppliers shall result in a proper data and communication service model as given in IEC 61850-7-x series. Last not least, the mapping of this model to state-of-the-art communication stacks (coding/decoding) shall be defined unambiguously in IEC 61850-8-x and IEC 61850-9-x series.

It should be noted that interoperability is not a device property but a system goal.

6.6 Conformance test requirements

Interoperability depends both on the device properties and the system design and engineering. Conformance tests shall be performed to verify that the communication behaviour of a device as system component is compliant with the interoperability definition of this standard. Since the goal of the standard is interoperability, conformance with the standard means that interoperability is proven. The conformance test specification shall describe what tests have to be applied to a device checking that the communication function is correctly performed with a complementary device or, generally, with the rest of the system. Also the pass criteria have to be well defined. Since it is not possible to test any device against any other device on the market conformance tests may involve the use of various simulators to represent the context of the system and of the communication network.

If it is not possible to test an IED in a reasonable test system for interoperability then a limited performance test shall prove conformance of the data model according to the implemented functions with IEC 61850-5 and of the implemented services according to the communication behaviour needed by implemented functions according to IEC 61850-5. This will reduce the risk not to match interoperability in the system.

The engineering process as such is outside the scope of the standard. Nevertheless, building interoperable systems requests standardized configuration files which may be exchanged between engineering tools. Therefore, they have to fulfil with some minimum requirements regarding the exchange of these files. Definitions of the configurations files and minimum tool requirements are found in IEC 61850-6.

Definitions of the conformance tests applicable are given in IEC 61850-10-x series.

7 Categories of functions

7.1 General

Different categories of functions are identified. Some functions may belong not uniquely to the given category and its category allocation is a convention only. The category of the function is defined below but the functions are listed in the following only. Generic function descriptions are given in Annex F.

7.2 System support functions

These functions are used to manage the system itself. They have no direct impact on the process. These support the total system. These functions are performed continuously in the background of the system normally. Their goal is a well running system with synchronized nodes. Examples:

- network management,
- time synchronization,
- physical device self-checking.

7.3 System configuration or maintenance functions

Those functions are used to set-up or evolve (maintain) the system. They include the setting and changing of configuration data and the retrieval of configuration information from the system. These functions are performed once in the configuration or set-up phase of the power automation system only. Upgrades, extensions or other major changes will call up these functions later in the life cycle of the system also. The response time of system configuration or maintenance functions and, therefore, of the related communication has not to be much faster than one second (human time scale). Examples:

- node identification,
- software management,
- configuration management,
- system security management,
- setting,
- operative mode control of functions by data,
- test mode.

7.4 Operational or control functions

These functions are needed for the normal operation of the substation or plant every day. In these functions, an HMI either local or remote is included. They are used to present process or system information to an operator or to allow him the process control by commands. The response times of the operational functions and, therefore, of the related communication have not to be much faster than one second (human time scale). Examples:

- access security management,
- control,
- operational use of spontaneous change of indications,
- synchronous switching (point-on-wave switching),
- changing of parameters and parameter set switching,
- alarm management,
- event (management and) recording,
- data retrieval,
- disturbance/fault record retrieval.

7.5 Bay local process automation functions

“Bay local” function means that the data are acquired by the sensors (CT, VT) of one bay and that the resulting actions (commands/trips/releases) are performed by actuators (switches) in the same bay. The word “bay” stands here for any restricted local substructure of the system.

These functions are operating with process and system data directly on the process without the interference of the operator. Local automation functions are not local in a strong sense but consist of three LN in minimum. There is the LN with the core functionality itself, which is called local automation function in the context of this standard part. In addition, there is the process interface LN and the HMI (human-machine interface) LN providing the human access to the function. Examples out of the domain substation automation:

- protection functions,
 - Examples: overcurrent function, distance protection,
- bay interlocking,
- measuring, metering and power quality monitoring.

7.6 Distributed process automation functions

“Distributed” function means that the data are acquired by the sensors (CT, VT) of more than one bay and that the resulting actions (commands/trips/releases) are performed by actuators (switches) in more than one bay. Also the functionality may split to different IEDs (i.e. being decentralized) as for the decentralized busbar protection with bay units for pre-processing the current samples, providing the input for the busbar image and issuing the trips, and the central unit keeping the actual busbar image and making the trip decision.

These functions check automatically without the interference of the operator the conditions, which are, needed (block or release) by the operational functions or by the process automation functions. They do not act directly on the process. They are security related to avoid damage for people or equipment. Normally, they consider information from the whole plant or substation and are maybe implemented locally or distributed. Since the distributed solution especially calls for the standardization of communication, these functions are listed here. The local versions behave always like a local automation function. Examples out of the domain substation automation:

- station-wide interlocking,
- distributed synchrocheck,
- breaker failure,
- automatic protection adaptation (generic)
 - Simple example: reverse blocking,
- load shedding,
- load restoration,
- voltage and reactive power control,
- infeed switchover and transformer change,
- automatic switching sequences.

For some functions depending on their implementation the definition of “local” and “distributed” may not be unambiguous. For the requirements it is important only that the potentially decentralized character of functions is noticed i.e. an appropriate communication support must be provided by the communication system according to the IEC 61850-5.

8 Function description and function requirements

8.1 Approach

To get the communication requirements in a substation or plant, an identification of all functions is necessary. IEDs contain a lot of simple and complex functions different from supplier to supplier. The identification of functions has to be done independently from the implementation of IEDs. Additionally the functions have to be split in pieces with indivisible core functionality which may be implemented by alone also. This allows covering all implementations today and tomorrow by dedicated combinations. Each of these core pieces have allocated high-level data objects (Logical Nodes, LN) which contain all data to be exchanged (Piece of Information for Communication, PICOM) between these core functions respectively between the IEDs where the functions are implemented.

This approach consists of three steps.

- function description including the decomposition represented by LNs with the allocated data;
- PICOM description including the attributes;
- Logical Node (LN) description.

Any identification of functions both in power systems and in substations or plants will be incomplete, but the assumption is made that the identified functions cover in a very representative way all communication requirements needed.

8.2 Function description

The function description – more details are found in the Annex – provides the following information:

- task of the function,
- starting criteria for the function,
- result or impact of the function,
- performance of the function,
- interaction with other functions,
- function decomposition if applicable.

The last bullet refers how functions are decomposed using LNs and how many decomposition sets exist typically. This information is very important since the communication requirements shall be based on interacting functions with maximum granularity for multiple use.

8.3 The PICOM description

8.3.1 The PICOM approach

The PICOM (Piece of Information for Communication) is focused by definition on the exchanged data between two functions or subfunctions. Also functions like HMI and Gateway are included. Both the sending and the receiving part shall be identified. The communication requirements are based on such point-to-point connections. If multicast and broadcast messages maybe more convenient for the communication is a matter of implementation.

PICOMs describe exchanged information (“content”) and communication requirements (“attributes”). The “bits on the wire” are found in the mappings, i.e. in the parts IEC 61850-8 and IEC 61850-9.

Tables of exchanged data (PICOMs) between identified functions out of the domain substation automation are found in the annex.

8.3.2 The content of PICOM description

PICOMs introduced by CIGRE WG34.03 are used to describe the information exchanged between LNs. The components or attributes of a PICOM are:

- data referring to the content of information and its identification as needed by the functions (semantics);
- logical connection containing the logical source (sending logical node, source) and the logical sink (receiving logical node, sink);
- type describing the structure of the data, i.e. if it's an analogue or a binary value, if it's a single value or a set of data, etc.;
- performance meaning the permissible transmission time (defined by performance class), the data integrity and the method or cause of transmission (e.g. periodic, event driven, on request).

8.3.3 Attributes of PICOMs

There are three types of attributes defined by their purpose.

8.3.4 PICOM attributes to be covered by any message

- Value: value of the information itself if applicable
- Name: for identification of the data

- Source: the LN where the signal comes from
- Sink: the LN where the signal goes to
- Time tag: absolute time to identify the age of the data if applicable
- Priority of transm.: to be used for
 - LN input queues (if more than one)
 - LN input and output (re-transmission order) in case of intermediate LNs
- Time requirements: cycle time or overall transfer time to check the validity with help of the time tag

8.3.5 PICOM attributes to be covered at configuration time only

- Value for transmission (see above): test or default value if applicable
- Attributes for transmission (see above)
- Accuracy: classes or values
- Tag information: if time tagged or not (most data will be time tagged for validation)
- Type: analog, binary, file, etc.
- Kind: alarm, event, status, command, etc.
- Importance: high, normal, low
- Data integrity: the importance of the transmitted information for checks and re-transmissions (details formulated as requirements, see 11.3)

8.3.6 PICOM attributes to be used for data flow calculations only

- Value for transmission/configuration (see above): test or default value if applicable
- Attributes for transmission/configuration (see above)
- Format: value type of the signal: I, UI, R, B, BS, BCD, etc.
- Length: the length: l bit, j byte, k word
- State of operation: reference to scenarios

Format and length are a matter of implementation and not a requirement. But for data flow calculations, assumptions about these two attributes have to be made or taken from an implementation available.

8.4 Logical node description

8.4.1 The logical node concept

To set up a data model for the data to be exchanged per function, the data at the source shall be defined in the standard.

The logical node description – listed later in the body of this part – provides the following information:

- grouping according to their most common application area,
- short textual description of the functionality,
- IEEE device function number if applicable (for protection and some protection related logical nodes only),
- IEC graphical or alphanumeric symbol if applicable,
- abbreviation/acronym used within the documents of IEC 61850,

- relation between functions and logical nodes in tables and in the function description (see Annex F).

8.4.2 Logical nodes and logical connections

To facilitate fulfilling all the requirements stated above, especially the interoperability and both the arbitrary distribution and allocation of functions, the data of all functions shall be grouped in objects with a high level semantic meaning. The Logical Node concept groups for the object oriented approach the data in function related objects called Logical Nodes (LN). Any Logical Node resides in one physical device (IEDs). Depending on the functionality of the IED, a large number of Logical Nodes may be hosted by one IED.

The granularity of data or in how many Logical Nodes the data are distributed depends on the granularity of functions which may be implemented stand-alone and re-used for other IEDs. The Logical Nodes may be seen as containers of the data provided by a dedicated function for exchange (communication). The Name of the Logical Node is then the label attached to this container telling to what function the data belong. Logical nodes related to primary equipment are not the primary equipment itself but data images in the secondary system to be needed for performing the application functions and the data exchange in the power utility automation system.

There are some data to be communicated which do not refer to any function but to the physical device (IED) itself like nameplate information or the result of device self-supervision. Therefore, a logical node “physical device” is needed named LPHD as seen later. There may be also common data (mostly administrative ones) for all functions respectively LNs in a device which may be contained in a logical node LLN0.

This naming of LNs is given here only to understand the Figures below. The names of the Logical Nodes shall be mnemonic regarding to the functions allocated.

The Logical Nodes representing at the boundary of the automation system the external equipment like switchgear shall be able to provide also data from the external non-electronic equipment like the name plate of a switchgear component which is different from the name plate of the corresponding IED. The same is valid for health information from the external equipment if available.

The LNs are linked by logical connections (LC) for a dedicated exchange of data in between. Therefore, the standard shall define the communication between these LNs. This approach is shown in Figure 3. The logical nodes (LN) are both allocated to functions (F) and physical devices (PD). The logical nodes are linked by logical connections (LC), the devices by physical connections (PC). Any logical node is part of a physical device; any logical connection is part of a physical connection. The logical node “physical device” dedicated for any physical device is displayed as LPHD and the common data of all LNs in a logical device are in LLN0.

Since it is impossible to define all functions for today and tomorrow and any kind of distribution and interaction, it is very important to specify and standardize the **interaction** between the logical nodes in a generic way.

This logical node concept shall be used by the IEC 61850-5. The modelling details are found in the parts 7-x of the series (IEC 61850-7-x).

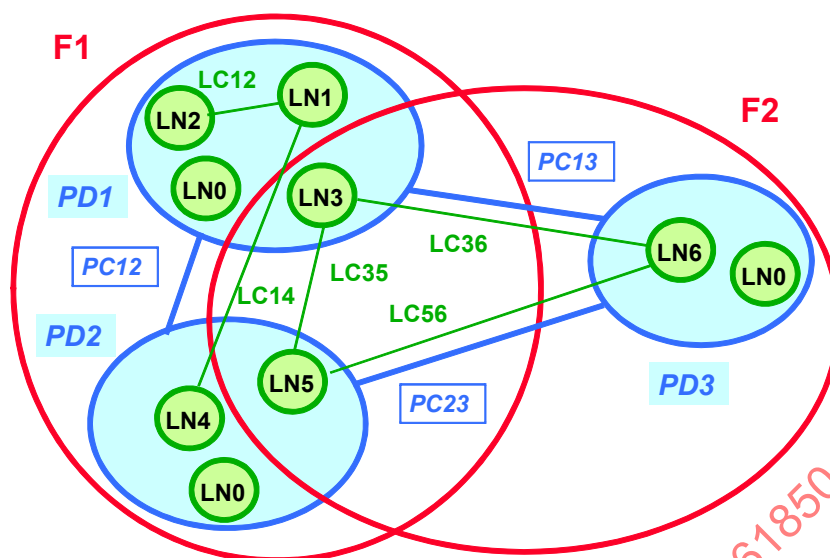


Figure 3 – The logical node and link concept (explanation see text)

IEC 2381/12

8.4.3 Examples for decomposition of common functions into logical nodes

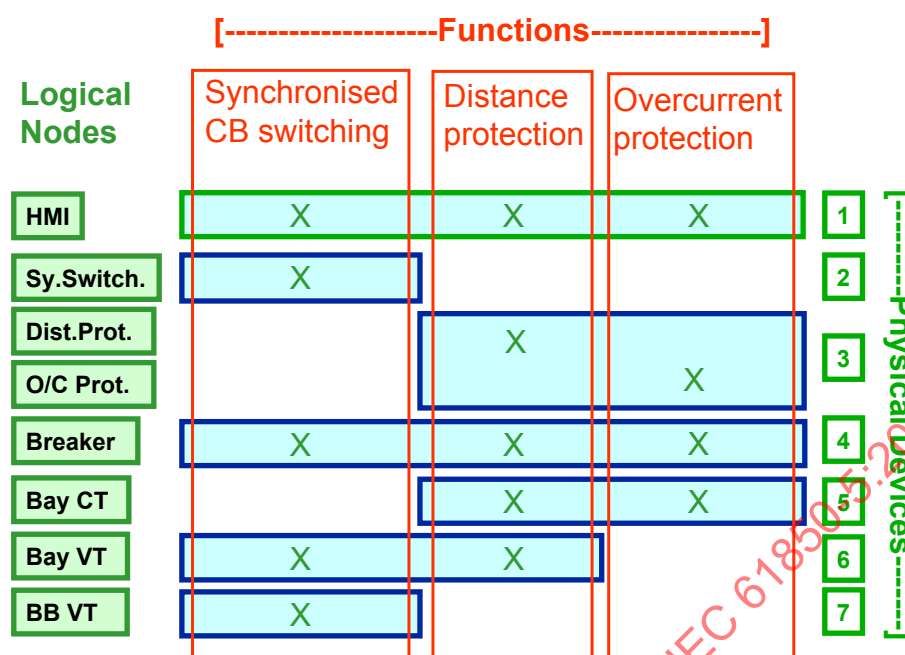
In Figure 4, examples of common functions out of the domain substation are given

- synchronized circuit breaker switching,
- distance protection,
- overcurrent protection.

The functions are decomposed into logical nodes listed in the figure; the allocated physical devices (IEDs) are described by numbers

- a) station computer,
- b) synchronized switching device,
- c) distance protection unit with integrated overcurrent function,
- d) bay control unit,
- e) current instrument transformer,
- f) voltage instrument transformer,
- g) busbar voltage instrument transformer.

The logical node “physical device” (LPHD) as contained in any physical device is not shown.



IEC 2382/12

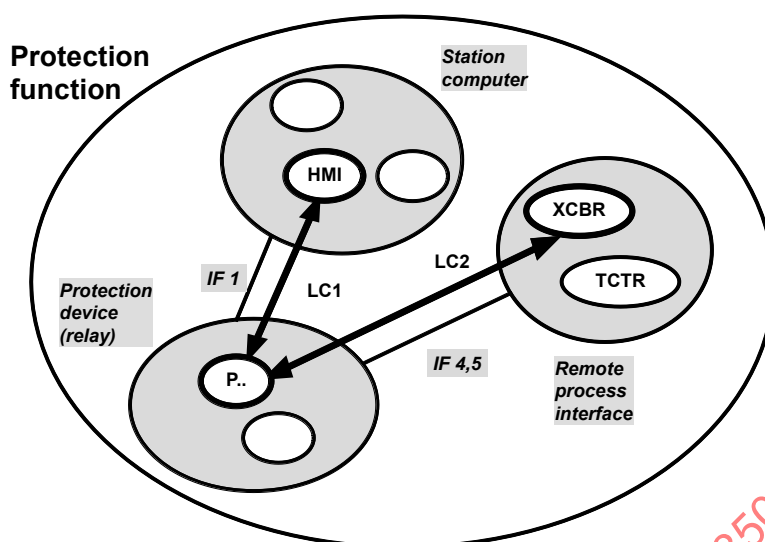
Figure 4 – Examples of the application of the logical node concept
(explanation see text)

8.5 List of logical nodes

8.5.1 Logical Node allocation and distributed functions

Most of the functions may be represented by three logical nodes in minimum, i.e. the LN with the data of the core functionality itself, the LN with the process interface data and the LN for the data of the HMI (Human-Machine Interface meaning the gender neutral human access to the function in the system like by an operator). If there is no process bus, the LNs of the remote process interface are allocated to another physical device (in the example shown in Figure 5 the physical “Protection device”).

To have a modular, object oriented function related data model we shall use the function name (e.g. “protection function”) for its core functionality only. Therefore, the function list given e.g. in the report of CIGRE 34.03 is a list of logical nodes according to definitions in IEC 61850 series. The standardization of functions in substations or plants is not within the scope of IEC 61850-5. But if any of these functions is used the data communicated shall be based on the introduced LN structure. All details needed to model the data in IEDs potentially communicated and the communicated data itself shall be based on the Logical Nodes defined here. The Logical Nodes are standardized with all their data and attributes in Part 7 of the series (IEC 61850-7-x).



IEC 2383/12

Figure 5 – Protection function consisting of 3 logical nodes

The 3 Logical Nodes (IHMI, P..=protection, XCBR=circuit breaker to be tripped) reside in 3 physical devices (Station computer, Protection device and Remote process interface). The Logical Node names are the same as introduced in the tables below.

8.5.2 Explanation to tables

The following table columns are used. The column headers and Logical Node names are written in bold.

Functionality allocated to LN describes in one term the functionality where the Logical Node is allocated to.

IEC means the IEC graphical symbols according to IEC 60617 in the alphanumeric representation if available.

IEEE means device function numbers and contact designations used in IEEE Std C37.2-2008. Note that the reference to the IEEE device number means not the related devices but its **core functionality only** (see definition of LN and Figure 5) in the context of this standard. Because of their device related definition there is not always a 1:1 relation to the function related definition of Logical Nodes. Allocations of contact designations can also not be made to contact designations. As a result, therefore exist not Logical Nodes for all IEEE numbers.

Description or comments display the slightly modified description of the IEEE device number if applicable or/and other descriptive text.

LN function means abbreviations/acronyms as defined in IEC 61850-5 with the systematic syntax used in IEC 61850-7-4 focused on functional requirements.

LN class means abbreviations/acronyms as defined in IEC 61850-7-4.

LN class naming displays the short name of the LN class from IEC 61850-5.

8.5.3 Protection

Functionality allocated to LN	IEC	IEEE	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Transient earth fault protection			Transient earth faults happen if there is a fault to ground (isolation breakdown) in compensated networks. The fault disappears very fast since there is not sufficient current to feed it. No trip happens but the fault direction/location has to be detected to repair the faulted part. At least the degradation of the impacted line/cable is reported.	PTEF	PTEF	Transient earth fault
Sensitive directional earth fault		(37) (67N)	This function is used for directional earth fault handling in compensated and isolated networks. The use of "operate" is optional and depends both on protection philosophy and on instrument transformer capabilities (see Annex I). For compensated networks, this function is often called watt-metric directional earth fault protection. The very high accuracy needed for fault current measurement in compensated networks may require phase angle compensation. This shall be realized by the related LN TCTR with correction data for the current transformer. NOTE In the comparison table provided in IEEE C37.2-2008 PSDE has no IEEE device number associated.	PSDE	PSDE	Sensitive directional earth fault
Thyristor protection			This LN shall be used to represent a thyristor (valve) protection in a power plant. This protection will typically be included in the excitation system.	PTHF	PTHF	Thyristor protection
Protection trip conditioning			This LN shall be used to connect the "operate" outputs of one or more protection functions to a common "trip" to be transmitted to XCBR similar like a conventional trip matrix. In addition or alternatively, any combination of "operate" outputs of the protection functions may be combined to a new "operate" of PTRC.	PTRC	PTRC	Protection trip conditioning
Checking or interlocking relay		3	A function that issues a release or a block for a command in response to the position of one or more other devices or predetermined conditions. in a piece of equipment or circuit, to allow an operating sequence to proceed, or to stop, or to provide check of the position of these devices or conditions for any purpose This LN belongs to the group of Logical Nodes for Control, see 8.5.5.	CILO	CILO	Interlocking
Over speed protection	$\omega >$	12	A function that operates on machine overspeed.	POVS		
Zero speed and under speed protection	$\omega <$	14	A function that operates when the speed of a machine falls below a predetermined value.	PZSU	PZSU	Zero speed or underspeed

Functionality allocated to LN	IEC	IEEE	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Distance protection	Z<	21	A function that operates when the circuit admittance, impedance, or reactance increases or decreases beyond a predetermined value. The change of the impedance seen by PDIS is caused by a fault. The impedance characteristic is a closed line set in the complex impedance plane. – The reach of the distance protection is normally split into different zones (e.g. 1...4 forward and 1 backward) represented by dedicated characteristics. To combine the different PDIS zones a protection scheme represented by the LN PSCH is needed.	PDIS	PDIS	Distance protection
					PSCH	Protection Scheme
Volt per Hz protection		24	Voltage per Hertz relay is a relay that functions when the ratio of voltage to frequency exceeds a preset value. The relay may have an instantaneous or a time characteristic. A function that operates when the ratio of voltage to frequency is above a preset value or is below a different preset value. The function may have any combination of instantaneous or time-delayed characteristics.	PVPH	PVPH	Volts per Hz
Synchronism check		25	A function that produces a closing for a circuit breaker closing command for connection two circuits whose voltages are within prescribed limits of magnitude, phase angle, and frequency. It may or may not include voltage or speed control. A synchronism-check relay permits the paralleling of two circuits that are within prescribed (usually wider) limits of voltage magnitude, phase angle, and frequency. This LN belongs to the group of Logical Nodes for Protection related functions, see 8.5.4.	RSYN	RSYN	Synchronism-check
Over temperature protection	$\theta >$	26	A function that operates when the temperature of the protected apparatus (other than the load-carrying windings of machines and transformers as covered by device function number 49), or that of a liquid or other medium, exceeds a predetermined value; or when the temperature of the protected apparatus or that of a liquid or other medium exceeds a predetermined value or decreases below a predetermined value.	PTTR	PTTR	Thermal overload
(Time) Undervoltage protection	U<	27	A function that operates when its input voltage is less than a predetermined value.	PTUV	PTUV	Undervoltage
Directional power /reverse power protection	$\vec{P} >$	32	A function that operates on a predetermined value of power flow in a given direction, such as reverse power flow resulting from the motoring of a generator upon loss of its prime mover.	PDPR	PDOP	Directional over power
					PDUP	Directional under power

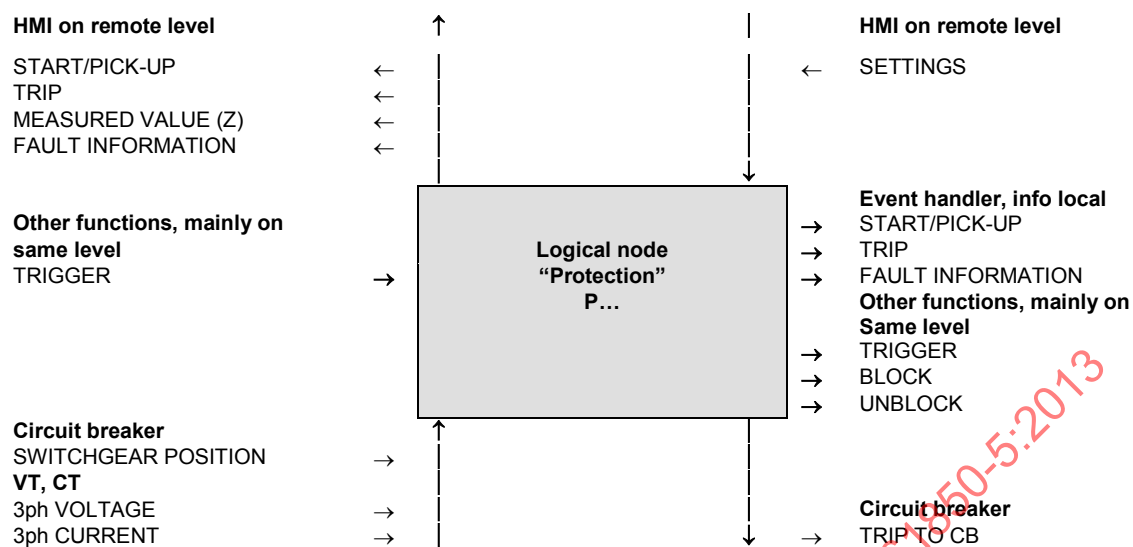
Functionality allocated to LN	IEC	IEEE	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Undercurrent/ underpower protection	$P <$	37	Undercurrent or underpower relay is a relay that functions when the current or power flow decreases below a predetermined value. A function that operates when the current or power flow decreases below a predetermined value.	PUCP	PTUC	Under current
					PDUP	Directional under power
Loss of field/ Underexcitation protection		40	A function that operates upon a given or abnormally high or low value or failure of machine field current, or on an excessive value of the reactive component of armature current in an a.c. machine indicating abnormally high or low field excitation. Underexcitation results in under power.	PUEX	PDUP	Directional under power
					PDIS	(Distance) Impedance
Reverse phase or phase balance current protection, Negative sequence current relay	$I_2 >$	46	A function in a polyphase circuit that operates when the polyphase currents are of reverse-phase sequence, or when the polyphase currents are unbalanced, or when the negative phase-sequence current exceeds a preset value.	PPBR	PTOC	Time overcurrent
Phase sequence or phase- balance voltage protection, Negative sequence voltage relay	$U_2 >$	47	A function in a polyphase circuit that operates upon a predetermined value of polyphase voltage in the desired phase sequence when the polyphase voltages are unbalanced, or when the negative phase-sequence voltage exceeds a preset value.	PPBV	PTOV	Overvoltage protection
Motor start-up protection		48, 49, 51LR66	(48) A function that returns the equipment to the normal or off position and locks it out if the normal starting, operating, or stopping sequence is not properly completed within a predetermined time. (49) See below (PTTR/49) (51LR) See below (PTOC/51) (66) See below (----/66) → These protection prevents any overload of the motor	PMSU	PMRI	Motor restart inhibition
					PMSS	Motor starting time supervision
Thermal overload protection	$\theta >$	49	A function that operates when the temperature of a machine armature winding or other load-carrying winding or element of a machine or power transformer exceeds a predetermined value.	PTTR	PTTR	Thermal overload
Rotor thermal overload protection		49R	See above (49)	PROL	PTTR	Thermal overload

Functionality allocated to LN	IEC	IEEE	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Rotor protection		49R 64R (40) 50 51	(49) See above (PTTR/49) (64) See below (PHIZ/64). (40) See above (PUEX/40) (50) See below (PIOC/50) (51) See below (PTOC/51) This LN shall be used to represent a field short-circuit protection based on the 6th harmonic (300 Hz). The protection is normally included in the excitation system.	PROT	PTTR	Thermal overload
					PTOC	Time overcurrent
					PHIZ	Ground detector
					PDUP	Directional under power
					PDIS	Distance (impedance)
Stator thermal overload protection		49S	See above (49)	PSOL	PTTR	Thermal overload
Instantaneous overcurrent or rate of rise protection	$I >>$	50	A function that operates with no intentional time delay when the current exceeds a preset value. The suffix TD should be used (e.g., 50TD) to describe a definite time overcurrent function. Use 50BF for a current monitored breaker failure function.	PIOC	PIOC	Instantaneous overcurrent
AC time overcurrent protection	$I >, t$	50TD 51	A function that operates when the a.c. input current exceeds a predetermined value, and in which the input current and operating time are inversely related through a substantial portion of the performance range.	PTOC	PTOC	Time overcurrent
Voltage controlled/ dependent time overcurrent protection		51V	See above (PTOC/51) with voltage control/dependency.	PVOC	PVOC	Voltage controlled time overcurrent
Power factor protection	$\cos \varphi >$ $\cos \varphi <$	55	A function that operates when the power factor in an a.c. circuit rises above or falls below a predetermined value	PPFR	POPF	Over power factor
					PUPF	Under power factor
(Time) Overvoltage protection	$U >$	59	A function that operates when its input voltage exceeds a predetermined value.	PTOV	PTOV	Overvoltage
DC-overvoltage protection		59DC	See above (PTOV/59)	PDOV	PTOV	Overvoltage
Voltage or current balance protection		60	A device that operates on a given difference in voltage, or current input or output, of two circuits.	PVCB	PTOV	Overvoltage
					PTOC	Time overcurrent

Functionality allocated to LN	IEC	IEEE	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Earth fault protection, Ground detection	$I_E >$	64	A function that operates upon the insulation failure of a machine or other apparatus to ground. NOTE This function is not applied to a device connected in the secondary circuit of current transformers in a normally grounded power system where other overcurrent device numbers with the suffix G or N should be used; for example, 51 N for an a.c. time overcurrent function operating at a desired value of a.c. overcurrent flowing in a predetermined direction of the secondary neutral of the current transformers.	PHIZ	PTOC	Time overcurrent
					PHIZ	Ground detector
Rotor earth fault protection		64R	See above (PHIZ/64)	PREF	PTOC	Time overcurrent
					PHIZ	Ground detector
Stator earth fault protection		64S	See above (PHIZ/64)	PSEF	PTOC	Time overcurrent
					PHIZ	Ground detector
Interturn fault protection		64W	See above (PHIZ/64)	PITF	PTOC	Time overcurrent
Notching or jogging function		66	A function that operates only a specified number of operations of a given device or piece of equipment, or a specified number of successive operations within a given time of each other. It is also a device that functions to energize a circuit periodically or for fractions of specified time intervals, or that is used to permit intermittent acceleration or jogging of a machine at low speeds for mechanical positioning.	Not modelled as LN To be used only for explanation of the device number 66 as cited e.g. in the description of the motor start-up protection function (PMSU)		
AC directional overcurrent protection	$\vec{I} >$	67	A function that operates at a desired value of a.c. overcurrent flowing in a predetermined direction.	PDOC	PTOC	Time overcurrent
Directional protection		87B	The operate decision is based on an agreement of the fault direction signals from all directional fault sensors (for example directional relays) surrounding the fault. The directional comparison for lines is made with PSCH combined with PDIS. NOTE In the comparison table provided in IEEE C37.2-2008 PDIR has the IEEE device number 87B associated.	PDIR	PDIR	Direction comparison
Directional earth fault protection	$\vec{I}_E >$	67N	See above (PDOC/67)	PDEF	PTOC	Time overcurrent
DC time overcurrent protection		76	A function that operates when the current in a d.c. circuit exceeds a given value.	PDCO	PTOC	Time overcurrent
Phase angle or out-of-step protection	$\varphi >$	78	A function that operates at a predetermined phase angle between two voltages, between two currents, or between a voltage and a current.	PPAM	PPAM	Phase angle measuring

		87B	See above (PDIF/87) – The complexity of the busbar node with changing topology up to a split into two or more nodes needs special means like a dynamic busbar image. It has to be considered that at least a second busbar protection algorithm exists which is based on the direction comparison of the fault direction in all feeders.	PBDF	PDIF PDIR	Difference Directional comparison
		87G	See above (PDIF/87)	PGDF	PDIF	Difference
Line		87L	See above (PDIF/87)	PLDF	PDIF	Difference
Differential		87M	See above (PDIF/87)	PMDF	PDIF	Difference
Earth function		87N	See above (PDIF/87)	PNDF	PDIF	Difference
Phase		87P	See above (PDIF/87)	PPDF	PDIF	Difference
Harmonic restraint		87T	See above (PDIF/87) – Special for transformers are inrush currents with dedicated harmonics which request the use of the harmonic restraint function (PHAR).	PTDF	PDIF	Difference
			This LN shall be used to represent the harmonic restraint data object especially for transformer differential protection function (PTDF). There may be multiple instantiations with different settings, especially with different data object HnRef.	PHAR	PHAR	Harmonic restraint

All main protection LNs have the following communication structure indicated in Figure 6.



IEC 2384/12

Figure 6 – The basic communication links of a logical node of main protection type

Data from and to the process (switchgear XCBR, c.t. TCTR, v.t. TVTR) referring to interface 4 and/or 5.

Data to logical nodes on the same level referring to interface 3 and/or 8.

Data to logical nodes like IHMI on the station level referring to interface 1.

8.5.4 Logical nodes for protection related functions

Logical node	IEC	IEEE	Description or comments	LN function	LN class	LN Class naming
Disturbance recording (bay/process level: acquisition)			Acquisition functions for voltage and current waveforms from the power process (CTs, VTs), and for position indications of binary inputs. Also calculated values like power and calculated binary signals may be recorded by this function if applicable.	RDRE	RDRE	Disturbance recorder function
					RADR	Disturbance recorder channel analogue
					RBDR	Disturbance recorder channel binary
Disturbance recording (station level: evaluation)			The disturbance recording evaluation is needed as a server for HMI on station level (or even on a higher level) or for calculation of combined disturbance records.	RDRS	RDRE	Disturbance recorder function
					RADR	Disturbance recorder channel analogue
					RBDR	Disturbance recorder channel binary
Automatic reclosing		79	A function that controls the automatic reclosing and locking out of an a.c. circuit breaker. After any successful protection trip the automatic reclosing function tries 1 to 3 times to reclose the open breaker again with different time delays assuming a transient fault.	RREC	RREC	Autoreclosing
Breaker failure		50BF	A function that operates with no intentional time delay when the current exceeds a preset value. The suffix TD should be used (e.g., 50TD) to describe a definite time overcurrent function. Use 50BF for a current monitoring breaker failure function. In case of a breaker failure the fault is not cleared. Therefore, neighbouring breakers have to be tripped. This means the use of topology information.	RBRF	RBRF	Breaker failure
Carrier or pilot wire protection ^a		85	A function that is operated, restrained, or has its function modified by communications transmitted or received via any media used for relaying.	RCPW	PSCH	Protection scheme
Fault locator			The fault locator calculates out of the protection information (e.g. the fault impedance of the LN distance function) the location of the fault in km.	RFLO	RFLO	Fault locator
Synchrocheck/ Synchronizing or Synchronism-Check		25	A synchronizing function that produces an release for a closing command of a circuit breaker between two circuits whose voltages are within prescribed limits of magnitude, phase angle, and frequency. It may or may not include voltage or speed control. A synchronism check function permits the paralleling of two circuits that are within prescribed (usually wider) limits of voltage magnitude, phase angle, and frequency. To avoid stress for the switching device and the network, closing of circuit breaker is allowed by the synchrocheck only, if the differences of voltage, frequency and phase angle are within certain limits.	RSYN	RSYN	Synchronism-check

Logical node	IEC	IEEE	Description or comments	LN function	LN class	LN Class naming
Power swing blocking		78	A function that blocks other functions at a predetermined phase angle between two voltages, between two currents, or between a voltage and a current.	RPSB	RPSB	Power swing detection/ blocking
Directional element			This LN shall be used to represent all directional data objects in a dedicated LN used for directional relay settings. The protection function itself is modelled by the dedicated protection LN. LN RDIR may be used with functions 21, 32 or 67 according to IEEE device function number designation	RDIR	RDIR	Directional element
Differential measurements			This LN shall be used to provide locally calculated process values (phasors calculated out of samples or the samples itself) representing the local current values which are sent to the remote end and which are used for the local differential protection function (PDIF). Therefore, the LN RMXU together with LN PDIF models the core functionality of the differential protection function number 87 according to the IEEE designation (C37.2). In addition, the LNs RMXU on both sides of the line represent also the function to synchronize the samples. Therefore, also the samples sent from the local TCTR to the local PDIF are routed through the function represented by RMXU. The local RMXU is therefore the source of synchronized samples or phasors from the local current sensor which sends its information to the local PDIF and to all required remote PDIF nodes.	RMXU	RMXU	Differential measurements

^a De facto a communication device which establishes an analogue connection between two relays (e.g. distance or differential protection) in two adjacent substations. If this connection is not serial it is outside the scope of IEC 61850-5, if it is serial it belongs to interface 2. The involved PICOMs refer all to the related protection LNs, e.g. PLDF and PDIS.

8.5.5 Control

Logical node	IEEE	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Alarm handling (Creation of group alarms and group events)		For the communication, there is no difference between alarms and events, if a time tag is added to any data transmitted. If several events or alarms have to be combined to group alarms, a separate, configurable function is needed. The related LN may be used to calculate new data out of individual data from different logical nodes. Remote acknowledgement with different priority and authority shall be possible. The definition and handling of alarms is an engineering issue.	CALH	CALH	
Switch controller controls any switchgear, i.e. the devices described by XCBR and XSWI		The switch control LN handles all switchgear operations from the operators and from related automatics. It checks the authorization of the commands. It supervises the command execution and gives an alarm in case of improper ending of the command. It asks for releases from interlocking, synchrocheck, autoreclosure, etc. if applicable.	CSWI	CSWI	
Point-on-wave breaker controller controls a circuit breaker with point-on-wave switching capability		The point-on-wave breaker controller LN provides all functionality to close or open a circuit breaker at a certain instant of time, i.e. at a certain point of the voltage or current wave. It is started by request either from CSWI or RREC. For closing normally it compares similar as RSYN the voltages on both sides of the breaker to get the minimum stress. This holds also if one of the voltages is zero. For opening the point of minimum stress is calculated referring to the zero crossing of current wave. Normally, the current and one voltage are locally available at any time. For closing the selection command detects and activates the remote voltage sending either from the v.t. at the busbar if applicable or in any connected bay. For these calculations the conditions in all three phases are considered. If switching per phase is applicable three execution times are provided.	CPOW	CPOW	
Interlocking function at station and/or bay level	3	Interlocking may be totally centralized or totally decentralized. Since the interlocking rules are basically the same on bay and station level and based on all related position indications the different interlocking LNs may be seen as instances of the same LN class Interlocking (IL). 1) Interlocking of switchgear at bay level All interlocking rules referring to a bay are included in this LN. Releases or blockings of requested commands are issued. In case of status changes affecting interlocking blocking commands are issued. 2) Interlocking of switchgear at station level All interlocking rules referring to the station are included in this LN. Releases or blockings of requested commands are issued. Information with the LN bay interlocking is exchanged.	CILO	CILO	Interlocking
Cooling group control		This LN class shall be used to control the cooling equipment. One instance per cooling group shall be used.	CCGR	CCGR	Cooling group control
Synchronizer control		This LN class shall be used to control the synchronizing conditions i.e. voltage, frequency and phase.	CSYN	CSYN	Synchronizer controller

8.5.6 Interfaces, logging, and archiving

Logical Node	Description or Comments	LN Function	LN Class	LN Class naming
Operator interface – control local at bay level – control at station level	1) Front-panel operator interface at bay level to be used for configuration, etc. and local control 2) Local operator interface at station level to be used as work place for the station operator The role of the different HMI is not fixed for most of the functions and is defined in the engineering phase.	IHMI	IHMI	Human machine interface
Hand interface – control local at bay level – control at process level	Generic physical human – machine interface. e.g. a push-button or another physical device that can be used as input to a controller (see “IEEE” 1: Master element is the initiating device).	IHND	IHND	Hand interface
Remote control interface, Telecontrol interface	Telecontrol interface to be used for remote control from higher control level. Basically, the TCI will communicate the same data as the station level HMI or a subset of these data. The role of the different interfaces is not fixed for most of the functions and defined in the engineering phase.	ITCI	ITCI	Telecontrol interface
Remote monitoring interface, Telemonitoring interface	Telemonitoring interface to be used for remote monitoring and maintenance using a subset of all information available in the substation and allows no control. The role of the different interfaces is not fixed for most of the functions and defined in the engineering phase	ITMI	ITMI	Telemonitoring interface
Remote protection interface, Teleprotection interface	Teleprotection interface to be used for remote protection, i.e. for line protection where exchange of data between the two substations on both sides of the line is needed. It is applicable also for multi-end lines (T-connections). The role of the different interfaces is not fixed for most of the functions and defined in the engineering phase.	ITPI	ITPC	Teleprotection communication interface
Logging	This LN refers to a function which allows logging not only changed data itself but also any related data being defined in the settings of LN GLOG. The logging may be started by data change or by operator request.	GLOG	GLOG	Generic log
Archiving	Archiving to be used as sink and source for long-term historical data, normally used globally for the complete substation on station level.	IARC	IARC	Archiving
Safety alarm function	This LN shall be used to represent an alarm push-button or any other device that is used to set an alarm in case of danger to persons or property.	ISAF	ISAF	Safety alarm function
In case of seamless communication some of the remote interfaces may exist only virtual. Depending on the outside world they may be proxy servers or any kind of gateways also.				

8.5.7 Automatic process control

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Automatic tap changer control	Automatics to maintain the voltage of a busbar within a specific range using tap changers. This node operates the tap changer automatically according to given setpoints or by direct operator commands (manual mode).	ATCC	ATCC	Automatic tap changer controller
Automatic voltage control	Automatics to control the voltage of a busbar within a specific range independent of the means used	AVCO	AVCO	Voltage control
Reactive control	Automatics to control the reactive power flow in a substation within a specific range using capacitors and/or reactances.	ARCO	ARCO	Reactive power control
Earth fault neutralizer control (control of Petersen coil)	The grounding of the transformer star point influences the short circuit in a network. This grounding is dynamically determined by a Petersen coil (LN ENF) controlled by ENFC.	ANCR	ANCR	Neutral current regulator
Zero-voltage tripping	If a line connected to a substation is without voltage longer than a predefined time, the line is switched off automatically.	AZVT	PTUV	Undervoltage
Generic automatic process control Means a generic, programmable LN for sequences, unknown functions, etc. Also member of the Generic LN group	This is a generic node for all undefined automation or control functions at the same control level as the LNs of the P or the C group. These functions may be implemented with standard PLC languages. The data access and exchange is completely the same as for all other LNs. Examples are 1) Load shedding to shed in overload situations in a very selective way parts of the consumers to avoid the collapse of the network. This load-shedding function may not be restricted on frequency criteria only like PFRQ but include actual power balance etc. 2) Infeed transfer switching to detect a weak infeed e.g. to an industrial plant and to switch over to another feeding line. Boundary conditions have to be considered like the synchronization of motors if applicable 3) Transformer change to switchover in case of overload to another transformer or to distribute the load more evenly to all related transformers on the busbar. 4) Busbar change To start by one single operator command a sequence of switching operations resulting in a busbar change of a dedicated line or transformer if applicable 5) Automatic clearing & voltage restoration to trip all circuits connected to a busbar after detecting zero-voltage conditions (black-out) and to close the same breakers following certain pre-defined rules.	GAPC	GAPC	Generic automatic process control

8.5.8 Functional blocks

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Counter	Logical node FCNT shall be used to count incoming pulses not related to the electrical network i.e. not for energy counting	FCNT	FCNT	Counter
Curve shape description	Logical node FCSD shall comprise the data object classes that represent curve shaped output values. The values can be dynamically modified online. The curves entered in the table can be based on statistics obtained following a series of index tests. The allocated function is used to adapt an incoming value to a specified curve function. For example, it may adjust 2-dimensionally nonlinear transmitters to the correct physical values or, by instantiation, for 3-dimensional surface mapping.	FCSD	FCSD	Curve shape description
Generic filter	Logical node FFIL shall be used to filter an incoming value with the following transfer function $G(s) = K \frac{1 + sT_1}{1 + sT_3 + sT_2^2}$	FFIL	FFIL	Generic filter
Control function output limitation	This logical node is used to set temporary or permanent operational limits to an output signal (MV) from a control function. The FLIM logical node should not be used to replace FXOT or FXUT.	FLIM	FLIM	Control function output limitation
PID regulator	Logical node FPID shall comprise the data that represent proportional, integral and derivative information for a PID controller.	FPID	FPID	PID regulator
Ramp function	The ramp function with data of the logical node FRMP is used as a generic ramp if for an analogue set-point if a continuous change is needed.	FRMP	FRMP	Ramp function
Set-point control function	Logical node FSPT shall be used to provide the common set-point control characteristics found in all controller or regulator type logical nodes.	FSPT	FSPT	Set-point control function
Action at over threshold	Logical node FXOT is used to set a high-level threshold value if needed in control sequences. If a second level is necessary, a second instance can be modelled. FXOT can typically be used whenever a protection, control or alarm function is based on other physical measurements than primary electrical data.	FXOT	FXOT	Action at over threshold
Action at under threshold	Logical node FXUT is used to set a low-level threshold value if needed in control sequences. If a second level is necessary, a second instance can be modelled. FXUT can typically be used whenever a protection, control or alarm function is based on other physical measurements than primary electric data.	FXUT	FXUT	Action at under threshold

8.5.9 Metering and measurement

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN Class naming
Measuring – for operative purpose	To acquire values from CTs and VTs and calculate measurands like r.m.s. values for current and voltage or power flows out of the acquired voltage and current samples. These values are normally used for operational purposes like power flow supervision and management, screen displays, state estimation, etc. The requested accuracy for these functions has to be provided. The measuring procedures in the protection devices are part of the dedicated protection algorithm represented by the logical nodes Pxyz. Protection algorithms like any function are outside the scope of the communication standard. Therefore, the LN Mxyz shall not be used as input for Pxyz. Fault related data like fault peak value, etc. are always provided by the LNs of type Pxyz and not by LNs of type Mxyz.	MMXU	MMXU	Measurement (3 phase)
			MMXN	Non-phase-related measurement
			MMDC	DC measurement
Metering – for commercial purpose	To acquire values from CTs and VTs and calculate the energy (integrated values) out of the acquired voltage and current samples. Metering is normally used also for billing and has to provide the requested accuracy. A dedicated instance of this LN may take the energy values from external meters e.g. by pulses instead directly from CTs and VTs.	MMTR	MMTR	Metering 3 Phase
			MMTN	Metering Single Phase
			MSTA	Metering statistics
Sequences and imbalances – e.g. for stability purpose	To acquire values from CTs and VTs and to calculate the sequences and imbalances in a three/multi-phase power system.	MSQI	MSQI	Sequence and imbalance
Harmonics and interharmonics – e.g. for power quality purpose	To acquire values from CTs and VTs and to calculate harmonics, interharmonics and related values in the power system mainly used for determining power quality.	MHAI	MHAI	Harmonics or interharmonics
			MHAN	Non-phase-related harmonics or interharmonics
Environmental measurements	Logical node MENV shall be used for modelling the characteristics of environmental conditions such as emissions, temperatures and lake levels and other key environmental data objects. In addition, many of the environmental sensors may be located remotely from the instantiated logical node. This logical node may therefore represent a collection of environmental information from many sources.	MENV	MENV	Environmental information
			MMET	Meteorological information
			MHYD	Hydrological information
Flicker measurements	This LN shall be used for calculation of flicker inducing voltage fluctuations according to IEC 61000-4-15. The main use is for operative applications.	MFLK	MFLK	Flicker measurement

8.5.10 Power quality

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Frequency supervision	The frequency variation event is started if the frequency exceeds the settable boundary for the frequency and finalized if the frequency comes back into the normal range as defined by the boundary. The maximum frequency deviation and the length of this event are registered. The occurrences of these events are registered in a histogram (ranges both of deviation and event time length). Over and under frequency events may be detected and registered separately. Definition based on IEC 61000-4-30	QFVR	QFVR	Frequency variation
Current supervision	The current transient event is started if the r.m.s. current exceeds the settable boundary for current and finalized if the current comes back into the normal range as defined by the boundary. The maximum current transient excess and the length of this event are registered. The occurrences of these events are registered in a histogram (ranges both of excess and event time length). Definition based on IEC 61000-4-30	QITR	QITR	Current transient
Current unbalance supervision	The current unbalance variation event is started if in a poly-phase circuit the r.m.s. phase currents are unbalanced (the negative sequence current exceeds a settable boundary) and finalized if the negative sequence current comes back into the normal range as defined by the boundary. The maximum current unbalance and the length of this event are registered. The occurrences of these events are registered in a histogram (ranges both of unbalance and event time length). Definition based on IEC 61000-4-30	QIUB	QIUB	Current unbalance variation
Voltage supervision	The voltage transient event is started if the r.m.s. voltage exceeds the settable boundary for voltage and finalized if the voltage comes back into the normal range as defined by the boundary. The maximum voltage transient excess and the length of this event are registered. The occurrences of these events are registered in a histogram (ranges both of excess and event time length). Definition based on IEC 61000-4-30	QVTR	QVTR	Voltage transient
Voltage unbalance supervision	The voltage unbalance variation event is started if in a poly-phase circuit the r.m.s. phase voltages are unbalanced (the negative sequence voltage exceeds a settable boundary) and finalized if the negative sequence voltage comes back into the normal range as defined by the boundary. The maximum voltage unbalance and the length of this event are registered. The occurrences of these events are registered in a histogram (ranges both of unbalance and event time length). Definition based on IEC 61000-4-30	QVUB	QVUB	Voltage unbalance variation
Voltage variation	The voltage variation event is started if the r.m.s. voltage exceeds the settable boundary for the voltage and finalized if the voltage comes back into the normal range as defined by the boundary. The maximum voltage deviation and the length of this event are registered. The occurrences of these events are registered in a histogram (ranges both of deviation and event time length). Definition based on IEC 61000-4-30	QVVR	QVVR	Voltage variation

8.5.11 Physical device and common data

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Physical device	This LN is introduced in this part to model common features of physical device (IED)	LPHD	LPHD	Physical device information
			LTIM	Time management
Logical device data	This LN is containing the data of the logical device independently from all application function related logical nodes (device identification/name plate, messages from device self-supervision, etc.). This LN may be used also for actions common to all included logical nodes (mode setting, settings, etc.) if applicable. This LN does not restrict the dedicated access to any single LN by definition. Possible restrictions are a matter of implementation and engineering.	LLN0	LLN0	Logical node zero
It may be convenient for modelling in IEC 61850-7-4 to introduce more of such nodes e.g. for device substructures but this is not a requirement!				

8.6 LNs related to system services

8.6.1 System and device security

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Time master	This LN shall be used to provide the time to the system (configuration, setting and synchronization)	STIM	n.a.	
Physical channel supervision	This LN shall be used to model common issues for physical communication channels. It is instantiated for each physical channel or each pair of link level redundant physical channels.	LCCH	LCCH	Physical communication channel supervision
System supervision	LN shall be used to start, collect and process all data for system supervision	SSYS	n.a.	
Test generator	LN shall be used to start tests by using process signals but avoiding any impact on the process (blocking of process outputs)	GTES	n.a.	

System functions like time synchronization and system supervision are requirements from the Substation automation system and have to be supported by the standard. Depending on the selected stack these support functions maybe provided from a level below the application. The Test generator (GTES) is depending on the function to be tested and, therefore, declared as a generic logical node.

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
General security application	Containing logs about security violations	GSAL	GSAL	Generic security application

8.6.2 Switching devices

The switchgear related logical nodes represent the power system, i.e. the world seen by the substation automation system via the I/Os. Using switchgear related LNs means a dedicated grouping of I/Os predefined according to a physical device like a circuit breaker (see CB below).

Logical node	IEEE	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
The LN “circuit breaker” covers all kind of circuit breakers, i.e. switches able to interrupt short circuits – without point-on-wave switching capability – with point-on-wave switching capability	52	AC circuit breaker is a device that is used to close and interrupt an a.c. power circuit under normal conditions or to interrupt this circuit under fault or emergency conditions. There is an XCBR instance per phase. These three instances may be allocated to three physical devices mounted in the switchgear.	XCBR	XCBR	Circuit breaker
The LN “switch” covers all kind of switching devices not able to switch short circuits – Load breakers – Disconnectors – Earthing switches – High-speed earthing switches	29	Line switch is a switch used as a disconnecting, load-interrupter, or isolating switch on an a.c. or d.c. power circuit. There is an XSWI instance per phase. These three instances may be allocated to three physical devices mounted in the switchgear.	XSWI	XSWI	Circuit switch
These logical nodes represent the mentioned switching devices and related equipment with their entire inputs, outputs and communication relevant behaviour in the SA system.					

8.6.3 LN for supervision and monitoring

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Insulation Medium Supervision	LN to supervise the insulation medium e.g. the gas volumes of GIS (Gas Insulated Switchgear) regarding density, pressure, temperature, etc.	SIMS	SIMG	Insulation medium supervision (gas)
			SIML	Insulation medium supervision (liquid)
Supervision, monitoring and diagnostics for arcs	LN to supervise the gas compartments of GIS (Gas Insulated Switchgear) regarding arcs switching or fault arcs	SARC	SARC	Monitoring and diagnostics for arcs
Supervision, monitoring and diagnostics for partial discharge	LN to supervise the gas volumes of GIS (Gas Insulated Switchgear) regarding signatures of partial discharges	SPDC	SPDC	Monitoring and diagnostics for partial discharges
Supervision of temperature	Logical node STMP shall be used to represent various devices that supervise the temperatures of major plant objects. It provides alarm and trip / shutdown functions. If more than one sensor (LN TTMP) is connected the LN STMP shall be instantiated for each sensor.	STMP	STMP	Temperature supervision
Supervision, monitoring and diagnostics of vibrations	Logical node SVBR shall be used to represent various devices that supervise the vibrations in rotating plant objects such as shafts, turbines, generators etc. It provides alarm and trip / shutdown functions. If more than one sensor (LN TVBR) is connected, the LN SVBR shall be instantiated for each sensor.	SVBR	SVBR	Vibration supervision
Circuit breaker supervision	This function supervises the operation of the circuit breaker and provides data about the circuit breaker status and maintenance like the switch current load, contact abrasion and increasing time delays indicating ageing.	SCBR	SCBR	Circuit breaker supervision
Switch supervision	This function supervises the operation of a switch (isolator or earthing switch) and provides data about the switch breaker status and maintenance like the contact abrasion and increasing time delays indicating ageing.	SSWI	SSWI	Circuit switch supervision
Switch drive supervision	This function supervises the operation mechanism of switches and provides data about the operation mechanism status, ageing and maintenance request. Today, different technologies for operating mechanisms are available. Typically operating mechanisms for circuit breakers contain energy storage to provide the required switching energy within a short time. Examples for today's storage medias are springs or compressed gas. To operate the switch, the energy is transferred by means of a mechanical linkage or hydraulics. A charger motor is used to compensate for energy losses due to leakages or to recharge the storage (hydraulics, spring) after a switch operation. The data provided cover the status of the relevant components both of the hydraulic and the spring system. The data available slightly differ depending on the used technology. This LN can also be used for supervision function of a simple operating mechanism that is directly driven by a motor.	SOPM	SOPM	Supervision of operating mechanism
Tap changer supervision	This function is used for supervision of tap changer. It provides data about the operation mechanism status, ageing and maintenance request. Depending on the used technology the data refer to motor drive load, contact abrasion, oil flow, vacuum status, etc.	SLTC	SLTC	Supervision of operating mechanism
Power transformer supervision	This LN is used for supervision of power transformer. It provides data about the transformer status, ageing (remaining life time) and maintenance request. This LN provides mainly data about the temperatures; other data relevant for the transformer are given e.g. in LN SIML (liquid oil) and SPTR (allocated tap changer).	SPTR	SPTR	Power transformer supervision
These logical nodes represent the mentioned supervision with their entire inputs and communication relevant behaviour in the SA system.				

8.6.4 Instrument transformers

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Current transformer	There is one instance per phase. These three/four instances may be allocated to different physical devices mounted in the instrument transformer per phase.	TCTR	TCTR	Current transformer
Voltage transformer	There is one instance per phase. These three/four instances may be allocated to different physical devices mounted in the instrument transformer per phase.	TVTR	TVTR	Voltage transformer
These logical nodes represent the mentioned instrument transformers with all its data and related settings (if applicable), and communication relevant behaviour in the SA system.				

8.6.5 Position sensors

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Angle	Logical Node TANG shall be used to represent a measurement of an angle between two objects (one of which might be a theoretical vertical or horizontal line). The measurement can be returned optionally as degrees or radians (° or rad)	TANG	TANG	Angle
Axial displacement	This LN shall be used to represent an axial displacement value. The axial displacement can, depending on the application, be either longitudinal or transverse to the shaft. This sensor is often used together with vibration sensors as input to a vibration monitoring system.	TAXD	TAXD	Axial displacement
Distance	This LN shall be used to represent a measurement of the distance to an object that can move. It is intended to provide a measurement between a fixed location and a movable object.	TDST	TDST	Distance
Movement	This LN shall be used to represent a measurement of movement or speed. It is intended to provide measurements of the speed in m/s with which two objects (one of which may be fixed) are moving in relation to each other.	TMVM	TMVM	Movement sensor
Position indication	This LN shall be used to represent the position of a movable device, actuator or similar. The position is given as a percentage of the full movement of the device being monitored. Compare with TDST that returns the distance in m.	TPOS	TPOS	Position indicator
Rotation transmitter	This LN shall be used to represent the rotational speed of a rotating device. Different measurement principles may be used, the presented result is however the same.	TRTN	TRTN	Rotation transmitter

8.6.6 Material status sensors

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Frequency	This LN shall be used to represent a measurement of frequency. It is intended for any frequency that is not related to electrical a.c. measurements. It can be used for example for sound measurements, vibrations and timing of repeated occurrences. If a pure vibration is to be measured, where the movement rather than the frequency is of interest, the TVBR logical node is recommended.	TFRQ	TFRQ	Frequency
Humidity	This LN shall be used to represent a measurement of humidity in the media that is monitored. The result is given in percentage of maximum possible humidity.	THUM	THUM	Humidity
Magnetic field	This LN shall be used to represent a measurement of the magnetic field strength at the place where it is located.	TMGF	TMGF	Magnetic field
Temperature	This LN shall be used to represent a single temperature measurement.	TTMP	TTMP	Temperature sensor
Mechanical tension Mechanical stress	This LN shall be used to represent a measurement of the mechanical tension in an object.	TTNS	TTNS	Mechanical tension / stress
Pressure	This LN shall be used to represent the pressure in a gas. Different measurement principles may be used, the presented result is however the same.	TPRS	TPRS	Pressure sensor
Vibration	This LN shall be used to represent a vibration level value. In case the vibration can be defined as a frequency, the TFRQ logical node could be used instead.	TVBR	TVBR	Vibration sensor

8.6.7 Flow status sensors

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Liquid flow	Logical Node TFLW shall be used to represent a measurement of media flow rate through the device where it is located.	TFLW	TFLW	Liquid flow
Media level	This LN shall be used to represent a measurement of the media level in the container where it is located. The level is expressed as a percentage of the full container.	TLVL	TLVL	Media level
Sound pressure	This LN shall be used to represent the sound pressure level at the location where the sensor is located.	TSND	TSND	Sound pressure sensor
Water acidity	This LN shall be used to represent a water pH level value.	TWPH	TWPH	Water acidity

8.6.8 Generic sensors

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Generic sensor	Logical Node TGSN shall be used to represent a generic sensor if there is no specific sensor available. It can also be used for modelling the health and name of an external equipment (sensor).	TGSN	TGSN	Generic sensor

8.6.9 Power transformers

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Power transformer	Connects in different configurations (Δ , Y, two/three windings) the voltage levels of the power system.	YPTR	YPTR	Power transformer
Tap changer	Device allocated to YPRT allowing changing taps of the winding for voltage regulation.	YLTC	YLTC	Tap changer
Earth fault neutralizer (Petersen coil)	Variable inductance (plunge core coil) allowing adaptive grounding of transformer star point to minimize the ground fault current.	YEFN	YEFN	Earth fault neutralizer (Petersen coil)
Power shunt	To bypass the resistor of a resistive grounded transformer star point for fault handling.	YPSH	YPSH	Power shunt
These logical nodes represent the mentioned power transformers and related equipment with all its data and related settings (if applicable), and communication relevant behaviour in the SA system.				

8.6.10 Further power system equipment

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Auxiliary network	Generic node for information exchange with auxiliary networks (power supplies)	ZAXN	ZAXN	Auxiliary network
Battery	Provides data about battery status and for control of the charging/de-charging cycles	ZBAT	ZBAT	Battery
Bushing	Provides properties and supervision of bushings as used for transformers or GIS-line connections	ZBSH	ZBSH	Bushing
Power cable	Supervised power system element	ZCAB	ZCAB	Power cable
Capacitor bank	Controls reactive power flow	ZCAP	ZCAP	Capacitor bank
Converter	Frequency conversion including AC/DC conversion	ZCON	ZCON	Converter
Generator	Generic node for information exchange with generators	ZGEN	ZGEN	Generator
Gas isolated Line (GIL)	Mixture of data from SIMS, SARC and SPDC	ZGIL	ZGIL	Gas insulated line
Power overhead line	Supervised overhead line	ZLIN	ZLIN	Power overhead line
Motor	Generic node for information exchange with motors	ZMOT	ZMOT	Motor
Reactor	Controls reactive power flow	ZREA	ZREA	Reactor
Resistor	Logical Node ZRES shall be used to represent an ohmic resistor. A typical application is the resistor of the star point (a neutral resistor). This resistor is normally not controlled.	ZRES	ZRES	Resistor
Rotating reactive component	Controls reactive power flow	ZRRC	ZRRC	Rotating reactive component
Surge arrester	Generic node for information exchange with surge arrestors	ZSAR	ZSAR	Surge arrester
Semi-conductor controlled rectifier	Logical node ZSCR shall be used to represent a controllable rectifier. A typical use is to provide the controllable d.c. current within an excitation system.	ZSCR	ZSCR	Semi-conductor controlled rectifier
Synchronous machine	Logical node ZSMC shall be used to represent any type of synchronous machine. The logical node only includes rating data.	ZSMC	ZSMC	Synchronous machine
Thyristor controlled frequency converter	Frequency conversion including AC/DC conversion	ZTCF	ZTCF	Thyristor controlled frequency converter
Thyristor controlled reactive component	Controls reactive power flow	ZTCR	ZTCR	Thyristor controlled reactive component

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
These logical nodes represent the mentioned power system equipment with all its data and related settings (if applicable), and communication relevant behaviour in the SA system. Since entities like generators are outside the scope of this standard for substations and are described by one single LN only. If the data exchange needs more details, these have to be covered by appropriated PICOMs or the additional use of generic LNs like GGIO.				

8.6.11 Generic process I/O

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Generic I/O	Outputs like analogue outputs, auxiliary relays, etc. not covered by the above-mentioned switchgear related LNs are sometimes needed. On the other side, there are additional I/O's representing not predefined devices like horn, bell, target value etc. There are input and outputs from non-defined auxiliary devices also. For all these I/O's, the generic logical node GIO is used to represent a generic primary or auxiliary device (type X..., Y..., Z...).	GGIO		

8.7 Mechanical non-electrical primary equipment

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Fan	Logical node KFAN shall be used to represent a fan. It can be seen as an extended nameplate that allows the temporary setting of data object.	KFAN		Fan
Filter	Logical node KFIL shall be used to represent a (mechanical) filter. It can be seen as an extended nameplate that allows the temporary setting of data object.	KFIL		Filter
Pump	Logical node KPMP shall be used to represent a pump. It can be seen as an extended nameplate that allows the temporary setting of data objects.	KPMP		Pump
Tank	Logical node KTNK shall be used to represent the physical device of a tank, such as a hydraulic oil tank. The tank can be pressurized or not. If used to represent a tank for pressurized gas, only the pressure MV will be used. If used for an oil sump, only the level MV will be used. For a simple level sensor, the SLVL logical node can be used instead.	KTNK		Tank
Valve	Logical node KVLV shall be used to represent a valve or gate where the position can be given as a percentage of full open position (optionally, the angle 0°-90° may be used).	KVLV		Valve control

9 The application concept for logical nodes

9.1 Example out of the domain substation automation

The application concept for logical nodes is demonstrated in the domain substation automation. All modelling features are found in the parts IEC 61850-7-1 to IEC 61850-7-4. More dedicated application examples for the domain substation automation and other utility automation domains will be given in the scheduled parts IEC 61850-7-5xx.

9.2 Typical allocation and use of logical nodes

9.2.1 Free allocation of LNs

The free (arbitrary) allocation of functions or LNs respectively is not restricted to the common level structure. The levels below are mentioned for convenience only. All the figures shown with these levels are examples only demonstrating the requested flexibility and interaction.

9.2.2 Station level

These logical nodes represent the station level, i.e. not only the station level IHMI, but all other functions like station wide interlocking (CILO), alarm- and event handling (CALH), station-wide voltage control (ATCC), etc. The most common prefix is I, but others like A and C may appear also.

9.2.3 Bay level

These logical nodes represent the bay level control and automatic functions (e.g. CILO, ATCC, MMXU, CSWI) of the system same as the most protection LN (e.g. PDIS, PZSU, PDOC). Therefore, for combined control and protection devices, the protection LN appears here together with the control LN. In case of no process bus as very common today, the LNs of bay level and process level appear together in one single physical device. The XCBR represents now the I/O card functionality and the CSWI the control processor functionality. The most common prefixes are P, C and A, but others like X may appear also.

9.2.4 Process/switchgear level

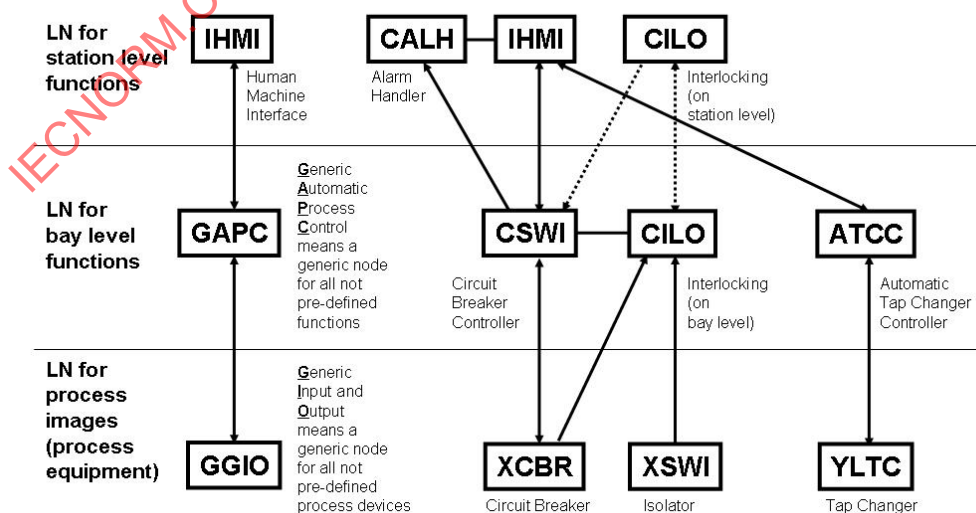
These logical nodes represent the power (primary) system, i.e. the power system world as seen from the secondary system via the I/Os. They may contain some simple functionality like device-related supervision and blocking also. In case of intelligent I/Os, logical nodes from the bay level may move down to the process level also. The most common prefixes are X, Y and Z.

9.2.5 The use of generic logical nodes

Generic Logical Nodes are requested to provide data for functions which are not standardized by Logical Nodes with semantic meaning. Generic logical nodes shall not be used instead of Logical Nodes with semantic meaning since such an approach would make interoperability much more complicated. This strong restriction is valid both for the implementers creating IEDs and for the users writing specifications.

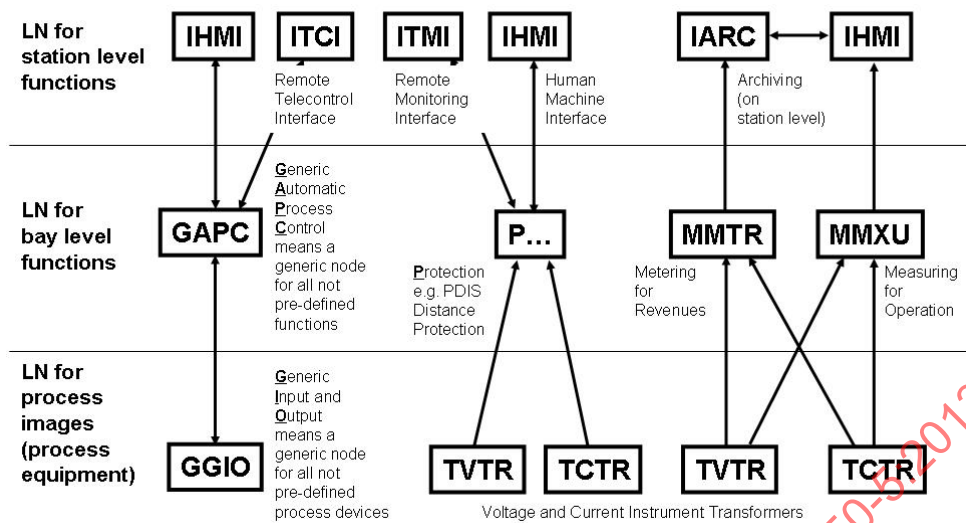
9.3 Basic examples

In the following figures (Figure 7, Figure 8) some basic examples for system modeling with Logical Nodes are given.



IEC 2385/12

Figure 7 – Decomposition of functions into interacting LNs on different levels: Examples for generic automatic function, breaker control function and voltage control function

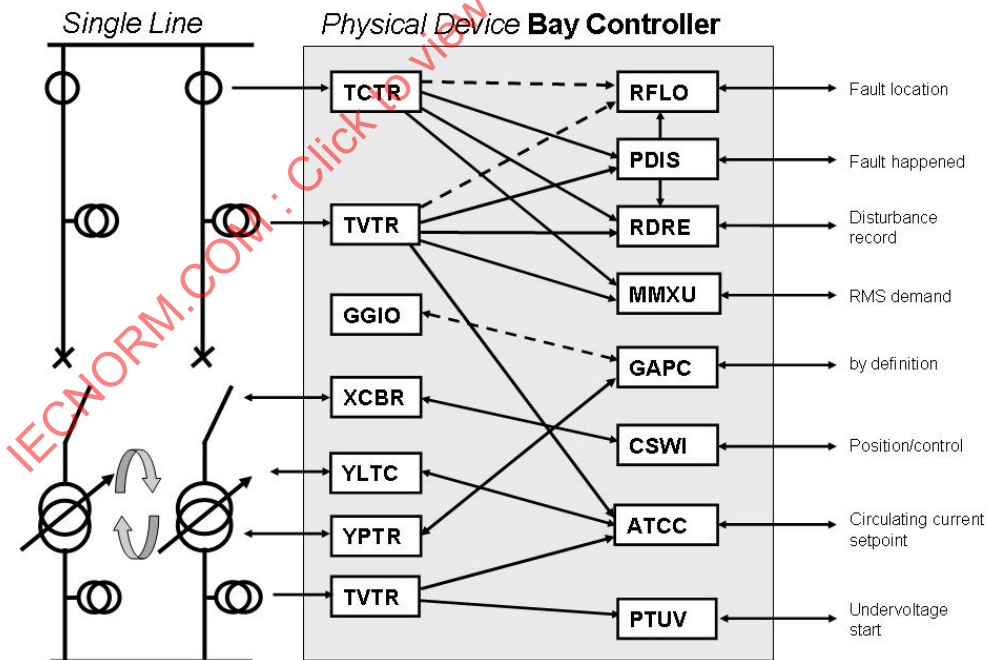


IEC 2386/12

**Figure 8 – Decomposition of functions into interacting LN on different levels:
Examples for generic function with telecontrol interface,
protection function and measuring/metering function**

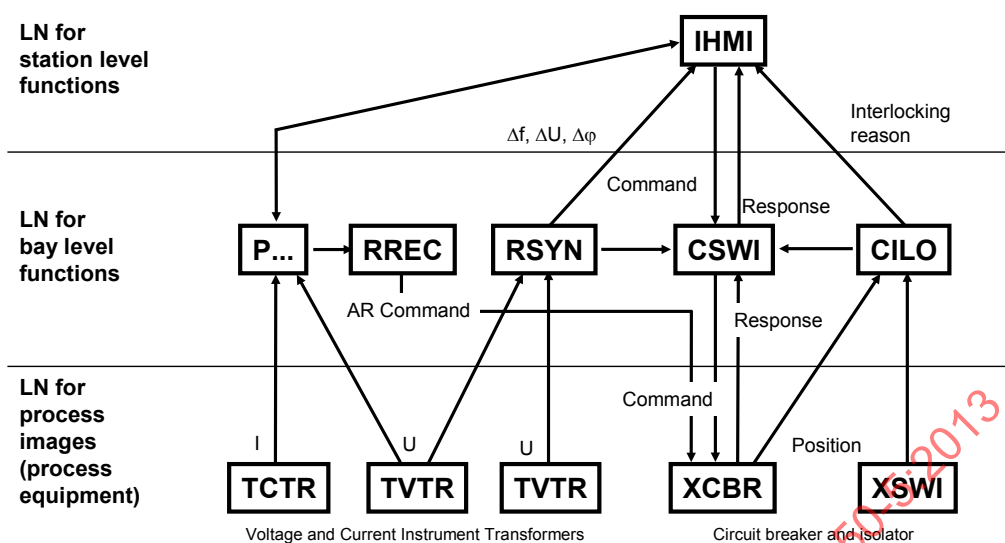
9.4 Additional examples

In the following figures (Figure 9, Figure 10, Figure 11 and Figure 12) some examples for modeling more complex functions and system parts with logical nodes are given.



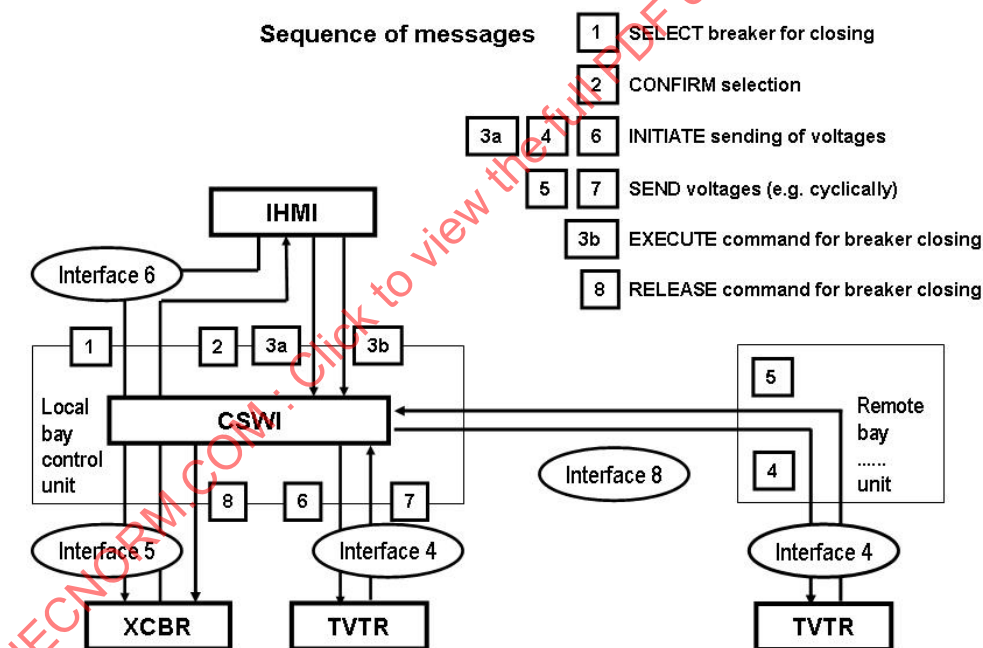
IEC 2387/12

Figure 9 – Example for control and protection LNs of a transformer bay combined in one physical device (some kind of maximum allocation)



IEC 2388/12

Figure 10 – Example for interaction of LNs for switchgear control, interlocking, synchrocheck, autoreclosure and protection (Abbreviation for LN see above)



IEC 2389/12

Figure 11 – Example for sequential interacting of LNs (local and remote) for a complex function like point-on-wave switching (Abbreviations for LN see above) – Sequence view

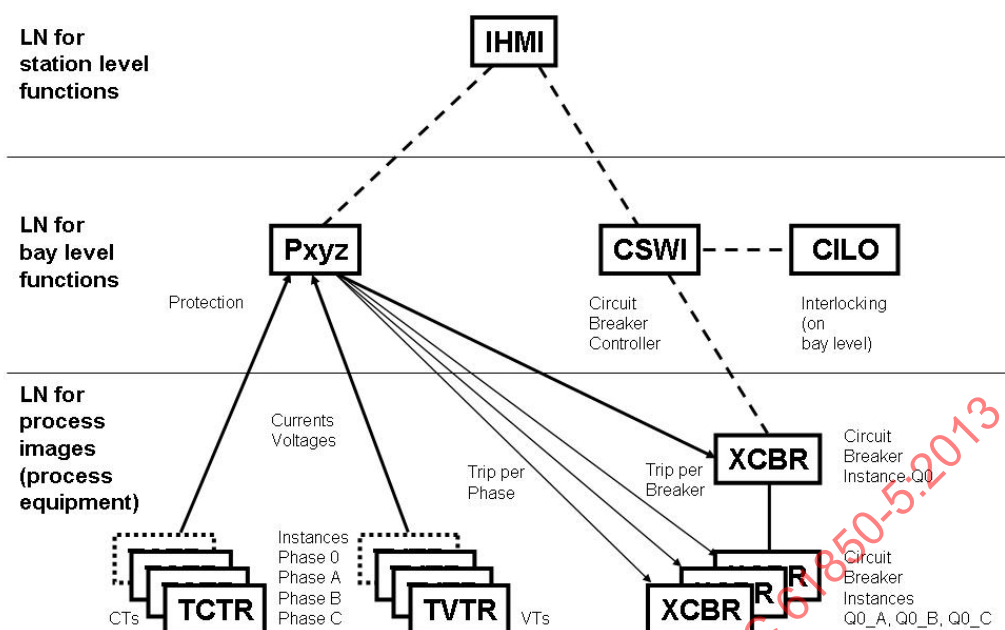


Figure 12 – Circuit breaker controllable per phase (XCBR instances per phase) and instrument transformers with measuring units per phase (TCTR or TVTR per phase)

IEC 2390/12

9.5 Modelling

9.5.1 Important remarks

All the modelling for implementation is defined in IEC 61850-7-x series. The following remarks help show some important points of the relationship between Part 5 and Part 7.

9.5.2 Object classes and instances

The LNs described here provide the common functionality for all implementations, i.e. they represent in terms of object modelling LN classes. In a real implementation the LNs appear single or multiple as individuals (individual identification, individual data to be exchanged), i.e. they represent in terms of object modelling LN instances.

9.5.3 Requirements and modelling

The communication requirements described in this standard are independent from any modelling. To reach the goal of interoperability, a proper modelling as basis for the implementation of this standard is requested and described in IEC 61850-7 series.

9.5.4 LN and modelling

The logical nodes in Part 5 are defined by the requirements only. If a client-server model is used for the modelling, some of the interface LNs like IHMI, ITCI, and ITMI may appear as clients and, therefore, will not be modelled having no data objects.

The introduction of additional structures like logical devices (see Part 7) being composed of logical nodes is not an application requirement but may be helpful for the modelling.

Split and combinations of logical nodes for more convenient modelling do not impact the requirements.

9.5.5 Use of LN for applications

Informative examples how to use Logical Nodes for applications will be given in parts of IEC 61850-7-5 (basic applications) and IEC 61850-7-5xx (domain specific applications) referring to the full modelling definitions of IEC 61850-7-1, IEC 61850-7-2, IEC 61850-7-3 and IEC 61850-7-4.

10 System description and system requirements

10.1 Need for a formal system description

Where the data potentially coming from (sending LN) and going to (receiving LN), i.e. the static structure of the communication system has to be engineered or negotiated during the set-up phase of the system. All functions in the IEDs have to know what data to send when and what data they need from functions in other IEDs to be able to fulfil their functions. To control the free allocation of functions respectively logical nodes and to create interoperable systems, a strong formal device and system description for communication engineering shall be provided. Such a description (System Configuration description Language) is defined in Part 6 of this standard (IEC 61850-6). This formal description shall also support the data exchange between different tools if applicable.

10.2 Requirements for logical node behaviour in the system

As indicated already above each “receiving” function represented by the “receiving LN” shall know what data is needed for performing his task; i.e. it shall be able to check if the delivered data are complete and valid having the proper quality. In real-time power utility automation systems like in substation automation, the most important validity criterion is the age of the data. The sending LN may set most quality attributes. The decision if data are “old” is the genuine task of the receiving LN. Missing or incomplete information belongs also to this requirement since in this case no data with an acceptable age are available. Therefore, the requirements for communication providing interoperability between distributed LNs are reduced to the standardization of the data to be available or needed and the assignment of validity (quality) attributes in an appropriate data model as defined in Part 7 of this series (IEC 61850-7-x).

The requirements mentioned above imply that the sending LN is also the source of the primary data, i.e. it keeps the most actual values of these data, and the receiving LN is processing these data for the allocated functionality. In case of mirrored data (data base image of the process, proxy server, etc.) these mirrored data shall be kept as actual (“valid”) as needed by the function using these data.

In case of corrupted or lost data, the receiving LN cannot operate in a normal way but may be in a degraded mode. Therefore, the behaviour of the LN both in the normal and degraded mode has to be indicated and well defined but the degradation behaviour of the function has to be designed individually depending on the function and is beyond the scope of this standard. Also the other LNs of the distributed function and the system supervision including HMI shall be informed about this degradation by a standardized message or proper data quality attributes to take the actions requested. If there is e.g. enough time, a request for sending valid data could be sent out also (retry). The detailed sequential behaviour of the distributed functions cannot be standardized at all and is seen as local issue.

Examples of data based complex interoperability are the different interlocking algorithms (e.g. Boolean or topology based interlocking) which can be performed with the same data set (the position indications of the switchgear). The reaction of the receiver beyond blocking or releasing the intended switchgear is a local issue like in the cases of unclear switch position indication.

Since the logical node concept covers all essential requirements in a consistent and comprehensive way, this concept itself is seen as a requirement, which shall be used in the detailed modelling given in Part 7 of this series (IEC 61850-7-x).

11 Performance requirements

11.1 Message performance requirements

11.1.1 Basic definitions and requirements

11.1.1.1 General

The communication between LNs is performed by many individual messages described by thousands of individual PICOMs (see Annex A and Annex B). Nevertheless, there are a lot of similarities between these PICOMs, e.g. all PICOMs describing trips have besides the individual sources more or less the identical communication requirements as described by the PICOM attributes. Therefore, the classification of PICOMs according to these similar requirements provides a comprehensive overview on the requirements, supports a strong modelling, facilitates implementation and defines verifiable message performance requirements.

In a first step, all PICOMs from the most LNs of the domain substation automation as example are identified and allocated to a PICOM type using a common purpose and having common attributes. The result is found in the Table B.2.

The resulting PICOM types with their most important common attributes are given in Table B.3. The broad range of transfer time requirements reflects the individual needs of the application functions. Since the higher requirements cover always the lower ones, these requirements may be condensed in requirement classes. The resulting figures for the message types are introduced below.

For the user of the system, the performance of the local and distributed functions is of interest i.e. the sum of the processing and communication time. Since IEC 61850 standardizes not the functions but only the communication, an appropriate definition of the maximum time allowed for the data exchange called “overall transfer time” is needed and defined in 11.1.1.4 below.

For defining time stamps and transfer times the basic requirements for the definition of time and time synchronization have to be clear. These requirements are stated below in 11.1.1.2 and 11.1.1.3. Transfer time requirements are system requirements, time stamp requirements are device requirements but refer to the system support function “Time synchronization”.

In 11.2 below the PICOM types are condensed into message types. The range of their attributes is structured by performance classes. Some hints to typical applications and interface allocation are given also.

Introduction and use of message types is described in 11.1.2.1, introduction and use of performance classes is described in 11.1.2.2.

System performance requirements shall be tested also e.g. with system simulators. Their testing shall be properly addressed in the conformance testing part (IEC 61850-10).

IEC 61850 is not only applicable inside the substation or plant according to the application domain of interest like “substation” or any other local system but also between such IEC 61850 islands. Examples are the communication between substations (e.g. for “teleprotection”) or between the substation and the network control centre (e.g. for “telecontrol”). Therefore, the message performance requirements are applicable in principle also for larger distances depending on the functions to be supported, but the requirements inside local islands are often more demanding than in between.

11.1.1.2 Time and time synchronization

IEC 61850 compatible devices from multiple vendors may not only be found in substations but also everywhere in the power system. Therefore, a common format for time tagging done by all these devices shall be used. It shall be possible to compare the sequence of events in the system for any kind of event analysis. The resulting requirement is that the time between the IEDs respectively the clocks within all these IEDs is synchronized for a coherent time zone with reasonable accuracy.

If analogue data are used for calculations like impedance (voltage and current for distance protection) or difference (two or more currents for differential protection) their corresponding samples shall be time coherent by synchronized sampling. The resulting requirement is that the time between the IEDs respectively the clocks within all IEDs providing the samples is synchronized for a coherent time zone with reasonable accuracy.

Specific requirements for the time model and time format are as follows:

- a) Depending on the application, different time accuracies are required. These requirements are defined below.
- b) The time stamp shall be based on an existing time standard. UTC is generally accepted as the base time standard.
- c) The time model shall be able to track leap seconds and provide enough information to allow the user to perform delta time calculation for paired events crossing the leap second boundary.
- d) The time stamp model shall contain sufficient information that would allow the client to compute a date and time without additional information such as the number of leap seconds from the beginning of time in the used time standard.
- e) The timestamp information shall be easily derived from commercially available time sources like GPS.
- f) The overall time model shall include information to allow the computation of the local time.
- g) The time model shall allow for $\frac{1}{2}$ hour offset of the local time.
- h) The time model shall indicate whether Daylight Saving is in effect or not.
- i) The format shall last at least 100 years.
- j) The timestamp format shall be compact and easily machine manipulated.

Specific requirements for the time synchronization are as follows:

- 1) The time for time synchronization shall be easily derived from a global time reference system like GPS.
- 2) The accuracy is always the difference between the master clock (GPS) and the slave clock in the device (IED) hosting the application function i.e. $\Delta t_{acc} = |t_{master} - t_{slave}|$. Therefore, the maximum time difference between two IEDs is $2 \Delta t_{acc}$ since the difference between the master clock and the slave clock may have a different sign for two IEDs.
- 3) The time synchronization procedure shall fulfil the performance classes according to Table 2 in 11.1.3.3 as far as applicable.
- 4) The telegrams for time synchronization should use the same communication infrastructure as the data exchange to facilitate both the IED and the communication system design.

These basic time requirements are system requirements but the system consists of devices. Therefore, the devices shall support these requirements if applicable.

11.1.1.3 Event time definition

There are three different kinds of events which need dedicated time allocation procedures:

- If an event is defined as result of computation (internal or calculated event) the allocation of time (time tagging) shall be done immediately when the result is available within the time resolution of the clock. No special measures are needed. It should be noted that the time tag accuracy cannot be higher than the clock time resolution. The time stamp difference of calculated result from the process inputs mirrors the calculation (cycle) time.
- If an event is defined as change of a binary input also the delay of the debounce procedure for the input contact has to be considered. The event time shall be locally corrected, i.e. the time stamp shall give the event time before debouncing. The event is caused from outside the IED (intelligent electronic device) but the time resolution cannot be higher than the input supervision cycle which is at least by definition independent from the computation cycle of any application function.
- If an event is defined as change of an analogue input the delay of the filtering procedure of the input circuit has to be considered. The event time shall be locally corrected. The event is caused by the limit supervision of data from outside IED but the time resolution cannot be higher than the analogue input supervision cycle inside the IED which is at least by definition independent from the computation cycle of any application function.
- Results from computations and changes causing events shall be monitored and detected at least in time intervals corresponding to the accuracy class of the time stamp stated. Otherwise, the accuracy of the time stamp has no meaning. This requirement is valid for all IEDs which claim conformance with IEC 61850 series.

This strong event time definition results from the requirements that the time tag of the transmitted binary or analogue events/values

- shall be as accurate as possible for post-fault/failure event sequence analysis,
- shall need no correction at the receiver.

11.1.1.4 Transfer time

11.1.1.4.1 Basic definitions

The complete transfer time t is specified as complete transmission time of a message including the handling at both ends (sender, receiver). The time counts from the moment the sender puts the application data content on top of its transmission stack (coding and sending) up to the moment the receiver extracts the data from its transmission stack (receiving and decoding). These coding/decoding processes may be handled by the main processor or by a dedicated communication processor (outside the scope of the standard). This requirement is independent from the stack selected in other parts of the series.

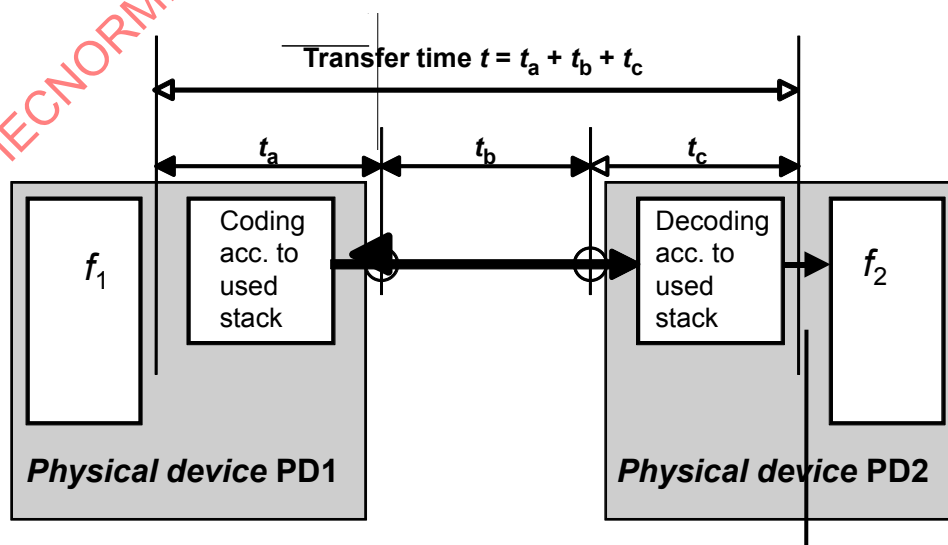


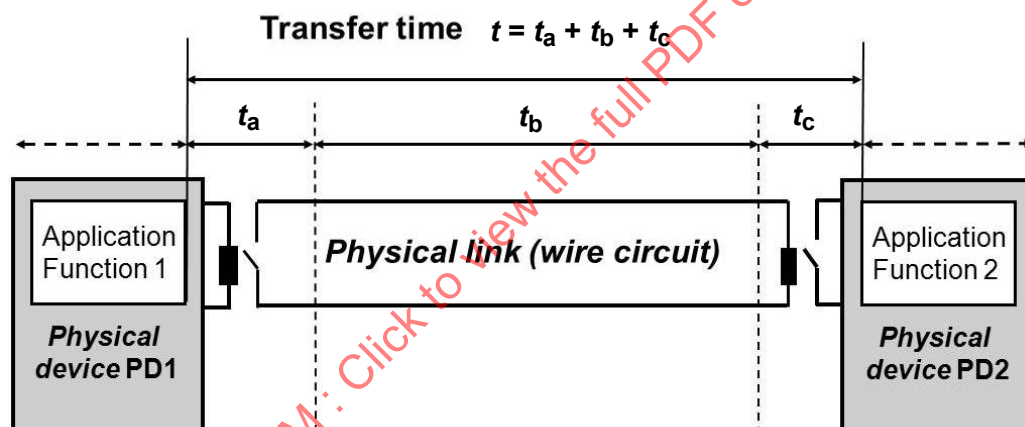
Figure 13 – Definition of "overall transfer time" t and indication of processing times

This time definition is applicable for the complete transmission chain as indicated in Figure 13. In physical device PD1, a function f_1 sends data to another function f_2 , located in physical device PD2. The overall transfer time t will however consist of the individual times of the stack processing (t_a , t_c) and of the network transfer time (t_b). The network transfer time (t_b) includes waiting times and time delays caused by routers and other active communication devices being part of the complete communication path.

The coding and decoding times in Figure 13 refer to the contact times (electromechanical relays) in Figure 14 for IEDs connected by hardwires including the conversion of binary contact positions from and to digital data (B/D conversion). For analogue values, they represent the A/D conversion (see 11.1.3.2). If collisions or losses have to be compensated e.g. by repetitions also these times contribute, mostly leading to a statistical distribution of the transfer time length.

11.1.1.4.2 Processing vs. transfer time

To react on the process after a stimulus from the process, also the processing time is of interest for the user. An example is a distributed protection function consisting of two physical devices having current and/or voltage as input and the trip as output. Since the communication is important but an auxiliary function only, the transfer time shall be normally small compared to the processing times: $t \ll t_{f1} + t_{f2}$.

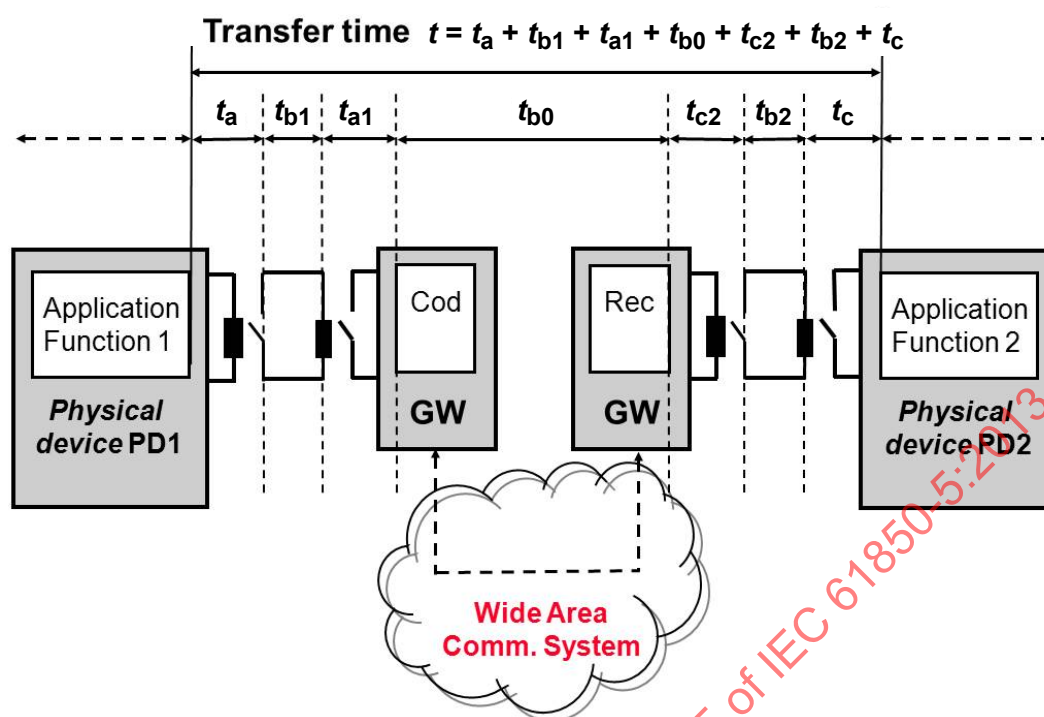


IEC 2392/12

Figure 14 – Transfer time for binary signal with conventional output and input relays

11.1.1.5 Transfer times for substation-substation connections

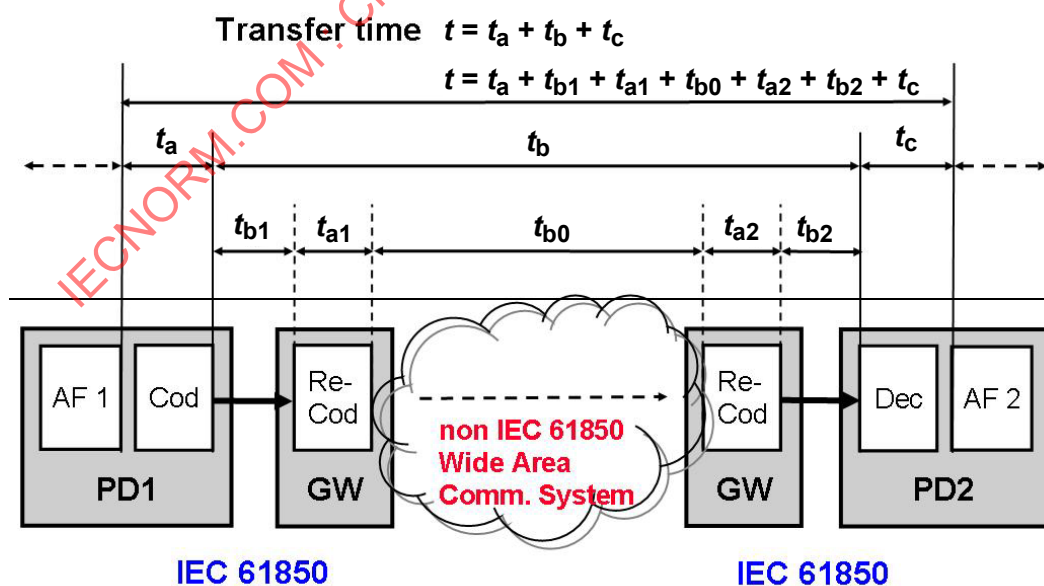
If the connection between two IEDs is a direct link, the time t_b for distances within substations and in power systems is negligible since the signal speed is – depending on the transmission mode and the impedance of the line for the signals of this mode – in between 2/3 and the full speed of light i.e. about between 200 million and 300 million meters per second. If there are switches, routers and other active communication devices in the communication path their processing times contribute reasonable to the network transfer time t_b . If collisions or losses have to be compensated e.g. by repetitions also these times contribute, mostly leading to a statistical distribution of the transfer time length.



IEC 2393/12

Figure 15 – Definition of transfer time t for binary signals in case of line protection

This is valid also for links beyond the substation boundary where the time delay in the interconnecting network is also part of t_b . In Figure 15 and Figure 16 some dedicated times contributing to t_b are shown. Contact times (Figure 15) are replaced by coding and decoding times (Figure 16). In case of full digital communication (Figure 16) coding and decoding for the Wide Area communication system are replaced by recoding for the Local Area communication.



IEC 61850

IEC 61850

IEC 2394/12

Figure 16 – Definition of transfer time t over serial link in case of line protection

The teleprotection operating time t_A in Figure 2 of IEC 60834-2:1993 is defined in about the same way as the transfer time t in this document.

All transfer time requirements are given by the needs of the application functions and, therefore, have to be kept in any case under normal conditions without disturbance. If these requirements kept it is an implementation issue if the transfer happens by some kind tunnelling the messages unchanged in case of broadband channels or by some kind of recoding in case of narrow band channels if applicable. The measures against disturbances are outside the scope of this standard.

Disturbances may need a logical reconnection of the communication link, repetition of messages or other means increasing the transfer time. This behaviour is a matter of the services defined in the IEC 61850-7-2 and of the implementation within the IEDs. Any possible delay has to be defined and considered for the transfer time. What normal and delayed transfer times are acceptable is depending on the project specification for functions.

11.1.1.6 Transmission of analogue signals

The definition of transfer times for binary signals refers to the related contact times. Analogue signals have no contacts but instead already in legacy systems A/D conversion. The difference is that digitized analogue data are normally not converted back to analogue ones after the transmission. The time requirements for transmission of analogue signals are the same as for binary ones.

11.1.1.7 Links to operator places

Operator places are connected already for a long time by serial links with devices for control, protection, monitoring and other functionalities. The requirements for such links are less demanding since they are related to the human operator response time ≥ 1 s.

11.1.2 Message types and performance classes

11.1.2.1 Introduction and use of message types

As mentioned above, the communication requirements in terms of PICOMs between LNs result in requirements for communication links within a Substation Automation System. Messages have a varying complexity regarding their content, length, allowed transfer time and security. Therefore, all the message types used by the actual messages will vary from moment to moment depending on the activity in the Substation Automation System or in systems of any other application domain.

The main difference between PICOMs and message types is that PICOMs refer to information transfer for only one single dedicated function and include both source and sink. The message types are based on a grouping of PICOMs according to common performance attributes and, therefore, define the performance requirements to be supported commonly for the complete group (see Annex B).

Since the message performance requirements are defined per message, they are valid independently from the size of the system. Since message requirements are given by the application functions using these messages it is of outmost importance that these requirements for each message are fulfilled in nearly any situation. The size of the system may have an impact how these requirements are fulfilled. This may need message priorities to fulfil also time critical performance requirements. Avalanche conditions may result for some time in increased transfer times. If this is acceptable has to be decided per project and – if not – fixed by the architecture of the communication system and communication parameters of the IEDs if applicable.

All requirements are valid under normal conditions without disturbed communication links. Such disturbances may need a logical reconnection of the communication link, repetition of messages or other means increasing the transfer time. This behaviour is given by the definition of services (IEC 61850-7-2) and by the selected stacks (IEC 61850-8-x and IEC 61850-9-x). How the disturbances are handled and to what extent the transfer times is increased is depending on the implementation. What can be tolerated is depending on the

application. This might mean that certain implementations are not suitable for certain applications.

11.1.2.2 Introduction and use of performance classes

To adapt to different requirements from different functions the message types are subdivided into performance classes.

For some messages types, there are e.g. two groups of function related performance classes identified i.e. one for control and protection focused and another one for metering and power quality. For other messages, there is a more dedicated dependence on functions.

Within any substation, not all communication links have to support the same performance classes. For example, station level events and process level samples for protection may have different requirements independent of each other. These links may be implemented in dedicated interfaces or in a common LAN. The common LAN shall fulfil all requirements of the communication links embedded in the LAN.

As reference for the class with the highest transfer time requirement the best operation time of an electro-mechanical contact (5 ms) is used. If no contact reference is applicable also higher performance values may be introduced.

For instantaneous analogue values like AC currents and voltages, the number of samples per time interval is requested by the function using the data. The transfer time delay has to be small enough that it does not influence the performance of the related function e.g. the fault clearance time of a protection (typically up to 40 ms).

The performance classes are numbered continuously across all message types. There is no explicit relationship to voltage levels or substation layouts.

11.1.2.3 Implementation issues

On a direct connection between two IEDs all messages travel with the same speed (refer to t_b in Figure 16). Different priorities and performances classes are not feasible. All active elements in the communication link like switches (if applicable) but also the sender and receiver at both ends of the link do some coding and decoding consuming time (refer to t_a and t_c in Figure 13) maybe different for the different message types. Different stacks and queues with different priorities may be needed to realize different performance classes. These implementation issues have to be considered in the relevant parts of the series (IEC 61850-8-x and IEC 61850-9-x) and in selecting active elements.

11.1.3 Definition of transfer time and synchronization classes

11.1.3.1 Transfer times classes for control and protection

The transfer time requirements for functions may be different depending on the voltage level and role of substation, i.e. on distribution and transmission level. These algorithmic requirements are important for the users but outside the scope of IEC 61850 series.

The relay (contact) operation time is small compared to the function performance time and, normally, the same both for transmission and distribution IEDs. The transfer time requested has to be so small that it does not influence the operation time of the function. Since for legacy solutions the transfer times over copper wires is the same both for distribution and transmission, the acceptable delay depends on the function but not on voltage level.

Table 1 – Classes for transfer times

Transfer time class	Transfer time [ms]	Application examples: Transfer of
TT0	>1 000	Files, events, log contents
TT1	1 000	Events, alarms
TT2	500	Operator commands
TT3	100	Slow automatic interactions
TT4	20	Fast automatic interactions
TT5	10	Releases, status changes
TT6	3	Trips, blockings

11.1.3.2 Analogue data for protection, control and metering

Analogue data for protection and control are mainly the actual voltages and currents. Since they are provided by instrument transformers or sensors directly from the power system they are often called raw data in contrast to r.m.s. values which are processed data.

In serial communication systems analogue data are digitized and transmitted as samples or, e.g. in case of continuous supervision of power system, current and voltage as sample stream. Therefore three performance figures characterize the analogue data i.e. sample rate, transfer time and accuracy. The requested performance figures are determined by the functions which are using this data.

Generally, the transfer time requested for analogue values has to be so small that it does not influence the operation time e.g. of the protection function using this data. Therefore, the classes for transfer times listed in Table 1 are applicable also for the transfer of analogue data. Regarding the fast operation requested for protection functions, at least for the current and protection the transfer time class TT6 is requested.

The accuracy i.e. how the primary signal is represented depends on the given sensing principle (magnetic, optic, etc.), of the sampling rate (may be a parameter) and on the dynamic response of the A/D conversion (frequency response and step response depending on the conversion algorithm). This accuracy is outside the scope of IEC 61850 series.

If the transfer rate is identical with the sampling rate creating the sample stream and the bit resolution high enough for the requested accuracy, the accuracy figures of the analogue data are not influenced by the communication. Normally, the common 16 bit resolution covers all accuracy requirements generally in power systems and especially in substation automation systems. The samples stream shall be usable by functions like protection same as the hardwired analogue values. The implementation of the serial communication shall provide enough bandwidth for the applied data streams.

If data from different analogue measuring points (different sample streams) have to be processed together like currents for differential protection, these data have to be provided time coherent i.e. either time tagged or synchronized sampled with reasonable high precision. The requirement classes for time synchronization are given in 11.1.3.3.

The accuracy for protection, measurement, revenue metering, power quality supervision and other functions are defined in many product standards outside the scope of IEC 61850 series.

11.1.3.3 Time synchronization classes

To get a correct sequence of events across different places in the power system a time tagging with a precise global time has to be provided. Therefore, all related devices shall be synchronized with the requested accuracy. Common for events is 1 ms.

To compare values from different places (e.g. currents for differential protection, synchrocheck) or to calculate expressions out of these (e.g. current and voltage for distance protection, actual power) these values have to be coherent with accuracy fitting to AC values. Common for analogue samples with 50 Hz or 60 Hz power frequency is 1 μ s

The different requirements may be ordered in classes as shown in Table 2.

For simplicity of definition and verification, the accuracy is defined as difference to a common time reference e.g. a global GPS based master clock.

Table 2 – Time synchronization classes for IED synchronization

Time synchronization class	Accuracy [μ s]	Phase angle accuracy for 50 Hz [$^{\circ}$]	Phase angle accuracy for 60 Hz [$^{\circ}$]	Fault location accuracy ^b [%]
TL ^a	> 10 000	> 180	> 216	n.a.
T0	10 000	180	216	n.a.
T1	1 000	18	21,6	7,909
T2	100	1,8	2,2	0,780
T3	25	0,5	0,5	0,195
T4	4	0,1	0,1	0,031
T5	1	0,02	0,02	0,008

^a TL stands for time synchronization "low".

^b Only considering the quotient of voltage and current with the time jitter of the given accuracy. Since details in the fault location algorithms are not considered this column indicates only some reasons for requiring certain time synchronization classes to reach a requested accuracy of the fault location. Reference for 100 % is the full line length.

The time synchronization classes may be allocated also to typical application functions which need time synchronization as shown in Table 3.

Table 3 – Application of time synchronization classes for time tagging or sampling

Time synchronization class	Accuracy [μ s] Synchronization error	Application
TL	> 10 000	Low time synchronization accuracy – miscellaneous
T0	10 000	Time tagging of events with an accuracy of 10 ms
T1	1 000	Time tagging of events with an accuracy of 1 ms
T2	100	Time tagging of zero crossings and of data for the distributed synchrocheck. Time tags to support point on wave switching
T3	25	Miscellaneous
T4	4	Time tagging of samples respectively synchronized sampling
T5	1	High precision time tagging of samples respectively high synchronized sampling

11.2 Messages types and performances classes

11.2.1 Type 1 – Fast messages (“Protection”)

11.2.1.1 General

This type of message typically contains a simple binary code containing data, command or simple message, for example "Trip", "Close", "Reclose order", "Start", "Stop", "Block", "Unblock", "Trigger", "Release", "State change", maybe "State" for some functions also. The receiving IED will normally act immediately in some way by the related function on receipt of this type of message since otherwise, no fast messages are needed. All such fast messages refer to time critical, protection like functions. Trips, blocks, releases and similar signals to the neighbouring substation (e.g. for line protection (voir CEI 61850-90-1)) belong to this class. Performance class P1 is typical for such messages inside the substation or any other local system, performance class P2 for messages in between.

11.2.1.2 Type 1A “Trip”

The trip is the most important fast message in the substation. Therefore, this message has more demanding requirements compared to all other fast messages. Same performance may be requested for interlocking, intertrips and logic discrimination between protection functions.

Performance class	Requirement description	Transfer time		Typical for Interface (IF ^a)
		Class	ms	
P1	The total transmission time shall be below the order of a quarter of a cycle (5 ms for 50 Hz, 4 ms for 60 Hz).	TT6	≤ 3	3,5,8
P2	The total transmission time shall be in the order of half a cycle (10 ms for 50 Hz, 8 ms for 60 Hz).	TT5	≤ 10	2,3,11

^a Interfaces according to Figure 2.

11.2.1.3 Type 1B “Others”

All other fast messages are important for the interaction of the automation system with the process but have less demanding requirements compared to the “trip”. The performance for automation functions are typically between the response time of operators (order of 1 000 ms) and of protection (order of 10 ms). This performance is also valid for such messages between ^a substations automation systems and other local systems.

Performance class	Requirement description	Transfer time		Typical for Interface (IF)
		Class	ms	
P3	The total transmission time shall be the order of one cycle (20 ms for 50 Hz, 17 ms for 60 Hz).	TT4	≤ 20	2,3,8,11

11.2.2 Type 2 – Medium speed messages (“Automatics”)

These are messages, as defined in 11.2.1, where the time at which the message originated is important but where the transmission time is less critical. It is expected that IEDs will have their own clocks. The message shall include a time-tag set by the sender, and the receiver will normally react after an internal time delay, which then will be calculated from the time given in the time-tag. Also normal “state” information belongs to this type of message. All such medium speed messages refer to less time critical automation related messages.

This type may include analogue values such as the r.m.s. values calculated from type 4 messages (samples). This performance type is also applicable for messages between substations for automatic functions.

Performance class	Requirement description	Transfer time		Typical for Interface (IF)
		Class	ms	
P4	The transfer time for automation functions is less demanding than protection type messages (trip, block, release, critical status change) but more demanding than operator actions.	TT3	≤ 100	2,3,8,9,11

11.2.3 Type 3 – Low speed messages (“Operator”)

This type includes complex messages that may require being time-tagged. This type should be used for slow speed auto-control functions, transmission of event records, reading or changing set-point values and general presentation of system data. Whether a time-tag is required (normally) or not (exception) will be stated by the actual application. Also time tagged alarms and events for normal alarm/event handling and non-electrical measurands like temperature belong to this type, but some automatics and values (e.g. pressure) may request message type 2. All such low speed messages refer to operator messages not time critical, referring to the slow response type of a human being (reaction time > 1 s).

Performance class	Requirement description	Transfer time		Typical for Interface (IF)
		Class	ms	
P5	The total transmission time shall be half the operator response time of ≥ 1 s regarding event and response (bidirectional)	TT2	≤ 500	1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10
P6	The total transmission time shall be in line with the operator response time of ≥ 1 s regarding unidirectional event	TT1	≤ 1 000	1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10

11.2.4 Type 4 – Raw data messages (“Samples”)

This message type includes the output data from digitizing transducers and digital instrument transformers independent from the transducer technology (magnetic, optic, etc.). The data will consist of continuous streams of synchronized samples from each IED, interleaved with data from other IEDs.

Transfer time means for the stream of synchronized samples a constant delay resulting in a delay for the functions using the samples e.g. for protection. Therefore, this transfer time shall be so small that no negative impact on application function is experienced.

Performance class	Requirement description	Transfer time		Typical for Interface (IF)
		Class	ms	
P7 ^a	Delay acceptable for protection functions using these samples	TT6	≤ 3	4,8
P8 ^b	Delay acceptable for other functions using these samples	TT5	≤ 10	2,4,8
^a equivalent to P1.				
^b equivalent to P2.				

11.2.5 Type 5 – File transfer functions

This type of message is used to transfer large files of data from disturbance recording, for information purpose, settings for IEDs, etc. Data shall be split in blocks of limited length, to allow for other communication network activities. Typically, the bit lengths of the file type PICOMs are equal or greater than 512 bits.

Performance class	Requirement description	Transfer time		Typical for Interface (IF)
		Class	ms	
P9	Transfer times for files are not critical. Typically, files with process data are used either for post-mortem analysis or for off-line statistics. Files with configuration data require a careful installation and check process. Therefore, no quick operator action of about 1 s is requested. Therefore, 10 000 ms fit very well the file transfer requirements.	TT0	≤ 10 000	1, 4, 5, 6,7,10

11.2.6 Type 6 – Command messages and file transfer with access control

This type of message is used to transfer control orders, issued from local or remote HMI functions, where a higher degree of security is required. All messages using interface 10 (remote control) and interface 7 (external technical services) shall include access control. This type of message is based on Type 3 but with additional password and/or verification procedures.

Performance class	Requirement description	Transfer time		Typical for Interface (IF)
		Class	ms	
P10 ^a	Type 3.P5 message with access control: The total transmission time shall be half the operator response time of ≥ 1 s regarding event and response (bidirectional)	TT2	≤ 500	1,3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10
P11 ^b	Type 3.P6 message with access control: The total transmission time shall be in line with the operator response time of ≥ 1 s regarding unidirectional event	TT1	≤ 1 000	1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10
P12 ^c	Type 5 message with access control: Transfer times for files are not critical. Typically, the time requirements are in the order of the operator response time (≥ 1 s) or of archives for post-mortem analysis (>> 1 s).	TT0	≤ 10 000	1, 4, 5, 6,7,10
^a equivalent to P5. ^b equivalent to P6. ^c equivalent to P9.				

These requirements for the transfer times are valid independently how many intermediate control levels represented by intermediated devices like IEDs and gateways are in between the remote HMI and the IED performing the command on the process.

If these command messages propagating over some intermediate control levels from the operator down to the switchgear or to some other controllable object they may be converted e.g. near process level to messages requesting Type 1 properties but the total transfer time requirements shall be fulfilled.

11.3 Requirements for data and communication quality

11.3.1 General remarks

Requirements for data and communication quality not mentioned explicitly in the first edition of this standard are valid also for communication over the substation LAN but get an increased importance by extending the IEC 61850 communication from LAN to WAN. To facilitate the comparison with the first edition of this standard these requirements are not integrated in the performance clause but kept separately in 11.3.

11.3.2 Data integrity

The background noise and electromagnetic interferences (EMI) may produce in both electronics and communication links errors in the digital data. In substations especially the operation of slow running switches (isolators, earthing switches) creates high-frequent noise by flashovers between the contacts which are amplified in GIS enclosures by reflections at the ends. Since electronics for substation automation systems and other power utility automation systems is built in metal closed IEDs which are also mostly installed in screening cubicles, the endangered parts are the communication network in between. Data integrity means that for a given error rate (e.g. caused by noise) the resulting undetected errors (residual error rate) remain below certain acceptable limits.

In communication networks, the resulting data degradation has traditionally been related to the signal noise. In cable-bound optical fibre data networks of high quality such as switched networks, failure modes within devices and transceivers outweigh transient noise on the medium in most cases. Therefore, this approach is not applicable in the same way.

Nevertheless, data integrity is expressed as a function of the residual error rate, regardless of its origin and place of infeed. The noise level is assumed to be given by the operating environment as by HV switchgear in the substation switchyard. Independently from the origin of any disturbance the requirement is the guaranteed residual error rate.

IEC 61850-3 references the three integrity classes according to IEC 60870-4. IEC 61850-5, 8.3.3 also introduced data integrity as a PICOM attribute. All safety-related messages such as commands and trips with direct impact on the process shall have the highest integrity class, i.e. class 3. All other messages may be transmitted with lower data integrity, but not lower than class 2.

Table 4 – Data integrity classes

Data integrity class	Residual error probability
I1	10^{-6}
I2	10^{-10}
I3	10^{-14}

Normally, the noise level is given by the operating environment and cannot be influenced. To reach nevertheless the requested integrity class defined by the residual error probability (see Table 4), three groups of known measures exist to cope with electromagnetic interference:

- Proper design of devices and the communication system to keep bit error probability low, for example, protecting enclosures, properly shielded cables and, most efficiently, use of optical fibre cables at least outside protecting cubicles.
- Application of appropriate error detection coding of the data in the telegrams that guarantees residual error probability below the acceptable limit for the given bit error rate. Applying this coding to the signal on the communication link only does not protect however against failures in IEDs. But these are less common as mentioned above.
- Use for critical applications of at least two step sequences such as select-before-operate (SBO) for switching commands and appropriate integrity checks if not prohibited by the application functions as for trips from protection.

The use of these measures is outside the scope of Part 5 but the required data integrity shall be considered in modelling the services (IEC 61850-7-2, e.g. SBO), defining the mapping (IEC 61850-8-x, 61850-9-x, e.g. coding), implementing the standard and selecting communication equipment.

11.3.3 Reliability

11.3.3.1 Security and dependability

For the various protection schemes the Cigre Technical Brochure 192 (TB192) (see bibliography) addresses the requirements of protection for the teleprotection interfaces and communication channels. The term “teleprotection” refers either to the line protection as such or to the equipment needed to interface the protection equipment to the telecommunication network. This communication links typically between the substations may be used also for non-protective automatics like interlocking. This subclause will focus on communication with the required security and dependability. These requirements are valid both inside and outside the substation if applicable.

11.3.3.2 Security requirements for protection schemes

“Security” S means the security against “unwanted commands” e.g. unwanted trips of protection if these are not requested by the protection scheme in the actual situation. If the probability for unwanted commands is P_{uc} then the security S is defined as

$$S = 1 - P_{uc}$$

Such security requirements for protection schemes with telecommunication are declared in Tables 6-1-1 and 6-1-2 of TB192 as “medium” to “high” with a reference to IEC 60834-1. The Figure 21 in IEC 60834-1:1999 shows that P_{uc} shall be less than 10^{-4} for blocking schemes and down to 10^{-8} for inter-tripping schemes. Therefore the complete communication path including the protection application in the tripping IED shall allow for P_{uc} of lower than 10^{-8} to be usable for inter-tripping protection schemes. The split between the different contributing parts is a matter of modelling and function allocation. These requirements are valid both inside and outside the substation if applicable. The security classes are summarized in Table 5.

Table 5 – Security classes

Security class: $S = 1 - P_{uc}$		P_{uc}	Application
S1	Medium	10^{-4}	Blocking schemes
S2	High	10^{-8}	Inter-tripping schemes

11.3.3.3 Dependability requirements for protection schemes

Dependability D means the dependability against “missing commands” i.e. for protection missing trips if these are requested from the protection scheme in the actual situation. If the probability for missing commands is P_{mc} then the dependability is defined as

$$D = 1 - P_{mc}$$

The “Dependability” requirements for protection schemes with telecommunications are declared in Tables 6-1-1 and 6-1-2 of the TB192 as “medium” to “high” with a reference to IEC 60834-1. The IEC 60834-1:1999, Figure 21 shows that P_{mc} should be less than 10^{-2} for permissive under-reach schemes down to 10^{-4} for inter-tripping schemes. Figure 21 shows also that the “maximum actual transmission time” should be < 10 ms for all the protection schemes (see also 12.2.1.1 above).

Therefore the complete communication path including the protection application in the tripping IED shall allow for > 10 ms message-latency probability of lower than 10^{-4} to be usable for inter-tripping protection schemes. The split between the different contributing parts is a matter of modelling and function allocation. These requirements are valid both inside and outside the substation if applicable. The dependability classes are summarized in Table 6.

Table 6 – Dependability classes

Dependability class: $D = 1 - P_{mc}$		P_{mc}	Application
D1	Low	10^{-2}	Inter-tripping schemes
D2	Medium	10^{-3}	
D3	High	10^{-4}	Permissive under-reach schemes
D4	Very high	10^{-5}	

11.3.4 Availability

11.3.4.1 Availability in general

Availability is the probability that a system is operational at a certain point in time. Availability depends on two factors: the failure rate of the elements and the repair rate. While the former can be improved by better quality elements, condition monitoring and redundancy, the latter depends on the maintenance strategy of the operator and is beyond the scope of this standard.

The requested availability level has to be provided already by the system design. It may request in many cases redundant elements. If the designed availability is degraded and gets insufficient, redundant elements have to be automatically activated if possible. If this possibility exists but the activation takes too long, the system under consideration shuts down normally to a safe state. The maximum delay e.g. by communication disruption that the system tolerates is called the grace time. The grace time regarding communication depends on the function that the communication system enables. The recovery delay of the system shall be smaller than its grace time.

The following requirements apply under the single fault criterion i.e. if one fault occurs a second unrelated failure affecting the system is assumed not to occur before the first one is repaired. In particular, common mode failures are expected to be excluded by design (e.g. separate power supplies for pair-wise redundant elements). Under this assumption, the probability of a system failure is given by the probability of a second failure happening before the first one is repaired.

11.3.4.2 Substation availability

Substations as nodes in the power system operate round the clock all year round and are very seldom shut down for maintenance. This is valid also for other utility automation systems e.g. for power plants. Live removal and reinsertion of components is commonly required if applicable. This means that the same criteria apply for insertion of redundant components in case of failure as for the reinsertion of repaired components.

In protected power systems, a failure of a protection component may have one of the two results:

- overfunction: the power system is shut down unnecessarily;
- underfunction: the power system is not any more protected; subsequent internal faults or external threats occurring in this state may cause severe losses.

For this second class of protection systems IEC 61508 prefers for “Availability” the notion of “Probability to Fail on Demand” (PFD) that expresses the probability that a system is in an unprotected state when a fault occurs.

11.4 Requirements concerning the communication system

11.4.1 Communication failures

Failures of the communication system may have several effects:

- inability to control part or whole of the plant. This situation can be tolerated for a certain time (e.g. a few seconds depending on the operator requirements) since controlled switching operations are infrequent;
- inability to distinguish the plant state from a fault situation is causing overfunction. For instance, if the communication network is used for current differential protection, failure to compute the difference and check for zero due to unexpected changes in the communication path (sudden change in delay) may trigger the protection trip;
- inability to propagate protection operation in reverse blocking is causing overfunction. For instance, larger parts of the substation than needed may be shut down (loss of selectivity).

When the communication system is used directly to operate protection elements, the availability of the communication system is security-(underfunction) relevant. In this case, one should design that these components are completely redundant (e.g. main/backup protection).

Regarding the definition of operability of a communication system, two levels of requirements may be distinguished:

- strong operational definition which states that the communication system is operational only when any node can communicate with any other node;
- weak operational definition which states that the communication system is in a degraded but still operational mode when only one node is not operational and this node is not backed up by a redundant one. This assumes that within the substation or the power system independent functional areas may be defined which means that e.g. the failure of a function in one area has no impact on a function in the other.

Given the complexity of substation automation or power utility automation any per-function analysis may be too complex. In substations, the two communication areas to be considered may be the station bus and the process bus with dedicated functionalities. In such a case, the weak definition may be applied. If parts of the functionality of the process bus and station bus are merged on the same communication system the stronger definition applies.

11.4.2 Requirements for station and bay level communication

The communication and their requirements may be grouped. Vertical refers to communication between different control levels, horizontal within the same control level.

- Vertical communication, e.g. between SCADA or telecontrol equipment at station level and IEDs at bay level which serve mainly control and supervision. Communication interruptions may occur as long as they do not disturb the human operator, so the grace time is relatively long but no event shall be lost. The “no event loss” requirement may be covered by a combination of retransmission and event buffering in the IEDs.
- Horizontal communication between IEDs especially at bay level. A disruption of communication shall not cause a loss of control, e.g. that a switch cannot be operated because interlocking assumes due to lack of communication that another switch is in undefined state. In some applications the horizontal communication is also used to execute staggered or reverse blocking. A malfunction of horizontal communication causes then an overfunction since non-faulted parts of the substation or the power system may be shut down as a precaution since the exact source of the fault cannot be identified. The grace time is therefore quite short.
- The same weak and strong interconnections of functions may happen also beyond the substation.

11.4.3 Requirements for process level communication

For the process level, the term vertical and horizontal cannot be defined unambiguously. Since these services are critical for the operation of the substation, the process has to be designed so that no underfunction may take place. Specific is the need for time-critical transmission of synchronized samples in a data stream. The acceptable recovery time for the sample stream depends on the algorithm; some few sample losses are normally tolerated. If

the communication sending single trips to the breaker is interrupted underfunction may happen. Therefore, this interruption shall be detected and handled before the trip happens. Generally, underfunction shall be mitigated by the protection scheme applied.

11.4.4 Requirements for recovery delay

The following table gives an example for recovery delay requirements on an end (sender) to end (receiver) basis in the domain substation automation. If a recovery happens during the stated time, the function is considered to stay available. If recovery lasts longer, the function is considered to be not available. The recovery delay of the communication (as service function) shall be lower than that of the application (as application function to be performed). Examples are given in Table 7.

Table 7 – Requirements on recovery time (examples)

Communicating partners	Application recovery delay	Recovery delay of communication
SCADA to IED, client-server	800 ms	400 ms
IED to IED interlocking	12 ms	4 ms
IED to IED, reverse blocking		
Protection trip excluding Bus Bar protection	8 ms	4 ms
Bus Bar protection	< 1 ms	bumpless
Sampled values	Less than some few consecutive samples	bumpless
NOTE The absolute recovery time is not so important, if a recovery is needed seldom enough, i.e. if even with long recovery times the specified response time is met within the specified dependability class.		

11.4.5 Requirements for communication redundancy

Redundancy is not a basic requirement but an option to reach the requested availability. Communication redundancy in substations automation or power plant systems means dual port redundancy. It shall be supported that any IED may have two ports which send and receive data in redundant way. Devices with one port only shall be connectable to a redundant network if applicable. IEDs with dual ports shall not require a dedicated communication configuration compared to the non-redundant ones. Dual port redundancy shall be supported in the same way on all levels if applicable. Redundant communication links may be required also beyond the substation or plant.

One of the goals of the standard is using mainstream communication means referring to the communication stack (coding/decoding). These main-stream communication means may be used also by other communication protocols. To facilitate systems where IEC 61850 subsystems and another subsystems may profit from using the same communication infrastructure, the redundancy shall be based on a common stack level not specific for IEC 61850.

Due to the presence of non-IEC 61850 communication devices or other protocols (see above) any network management necessary shall not rely on stack levels dedicated for IEC 61850. However, results from the supervision shall be reportable as IEC 61850 data.

11.5 System performance requirements

To ensure that the transmission times specified in Clause 10 are met under any operating conditions and contingencies in the substation with the needed dependability, the dynamic performance shall be considered and studied during the planning stage especially in case of burst situations needing process related actions.

IEC/TR 61850-1 is defining main types of substations with examples of typical functionality levels. A number of possible bus structures are also presented, the actual communication bus structure shall be selected on the base of requirements and requested performance class, as specified in 11.1.2.

12 Additional requirements for the data model

12.1 Semantics

For interoperability, a data model shall describe the semantics of exchanged data from the user's point of view.

12.2 Logical and physical identification and addressing

The purpose of the utility automation systems is to operate the utility power system. Therefore, the objects of the power system are closely related to these of automation system and, therefore, shall be used for the identification of the latter one.

Therefore, for the logical addressing scheme in the utility automation systems – example domain substation automation – the hierarchical name structure and object data dictionary specialized for electrical substations like IEC 81346 series shall be used.

Since communication takes place between logical nodes, which are not specifically allocated to devices, each logical node (LN) shall be addressable by itself (requirement).

12.3 Self-description

The data model shall support the following features:

- Self-description shall be provided by all devices regarding functions (LNs) and transmittable data. Standardized rules shall allow interoperable extensions within the framework of the standard. – Both will avoid the need of a private range in the standard.
- HMIs need besides the information contained in the data model also text information which should be retrievable out of the system in English and at least optional in the language of the operator. This may request text fields in the data objects of the data model. The presentation of the information itself by the HMI is out of the scope of this standard.
- For an unambiguous machine-machine communication, i.e. for data exchange without operator interference, the data and attribute identifiers shall be understandable for machines without human interpretation.

12.4 Administrative issues

The data model parts hosted by the IEDs should be retrievable by simple procedures.

The data model shall also define data which are important to maintain interoperability over the system life time cycle like version identification and revision indices.

The data model shall provide also all data for asset management from static name plate information to dynamic information about the condition of the assets.

Annex A (informative)

Logical nodes and related PICOMs

The following examples refer to the domain substation automation.

The PICOMs are defined from the source point of view. For compact description, PICOMs which common to a lot of protection LNs are combined in PICOM groups (see Table A.1).

The LN names used in Table A.2 refer to the abbreviations/acronyms as defined in IEC 61850-5 with the systematic syntax used in IEC 61850 focused on functional requirements (see 8.5.2).

Table A.1 – PICOM groups

Gr	PICOM Name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
Fault handling with start (P_fh_1)		P...					
	Start indication	P...	CALH	IHMI	ITCI		
	Trip indication	P...	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	
	Trip command	P...	XCBR				
	Settings	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	Fault information	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	<Depending on function/some examples given>	P...					
Fault handling without start (P_fh_2)		P...					
	Trip indication	P...	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	
	Trip command	P...	XCBR				
	Settings	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	Fault information	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	<Depending on function/some examples given>	P...					
Fault handling without start and trip (P_fh_3)		P...					
	Trigger indication	P...	CALH	IHMI	ITCI		
	Trigger	P...	P...	R...	A...	C...	
	Settings	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	Fault information	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	<Depending on function/some examples given>	P...					

Table A.2 – Logical node list

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
Transient earth fault protection		PTEF					
	P_fh_3	PTEF	CALH	IHMI	ITCI	P...R...	A...C...
	<fault signature>	PTEF					
Zero speed and underspeed protection		PZSU					
	P_fh_1	PZSU	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Rotor locked>	PZSU	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Underspeed>	PZSU	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
Distance protection		PDIS					
	P_fh_1	PDIS	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Fault impedance Z>	PDIS					
	Operated	PDIS	RREC				
	Trigger	PDIS	RDRE	RFLO			
Volt per Hz protection		PVPH					
	P_fh_1	PVPH	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
Undervoltage protection		PTUV					
	P_fh_1	PTUV	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<minimum voltage>	PTUV					
Directional power /reverse power protection		PDPR					
	P_fh_1	PDPR	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<power direction>	PDPR					
Directional earth fault wattmetric protection		PSDE					
	P_fh_1	PSDE	CALH	IHMI	ITCI	XCBR	
	<fault direction>	PSDE					
Undercurrent/underpower protection		PUCP					
	P_fh_1	PUCP	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<minimum current>	PUCP					
	<minimum power>	PUCP					
Loss of field/underexcitation protection		PUEX					
	P_fh_1	PUEX	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Field value>	PUEX					
Reverse phase or phase balance current protection		PPBR					
	P_fh_1	PPBR	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<phase sequence>	PPBR					
	<negative phase sequence component>	PPBR					
Phase sequence voltage protection		PPBV					
	P_fh_1	PPBV	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<phase sequence>	PPBV					
Motor start-up protection		PMSU					
	P_fh_1	PMSU	CALH	IHMI	ITCI	ZMOT	XCBR
	<Restart inhibited>	PMSU					
	<Restart inhibition time>	PMSU					
Overload protection, thermal protection		PTTR					

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
	P_fh_1	PTTR	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Actual temperature>	PTTR					
	<Integrated current>	PTTR					
Rotor thermal overload protection		PROL					
	P_fh_1	PROL	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Actual temperature>	PROL					
	<Integrated current>	PROL					
Stator thermal overload protection		PSOL					
	P_fh_1	PSOL	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Actual temperature>	PROL					
	<Integrated current>	PROL					
Instantaneous overcurrent or rate of rise protection		PIOC					
	P_fh_1	PIOC	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<peak current>	PIOC					
	<rise of current>	PIOC					
AC time overcurrent relay same holds for		PTOC					
	P_fh_1	PTOC	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<peak current>	PTOC					
Voltage controlled/dependent time overcurrent protection		PVOC					
	P_fh_1	PVOC	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<peak current>	PVOC					
Power factor protection		PPFR					
	P_fh_1	PPFR	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<power factor>	PPFR					
Overvoltage protection		PTOV					
	P_fh_1	PTOV	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<maximum voltage>	PTOV					
DC overvoltage protection		PDOV					
	P_fh_1	PDOV	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
Voltage or current balance protection		PVCB					
	P_fh_1	PVCB	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Voltage difference>	PVCB					
Earth fault protection / ground detection		PHIZ					
	P_fh_1	PHIZ	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Zero current>	PHIZ					
Rotor earth fault		PREF					
	P_fh_1	PREF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Zero current>	PREF					
Stator earth fault		PSEF					
	P_fh_1	PSEF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Zero current>	PSEF					
Interturn fault		PITF					
	P_fh_1	PITF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
	<Zero current>	PITF					
AC directional overcurrent protection		PDOC					
	P_fh_1	PDOC	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<peak current>	PDOC					
	<direction>	PDOC					
Directional earth fault protection		PDEF					
	P_fh_1	PDEF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<peak current>	PDEF					
	<direction>	PDEF					
DC time overcurrent		PDCO					
	P_fh_1	PDCO	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<peak current>	PDCO					
Phase angle or out of step (trip) protection		PPAM					
	P_fh_1	PPAM	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<phase angle>	PPAM					
Frequency protection		PFRQ					
	P_fh_1	PFRQ	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Frequency>	PFRQ					
	<Change of rate>	PFRQ					
	Restoration release	PFRQ	GAPC				
	Shedding request	PFRQ	GAPC				
Differential protection (see below)		PDIF					
Phase comparison protection		PPDF					
	P_fh_1	PPDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<phase angle difference>	PPDF					
Line differential protection		PLDF					
	P_fh_2	PLDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Current difference>	PLDF					
	Operated	PLDF	RREC				
	Trigger	PLDF	RDRE				
Restricted earth fault protection		PNDF					
	P_fh_2	PNDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Current difference>	PNDF					
Transformer differential protection		PTDF					
	P_fh_2	PTDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Current difference>	PTDF					
Busbar protection		PBDF					
	P_fh_2	PBDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Current difference>	PBDF					
	<Faulted zone information>	PBDF					
Motor differential protection		PMDF					
	P_fh_2	PMDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Start-up current>	PMDF					

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
	<Violating value>	PMDF					
Generator differential protection		PGDF					
	P_fh_2	PGDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Current difference>	PGDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Maximum voltage>	PDOV					
Disturbance recording (acquisition at bay/process level)		RDRE					
	Fault record	RDRE	RDRS				
	<time and date of rec.>	RDRE					
	<Cause of rec.>	RDRE					
	<waveform data>	RDRE					
	<current phase 1>	RDRE					
	<current phase 2>	RDRE					
	<current phase 3>	RDRE					
	<voltage phase 1>	RDRE					
	<voltage phase 2>	RDRE					
	<voltage phase 3>	RDRE					
	<Event data>	RDRE					
	<settings>	RDRE					
	<parameters last fault>	RDRE					
	<parameters last fault -1>	RDRE					
	<parameters last fault -2>	RDRE					
	Recorder faulty	RDRE	CALH	IHMI	ITCI	RDRS	
	Recorder memory full	RDRE	CALH	IHMI	ITCI	RDRS	
	Recorder operated	RDRE	CALH	RDRS			
	Trigger	RDRE	RDRE				
	Settings	RDRE	IHMI	ITCI	RDRS		
Disturbance recording (evaluation at station level)		RDRS					
	Date and time	RDRS	RDRE				
	Fault record	RDRS	IARC				
	<time and date of rec.>	RDRS					
	<Cause of rec.>	RDRS					
	<waveform data>	RDRS					
	<current phase 1>	RDRS					
	<current phase 2>	RDRS					
	<current phase 3>	RDRS					
	<voltage phase 1>	RDRS					
	<voltage phase 2>	RDRS					
	<voltage phase 3>	RDRS					
	<Event data>	RDRS					
	<settings>	RDRS					
	<parameters last fault>	RDRS					
	<parameters last fault -1>	RDRS					

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
	<parameters last fault -2>	RDRS					
	Settings	RDRS	IHMI	ITCI	RDRE		
	Automatic reclosing	RREC					
	Alarms	RREC	CALH				
	Events	RREC	CALH				
	Bay auto reclose status	RREC	IHMI	ITCI			
	Commands to circuit breaker directly or via CPOW	RREC	XCBR	CPOW			
	<Close to circuit breaker>	RREC					
	Sync request	RREC	RSYN				
	Command to circuit breaker with controlled switching	RREC	CSWI				
	<Close to circuit breaker>	RREC					
	Settings	RREC	IHMI	ITCI			
	Breaker failure	RBRF					
	Fault information	RBRF	IHMI	ITCI			
	Trip indication	RBRF	CALH	IHMI	ITCI		
	Trip command	RBRF	XCBR				
	Settings	RBRF	IHMI	ITCI			
	Carrier or pilot wire protection	RCPW					
	P_fh_3	PMDF	CALH	IHMI	ITCI	P...R...	A...C...
	Fault locator function	RFLO					
	Fault location	RFLO	IHMI	ITCI			
	Settings	RFLO	IHMI	ITCI			
	Synchrocheck	RSYN					
	In synchronism indication	RSYN	CSWI	IHMI	ITCI	RREC	GAPC
	Settings	RSYN	IHMI	ITCI			
	Power swing blocking	RPSB					
	P_fh_3	PMDF	CALH	IHMI	ITCI	P...R...	A...C...
	Alarm Handling	CALH					
	Function supervision	CALH	IHMI	ITCI	SSYS		
	Alarms (sum)	CALH	IHMI	ITCI			
	Alarm indication	CALH	IHMI	ITCI			
	Alarm list update	CALH	IHMI	ITCI			
	Alarms (list)	CALH	IARC				
	Acknowledge	CALH	IHMI	ITCI			
	Event indication	CALH	IHMI	ITCI			
	Events (sum)	CALH	IHMI	ITCI			
	Event list update	CALH	IHMI	ITCI			
	Events (history list)	CALH	IARC				
	Settings	CALH	IHMI	ITCI			
	Switch controller (command handling at bay level)	CSWI					
	Commands to switch directly or via CPOW if applicable	CSWI	X...	XCBR	XSWI	CPOW	
	<switch ON>	CSWI					

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
	<switch OFF>	CSWI					
	Function supervision	CSWI	CALH	IHMI	ITCI		
	Indications	CSWI	SSYS				
	Events / Position change	CSWI	CALH	IHMI	ITCI		
	Position indications	CSWI	IHMI	ITCI			
	No-operation information	CSWI	IHMI	ITCI			
	Releases	CSWI	IHMI	ITCI			
	Request	CSWI	CILO				
	Sync request	CSWI	RSYN				
	Settings	CSWI	IHMI	ITCI			
Point on wave breaker controller		CPOW					
	Commands to breaker directly	CPOW	XCBR				
	<Breaker ON>	CPOW					
	<Breaker OFF>	CPOW					
	Function supervision	CPOW	CALH	IHMI	ITCI		
	Indications	CPOW	SSYS				
	Events / Position change	CPOW	CALH	IHMI	ITCI		
	Position indications	CPOW	IHMI	ITCI			
	No-operation information	CPOW	IHMI	ITCI			
	Releases	CPOW	IHMI	ITCI			
	Settings	CPOW	IHMI	ITCI			
Interlocking		CILO					
	Events	CILO	CALH	IHMI	ITCI	SSYS	
	Indications	CILO	CSWI	IHMI	(CILO)	SSYS	
	Releases	CILO	CSWI	(CILO)			
	Request	CILO	(CILO)				
	Switchgear position	CILO	(CILO)				
	Settings	CILO	IHMI	ITCI	(CILO)		
Operator Interface at Device or Station Level – same for Remote control interface (maybe with some restrictions)		IHMI ITCI					
	Acknowledge	IHMI	CALH				
	Commands	IHMI	GGIO	GAPC	...		
	Commands to switchgear and transformers	IHMI	CSWI	ATCC			
	Examples	IHMI					
	<Switch ON>	IHMI					
	<Switch OFF>	IHMI					
	<tap changer UP>	IHMI					
	<tap changer DOWN>	IHMI					
	Indications	IHMI	CALH	ITCI	IHMI	ITMI	SSYS
	Settings (for configuration/operation to all LN if applic.)	IHMI	P...	A...	C...	I...	A...
	Settings (for configuration/operation to all LN if applic.)	IHMI	G...	M...	L...	T...	X...

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
	Settings (for configuration/operation to all LN if applic.)	IHMI	Y...	Z...	S...		
	Examples	IHMI					
	<Date and time>	IHMI					
	<Mode of operation>	IHMI					
	<In service>	IHMI					
	<Reclose release>	IHMI					
	<parameters for CB>	IHMI					
	<parameters for disconnects>	IHMI					
	<parameters for tap changer >	IHMI					
	<parameters for current data acquisition>	IHMI					
Remote monitoring interface		ITMI					
	Acknowledge	ITMI	CALH	IHMI			
	Commands (if applicable/no operation of switchgear)	ITMI	GGIO	GAPC	ATCC	...	
	Settings (for configuration/operation to all LN if applic.)	ITMI	P...	A...	C...	I...	A...
	Settings (for configuration/operation to all LN if applic.)	ITMI	G...	M...	L...	T...	X...
	Settings (for configuration/operation to all LN if applic.)	ITMI	Y...	Z...	S...		
Archiving		IARC					
	Events	IARC	IHMI	ITCI			
	Function supervision	IARC	IHMI	ITCI			
	Indications	IARC	IHMI	ITCI	SSYS		
	Stored values/records	IARC	IHMI	ITCI	ITMI	RDRS	
	<disturbance records>	IARC					
	<statistics>	IARC					
	Settings	IARC	IHMI	ITCI	ITMI		
Automatic tap changer control		ATCC					
	Commands	ATCC					
	<tap changer UP>	ATCC	YLTC				
	<tap changer DOWN>	ATCC	YLTC				
	Switchgear operation	ATCC	CSWI				
	Function supervision	ATCC	CALH	IHMI	ITCI		
	<status M-Process not o.k.>	ATCC					
	<status peripherals units not o.k. >	ATCC					
	<status sub-units>	ATCC					
	<power supply voltage>	ATCC					
	<spontaneous buffer overflow>	ATCC					
	<parallel operation error>	ATCC					
	Operation supervision	ATCC	CALH	IHMI	ITCI		
	<undervoltage>	ATCC					
	<overvoltage>	ATCC					
	<overcurrent>	ATCC					

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
	Mode of operation	ATCC	IHMI	ITCI			
	<local operation>	ATCC					
	<remote operation>	ATCC					
	<manual operation>	ATCC					
	<automatic operation>	ATCC					
	<single operation>	ATCC					
	<parallel operation>	ATCC					
	Settings	ATCC	IHMI	ITCI			
	<local operation>	ATCC					
	<remote operation>	ATCC					
	<manual operation>	ATCC					
	<automatic operation>	ATCC					
	<undervoltage limit>	ATCC					
	<overvoltage limit>	ATCC					
	<overcurrent limit>	ATCC					
	<selected setpoint>	ATCC					
	<selected line comp.>	ATCC					
Automatic voltage control		AVCO					
	Commands	AVCC					
	<tap changer UP>	AVCC	YLTC				
	<tap changer DOWN>	AVCC	YLTC				
	Function supervision	AVCO	CALH	IHMI	ITCI		
	Mode of operation	AVCO	CALH	IHMI	ITCI		
	Settings	AVCO	IHMI	ITCI			
Reactive control		ARCO					
	Function supervision	ARCO	CALH	IHMI	ITCI		
	Mode of operation	ARCO	CALH	IHMI	ITCI	ZRRC	ZTCR
	Settings	ARCO	IHMI	ITCI			
	Switchgear operation	ARCO	CSWI				
Earth fault neutralizer (Petersen coil) control		ANCR					
	Commands	ANCR					
	<plunge core UP>	ANCR	YEFN				
	<plange core DOWN>	ANCR	YEFN				
	Function supervision	ANCR	CALH	IHMI	ITCI		
	Mode of operation	ANCR	CALH	IHMI	ITCI		
	Settings	ANCR	IHMI	ITCI			
Zero voltage tripping		AZVT					
	P_fh_2	PGDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
Automatic process control (generic, programmable)		GAPC					
	Examples below:	GAPC					
Load shedding		GAPC					
	Function supervision	GAPC	IHMI	ITCI			

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
	Mode of operation	GAPC	IHMI	ITCI			
	Operation indication	GAPC	IHMI	ITCI			
	Switchgear operation	GAPC	CSWI				
	Settings	GAPC	IHMI	ITCI			
Infeed transfer switching		GAPC					
	Function supervision	GAPC	IHMI	ITCI			
	Operation indication	GAPC	IHMI	ITCI			
	Switchgear operation	GAPC	CSWI				
	Settings	GAPC	IHMI	ITCI			
Transformer change		GAPC					
	Function supervision	GAPC	IHMI	ITCI			
	Operation indication	GAPC	IHMI	ITCI			
	Switchgear operation	GAPC	CSWI				
	Settings	GAPC	IHMI	ITCI			
Busbar change		GAPC					
	Function supervision	GAPC	CALH	IHMI	ITCI		
	Operation indication	GAPC	CALH	IHMI	ITCI		
	Switchgear operation	GAPC	CSWI				
	Switchgear position	GAPC	IHMI	ITCI			
	Commands	GAPC	CSWI				
	Settings	GAPC	IHMI	ITCI			
Automatic clearing and voltage restoration		GAPC					
	Function supervision	GAPC	CALH	IHMI	ITCI		
	Operation indication	GAPC	IHMI	ITCI			
	Switchgear operation	GAPC	IHMI	ITCI			
	Sync request	GAPC	RSYN				
	Indications	GAPC	IHMI	ITCI			
	Commands	GAPC	CSWI				
	Settings	GAPC	IHMI	ITCI			
Measuring (acquisition and calculation)		MMXU					
	Function supervision	MMXU	CALH	IHMI	ITCI		
	Integrated totals	MMXU	IARC	IHMI	ITCI		
	<energy (quadrant I)>	MMXU					
	<energy (quadrant II)>	MMXU					
	<energy (quadrant III)>	MMXU					
	<energy (quadrant IV)>	MMXU					
	<max power (quadrant I)>	MMXU					
	<max power (quadrant II)>	MMXU					
	<max power (quadrant III)>	MMXU					
	<max power (quadrant IV)>	MMXU					
	Metering values	MMXU	IHMI	ITCI			
	Settings	MMXU	IHMI	ITCI	MMXU		

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
Metering (acquisition and calculation)		MMTR					
	Function supervision	MMTR	CALH	IHMI	ITCI		
	Integrated totals	MMTR	IARC	IHMI	ITCI		
	<energy (quadrant I)>	MMTR					
	<energy (quadrant II)>	MMTR					
	<energy (quadrant III)>	MMTR					
	<energy (quadrant IV)>	MMTR					
	<max power (quadrant I)>	MMTR					
	<max power (quadrant II)>	MMTR					
	<max power (quadrant III)>	MMTR					
	<max power (quadrant IV)>	MMTR					
	Metering values	MMTR	IHMI	ITCI			
	Settings	MMTR	IHMI	ITCI			
	Reports	MMTR	IHMI	ITCI			
Sequences and imbalances		MSQI					
	Function supervision	MSQI	CALH	IHMI	ITCI		
	Calculated values	MSQI	IARC	IHMI	ITCI		
Harmonics and interharmonics		MHAI					
	Function supervision	MHAI	CALH	IHMI	ITCI		
	Calculated values	MHAI	IARC	IHMI	ITCI		
Logical node device		LLNO					
	ID-data	LLNO	IHMI	ITCI	ITMI		
	<identifiers/...>	LLNO					
	Settings	LLNO	IHMI	ITCI	ITMI		
	<configuration>	LLNO					
General security application		GSAL					
	Events	GSAL	CALH	IHMI	ITCI	ITMI	
	Diagnostic data	GSAL	IHMI	ITCI	ITMI		
Circuit breaker		XCBR					
	Function supervision	XCBR	CALH	IHMI	ITCI		
	<position/blocking for closing>	XCBR					
	<position/blocking for opening>	XCBR					
	<Auto reclosure lockout>	XCBR					
	<main circuit alarm>	XCBR					
	<main circuit warning>	XCBR					
	<auxiliary circuit alarm>	XCBR					
	<auxiliary circuit warning>	XCBR					
	<operating mechanism alarm>	XCBR					
	<operating mechanism warning>	XCBR					
	<power supply alarm>	XCBR					

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
	<power supply waning>	XCBR					
	Events	XCBR	CALH	IHMI	ITCI		
	Position indication	XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
	<position/CB ON>	XCBR					
	<position/CB OFF>	XCBR					
	<position/CB INTERMED>	XCBR					
	s-t-diagram	XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
	Status indications	XCBR	XCBR	IHMI	ITCI		
	<local mode>	XCBR					
	<remote mode>	XCBR					
	<opening time>	XCBR					
	<closing time>	XCBR					
	<general lockout>	XCBR					
	Measurands/counter values	XCBR	TCPT				
	<position/operations counter, perm>	XCBR					
	<position/operations counter, resetable>	XCBR					
	<various data>	XCBR					
	Diagnostic data	XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
	ID-data	XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
	<identifiers/...>	XCBR					
	<.../manufacturer id>	XCBR					
	<.../HV bay-id>	XCBR					
	<.../address>	XCBR					
	<.../hardware version>	XCBR					
	<.../firmware version>	XCBR					
	<.../software version>	XCBR					
	<nameplate/...>	XCBR					
	<.../rated voltage>	XCBR					
	<.../rated lightning impulse withstand voltage>	XCBR					
	<.../rated short duration power frequency withstand voltage>	XCBR					
	<.../rated frequency>	XCBR					
	<.../rated normal current>	XCBR					
	<.../rated short time withstand current>	XCBR					
	<.../rated breaking-current>	XCBR					
	<.../rated duty cycle>	XCBR					
	<.../auxiliary voltage>	XCBR					
	Settings	XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
Disconnecter/earth switch/...		XSWI					
	Function supervision	XSWI	CALH	IHMI	ITCI		
	Events	XSWI	CALH	IHMI	ITCI		
	Position indication	XSWI	IHMI	ITCI			
	<position ON>	XSWI					
	<position OFF>	XSWI					

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
	<position INTERMED>	XSWI					
	s-t-diagram	XSWI	IHMI	ITCI			
	Settings	XSWI	IHMI	ITCI			
Insulation medium supervision, e.g. GIS-SF6-Mon.		SIMS					
	Function supervision	SIMS	CALH	IHMI	ICTI		
	Alarms	SIMS	CALH	IHMI	ICTI		
	<low pressure 3 alarm>	SIMS					
	Events	SIMS	IHMI	ICTI			
	<over pressure>	SIMS					
	<low pressure 1 warning>	SIMS					
	<low pressure 2 warning>	SIMS					
	Diagnostic data	SIMS	IHMI	ICTI			
	Settings	SIMS	IHMI	ICTI			
GIS-ARC-Monitoring		SARC					
	Function supervision	SARC	CALH	IHMI	ITCI		
	Alarms	SARC	CALH	IHMI	ITCI		
	<alarm ARC occurred>	SARC					
	Events	SARC	CALH	IHMI	ITCI		
	Diagnostic data	SARC	IHMI	ITCI			
	Settings	SARC	CSDA	IHMI	ITCI		
GIS-PD-Monitoring		SPDC					
	Function supervision	SPDC	CALH	IHMI	ICTI		
	Events	SPDC	CALH	IHMI	ICTI		
	<warning PD occurred>	SPDC					
	Diagnostic data	SPDC	IHMI	ICTI			
	Settings	SPDC	IHMI	ICTI			
Current transformer (CT)		TCTR					
	Process value (current sample)	TCTR	P...	R ...	M ...	A ...	
	Settings	TCTR	IHMI	ITCI			
Voltage transformer (VT)		TVTR					
	Process value (voltage sample)	TVTR	P...	R ...	M ...	A ...	
	Settings	TVTR	IHMI	ITCI			
Power transformer		YPTR					
	Function supervision	YPTR	CALH	IHMI	ITCI		
	Events	YPTR	CALH	IHMI	ITCI		
	Settings	YPTR	ATCC	IHMI	ITCI		
Tap changer		YLTC					
	Function supervision	YLTC	CALH	IHMI	ITCI		
	Events	YLTC	CALH	IHMI	ITCI		
	Tap changer motor running	YLTC	ATCC				

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
	Tap position (BCD)	YLTC	ATCC	IHMI	ITCI		
	Settings	YLTC	ATCC	IHMI	ITCI		
Earth fault neutralizer (Petersen coil)		YEFN					
	Function supervision	YEFN	CALH	IHMI	ITCI		
	Events	YEFN	CALH	IHMI	ITCI		
	Coil changer motor running	YEFN	GAPC				
	Coil position	YEFN	IHMI	ITCI	ITCI		
	Settings	YEFN	GAPC	IHMI	ITCI		
Power shunt		YPSH					
	Function supervision	YPSH	CALH	IHMI	ITCI		
	Events	YPSH	CALH	IHMI	ITCI		
	Shunt switch running	YPSH					
	Shunt position	YPSH	GAPC	IHMI	ITCI		
	Settings	YPSH	GAPC	IHMI	ITCI		
Auxiliary network		ZAXN					
Battery		ZBAT					
Bushing		ZBSH					
HV cable		ZCAB					
Capacitor bank		ZCAP					
Converter		ZCON					
Generator		ZGEN					
Gas isolated line (GIL)		ZGIL					
Power overhead line		ZLIN					
Motor		ZMOT					
Reactor		ZREA					
Rotating reactive component		ZRRC					
Surge arrestor		ZSAR					
Thyristor controlled frequency converter		ZTCF					
Thyristor controlled reactive component		ZTCR					
Generic General I/O		GGIO					
	Alarms	GGIO	CALH	IHMI	ITCI		
	Events	GGIO	CALH	IHMI	ITCI		
	Aux. device supervision	GGIO	GAPC	CALH	ARCO	ATCC	
	Indications	GGIO	IHMI	ITCI			
	Settings	GGIO	IHMI	ITCI			
	Status	GGIO	SSYS				
Time synchronization/central clock		STIM					
	Operation indication	STIM	LLN0				
	Time	STIM	All if applic.				
System supervision		SSYS					

LN	PICOM name	Source	Sink 1	Sink 2	Sink 3	Sink 4	Sink 5
	Events	SSYS	IHMI	ITCI	CALH		
	Function supervision	SSYS	IHMI	ITCI			
	Indications	SSYS	IHMI	ITCI	SSYS		
	Failure	SSYS	CALH	IHMI	ITCI		
	Restart unit operation	SSYS	CALH	IHMI	ITCI		
	Stop unit operation	SSYS	CALH	IHMI	ITCI		
	Unit buffer overflow	SSYS	CALH	IHMI	ITCI		
	Urgent error	SSYS	CALH	IHMI	ITCI		
Test generator		GTES					
	Test message	GTES	All if applic.				

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013

Annex B (informative)

PICOM identification and message classification

B.1 General

The LN names used refer to the abbreviations/acronyms as defined in IEC 61850-5 with the systematic syntax used in IEC 61850 focused on functional requirements (see 8.5.2).

The communication between LNs is described by the exchange of thousands of individual PICOMs. Nevertheless, there are a lot of similarities between these PICOMs, e.g. all PICOMs describing trips have besides the individual sources more or less the identical communication requirements as described by the PICOM attributes. Therefore, a classification of PICOMs would both allow getting a comprehensive overview on the requirements and supporting a strong modelling and definition of the requested communication performance.

In a first step, all PICOMs from the most LNs are identified by semantics (Table B.1) and allocated to a PICOM message type (Table B.2) using a common purpose and having common attributes. The result is found in Clause B.2 below.

The resulting PICOM types with its most important common attributes are given in the Table B.3 below. The broad range of transfer time requirements reflects the individual needs of the functions. Since the higher ones always cover lower requirements, the requirements may be condensed in figures for the message types introduced below.

Essential for a proper running of functions and crucial for any performance a requirement of the supporting communication system is the maximum time allowed for the data exchange. In the context of the standard, this time is called “overall transfer time” and had been clearly defined in the 11.1.1.2.

In 11.2, the PICOM types had been more condensed to 7 message types and the range of its attributes is structured by performance classes. Some hints to typical applications and interface allocation had been given also.

The introduction and use of message types had been described in 11.1.2.1, the introduction and use of performance classes in 11.1.2.2.

B.2 Identification and type allocation of PICOMs

Table B.1 – PICOM identification (Part 1)

PICOM TYPE ID ^a	1	5	6	7	10	10	12	12	22	24	9	10	17	19	16	13	18	12	10	10	10	10	11	26	10
PICOMs by semantics	Current/voltage (samples)	Non-electric process data	Fault information (short)	Fault info (long)	Start indication	Trip indication	Operated	Trigger	Trip command	Settings	Fault record	Recorder memory full	In service	Mode of operation	Status	Station interlocking	External conditions	Synchronism detected	Fuse failure detected	Group alarm	Alarm indication	Alarm list update	Alarm list	Acknowledgement	Alarm
P... (Protection)			X	X	X	X	X	X	X	X	X	X													
RDRE (Dist.Rec.Bay)							X	X		X	X	X													
RDRS (Dist.Eva.Stat.)										X	X														
RREC (Autom.Recl.)										X			X		X	X	X								X
RBRF (Breaker fail.)			X			X			X	X															
RCPW (Carr./pilot w.r.)																									
RFLO (Fault locator)			X	X						X															
RSYN (Synchroncheck)										X							X								
RPSB (Power sw. bl.)																									
CALH (Alarm handl.)										X										X	X	X	X	X	
CSWI (Switch controller)										X															
CILO (Interlocking)										X															
ATCC (Tap changer controller)										X															
IHMI (human mach.int.)										X			X	X										X	
ITCI (Telecontrol int.)										X			X	X										X	
ITMI (Telemon.) Int.)										X				X										X	
IARC (Archiving)			X	X						X	X														
AVCO (Volt. Control)										X				X	X										
ARCO (Reactive cont.)										X				X											
ANCR (earth fault n.) n.)C.)																									
AZVT (Zero voltage tripping)			X	X	X	X	X	X	X	X															
GAPC (Aut.proc.con.)										X				X	X										

^a PICOM TYPE ID gives a rough classification of all requested PICOM according to their attributes.

Table B.2 – PICOM identification (Part 2)

PICOM TYPE ID ^a	1	5	6	7	10	10	12	12	22	24	9	10	17	19	16	13	18	12	10	10	10	10	11	26	10
													19		17			10		11		11			
PICOMs by semantics	Current/voltage	Non-electric process	Fault information	Fault info (long)	Start indication	Trip indication	Operated	Trigger	Trip command	Settings	Fault record	Recorder memory full	In service	Mode of operation	Status	Station interlocking	External conditions	Synchronism detected	Fuse failure detected	Group alarm	Alarm indication	Alarm list update	Alarm list	Acknowledgement	Alarm
LOGICAL NODE																									
MMXU (Measuring)										X							X		X	X					
MMTR (Metering)										X															
MSQI (Sequences ...)										X							X		X	X					
MHAI (Harmonics ...)										X							X		X	X					
LLN0 (Device supervision & identification)							X																		X
GSAL (General security application identification)			X							X											X				X
XCBR (Circuit breaker)							X			X															
XSWI (Disconnecter)										X															
SIMS (Ins. med. sup.)										X															X
SARC (Arc detection)										X															X
SPDC (Part.Discharge)										X															X
TCTR (Current transf.)	X									X															
TVTR (Voltage transf.)	X									X															
YPTR (Power transf.)		X						X		X															
YLTC (Tap changer)															X										X
YEFN (Earth fault neutr., Petersen coil)																									
YPSH (Power shunt)																									
ZGEN (Generator)		X								X					X										X
ZTCF (Thyr. contr.c.)		X								X					X										X
ZCON (Converter)		X								X					X										X
ZMOT (Motor)		X								X					X										X
ZSAR (Surge arrester)		X								X					X										X
ZTCR (Thyr.cont.reac. Element)	X									X					X										X
ZRRC (Rot.contr.reac.)	X									X					X										X
ZCAP (Capacitor bank)	X									X					X										X
ZREA (Reactor)	X									X					X										X
ZCAB (Cable mon.)	X	X								X					X										X
ZGIL (Gas isol. line)	X	X								X					X										X
ZLIN (Power OH line)	X	X								X					X										X
ZBAT (Battery)	X	X								X					X										X
ZAXN (Aux. network)	X	X								X					X										X
GGIO (Generic I/O)	X		X					X		X					X		X								X
STIM (Time master)										X															
SSYS (Syst. Supervis.)				X				X		X															X
GTES (Test Generator)																									

^a PICOM TYPE ID gives a rough classification of all requested PICOM according to their attributes.

^a PICOM TYPE ID gives a rough classification of all requested PICOM according to their attributes.

Table B.3 – PICOM allocation (Part 1)

PICOM TYPE ID ^a	1 0	1 0	1 0	1 1	1 0	2 7	2 8	1 0	1 0	2 1	2 1	1 0	1 6	1 7	1 2	1 4	1 4	4	4	6	9	2 5	4	2 5	2 4
PICOMs by message type																									
LOGICAL NODE	Event indication	Group event	Event list update	Event list archive	Event	Date and time	Synchronization (clock)	Recorder faulty	Function supervision	Command to switchgear	Command to aux. Devices	Indications	Position indications	No-operation information	Releases	Request to ITL	Request to SYNC	Integrated totals	Metered values	Reports	Archived data	S-t-diagram	Counter values	Diagnostic data	ID data
P ... (Protection)																									
RDRE (Dist.Rec.Bay)								X																	
RDRS (Dist.Eva.Stat.)						X		x																	
RREC (Autom.Recl.)					X				X	X							X								
RBRF (Breaker fail.)																									
RCPW (Carr./pilot w.r.)																									
RFLO (Fault locator)																									
RSYN (Synchrocheck)																									
RPSB (Power sw. bl.)																									
CALH (Alarm handl.)	X	X	X	X		X	X																		
CSWI (Switch controller)					X				X	X		X	X	X	X	X	X								
CILO (Interlocking)									X				X		X		X								
ATCC (Tap changer controller)					X				X		X	X	X	X											
IHMI (human mach.int.)						X	X			X	X	X			X										
ITCI (Telecontrol int.)						X				X	X				X										
ITMI (Telemon. Int.)						X									X										
IARC (Archiving)					X				X			X									X				
AVCO (Volt. control)									X	X	X		X												
ARCO (Reactive cont.)									X	X															
ANCR (earth fault n. n.).C.)																									
AZVT (Zero voltage tripping)																									
GAPC (Aut.proc.con.)									X	X		X	X			X	X								

^a PICOM TYPE ID gives a rough classification of all requested PICOM according to their attributes.

Table B.4 – PICOM allocation (Part 2)

[illegible]

PICOM TYPE ID ^a	1	1	1	1	1	2	2	1	1	2	2	1	1	1	1	1	4	4	6	9	2	4	2	2
	0	0	0	1	0	7	8	0	0	1	1	0	6	7	2	4	4	4	6	9	5	4	5	4
PICOMs by message type	1	1	1									1			1									
LOGICAL NODE	Event indication	Group event	Event list update	Event list archive	Event	Date and time	Synchronization (clock)	Recorder faulty	Function supervision	Command to switchgear	Command to aux. Devices	Indications	Position indications	No-operation information	Releases	Request to ITL	Request to SYNC	Integrated totals	Metered values	Reports	Archived data	S-t-diagram	Counter values	Diagnostic data
ZGIL (Gas isol. line)					X				X														X	
ZLIN (Power OH line)	X	X							X						X									X
ZBAT (Battery)					X				X														X	
ZAXN (Aux. network)	X	X							X						X									X
GGIO (Generic I/O)					X				X	X	X	X	X	X	X								X	X
STIM (Time master)						X	X																	
SSYS (Syst. Supervis.)					X				X			X												
GTEs (Test Generator)																								

^a PICOM TYPE ID gives a rough classification of all requested PICOM according to their attributes.

The PICOM types appearing by the decomposition of logical nodes into PICOMs according to the PICOM table are summarized in the following table with their range of attributes:

Table B.5 – PICOM types

PICOM TYPE ID	Meaning of PICOM and its value attribute^a	Type Mode	Number of value attributes combined – range – typically figures	Size of value attribute in bits^b	Transfer time^c (response/cycle) – range – typically figure given in ms	Message type^d
1	Process value (sample)	Value Cyclic	1 – 8 1, 2, 3, 5	16	– 10, 0,1, 0,5, 1,2,5,10	4 ^a
2	Process value (r.m.s.)	Value Cyclic	1 – 8 1, 2, 3, 5	16	– 1 000, 50, 100, 500, 1 000	2 ^b
3	Measured value (calculated) like energy	Value Cyclic Requ.	1 – 64, 4, 6, 64	16	– 1 000, 100, 500, 1 000	3
4	Metered value (calculated) like energy	Value Cyclic Requ.	1 – 512 1, 512	16	– 1 000, 100, 500, 1 000	3
5	Process value (non-electrical) like temperature	Value Cyclic	1 – 8 1	16	1 000 – 5 000 1 000, 5 000	3 ^c
6	Report (calculated) like energy list	File Requ.	1	1 024	1 000 – 5 000 1 000, 5 000	5
7	Fault value (calculated) like fault distance	Value Requ.	1 – 2 1	16	1 000 – 5 000 1 000, 5 000	3
8	Mixed fault info (calculated) extensive	File Requ.	1	512	1 000 – 5 000 1 000, 5 000	5
9	Mixed fault data (calculated) like disturbance rec.	File Requ.	1	20 000 200 000	5 000	5
10	Event/alarm	Event Spont.	1 – 16 1	1	100 – 1 000 100, 500, 1000	3 ^d
11	Event/alarm list/group	File Spont. Requ.	1	128 1 024	100 – 1 000 100, 500, 1 000	5
12	Trigger (calc.) e.g. for start of another function	Event Spont.	1	1	10 – 1 000 10, 50, 100, 1 000	1
13	Complex block or release (calculated)	Event Spont.	1	16	10 – 100 10, 100	1
14	Request (calc.) for sync, interlock, etc.	Event Spont. Requ.	1	1	10 – 100 10, 100	2
15	Fast broadcast Message, e.g. for block/release	Event Spont.	1	1	1 1	1

^a By basic definition, a PICOM consists of one data element (value only). Some of these basic data elements may be combined if this makes sense from the application point of view.

^b Without time tag; no requirement but some idea about the net data and input for data flow calculations.

^c Definition see 12.2.

^d According to 12.4.

PICOM TYPE ID	Meaning of PICOM and its value attribute ¹	Type Mode	Number of value attributes combined - range - typically figures	Size of value attribute in bits ²	Transfer time ³ (response/cycle) - range - typically figure given in ms	Message type ⁴
16	Process state	Status Requ. Cyclic	1	1	1 – 100 1, 10, 20, 50, 100	2 ^e
17	Calculated state	Status Requ.	1	1	1 – 100 1, 10, 20, 50, 100	2 ^e
18	External condition	Status Requ. Cyclic	1	1	1 – 100 1, 10, 20, 50, 100	2 ^e
19	Mode of operation	Status Requ. Cyclic	1	1 16	10 – 100 10, 100	3
20	Process state changed	Event Spont.	1	1	1 – 10 1, 10	1
21	Command	Cmd. Spont.	1, 5	1	1 – 1 000 1, 2, 5, 10, 50, 100, 1 000	7 ^f
22	Trip	Cmd. Spont.	1	1	1	1
23	Set point	Value Spont.	1	16	100 – 1 000 100, 1 000	3
24	ID data, setting	File Spont. Requ.	1	1 024	1 000 – 5 000 1 000, 5 000	5
25	Diagnostic data	File Spont. Requ.	1	1 024	5 000	5
26	Acknowledge by operator or auto.	Cmd. Spont.	1	1	10 – 1 000 10, 100, 1 000	3
27	Date and time	Value Cyclic Requ.	1	32	100 – 1 000 100, 1 000	3
28	Synchronization "pulse"	Cmd. Cycl.	1	1	0,1 – 10, 0,1, 0,5, 1, 2, 5, 10	6

1 By basic definition, a PICOM consists of one data element (value only). Some of these basic data elements may be combined if this makes sense from the application point of view.

2 Without time tag; no requirement but some idea about the net data and input for data flow calculations.

3 Definition see 12.2.

4 According to 12.4.

a Accuracy 25 µs or less.

b In future, some values regarding power quality maybe of message type 1a.

c Special values like pressure may be need message type 2.

d Alarms and events as seen from the alarm and event handling, automatics may need message class 2.

e For some fast functions, message type 1 may be requested.

f The command message created as type 7 by the operator may be propagate at lower levels faster, e.g. according to type 1 on the process bus like a trip.

Annex C (informative)

Communication optimization

Retaining full flexibility but to reduce the load on the communication system the following principles have to be considered.

Instead of asking cyclically for data (polling) there should be an appropriate use of event driven spontaneous transfers and time driven continuous data streams between the logical nodes to keep the load limited,

Allow for transmission of long comprehensive data description in the initialization phase and short identifiers in the operative phase. The initialization phase may also be seen as the engineering phase of the communication system and handled by proper tools and configuration files.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013

Annex D (informative)

Rules for function definition

D.1 Function definition

To get the communication requirements on the basis of the LN and PICOM approach, the function definition consists of three steps.

- function description including the decomposition into LNs,
- logical node description including the exchanged PICOMs,
- PICOM description including the attributes.

D.2 Function description

D.2.1 Task of the function

For each function a description is given to understand its task within the substation automation system independently of its distribution into LNs. This clause shall specify the context needed for the execution of the function also.

D.2.2 Starting criteria for the function

There is always some reason why a specific function is initiated, e.g.

- a human operator starts this function via an HMI,
- another function sends a request (typical of automatics),
- a status change in the process triggers this function (typical of protection).

This start reason has to be defined.

D.2.3 Result or impact of the function

Any function results either in some change of the process (e.g. by switching a breaker), in some trigger for another function or in some notification of the human operator. This result or impact has to be defined.

D.2.4 Performance of the function

This subclause shall define the requested overall performance of the function from a system and application point of view. Examples: Total requested response time of the function by adding up the starting time, the internal processing time, the overall transfer time per PICOM, and the delay time in the related process interface. It means that the pure data transfer time on the communication link has to be shorter than this figure. Additional performance criteria are e.g. the accuracy for the synchronization needed.

D.2.5 Function decomposition

This subclause shall describe how the function may be decomposed in LNs and how many decomposition sets exist typically.

D.2.6 Interaction with other functions

Data may be exchanged with other functions. These data and its importance for the function under consideration shall be stated.

D.3 Logical node description

D.3.1 General

For each LN a description is given to understand its task within the overall function. This clause shall also specify the context needed for the execution of the LN.

D.3.2 Starting criteria

This subclause shall identify the starting criteria and other inputs of the LN from a communication point of view.

D.4 PICOM description

D.4.1 Input and outputs by PICOMs

The input and outputs of the LN are described by the data to be exchanged, i.e. by PICOMs with all related attributes as given in 7.1.

Inputs may be start, trip, block, settings, fault record, fault information, time tagged events, supervision alarm, position indication, position indication, commands, and request for information, etc.

The meaning of starting criteria and inputs depends on the LN in consideration.

- Data coming from (input) and data going to (output) the communication network are described informally here. This means data with all related application attributes but without implementation or coding rules.
- The sending LN is the source, the receiving LN is the sink of data stated within the context of the overall function.
- The receiving LN has to know what it needs, i.e., it shall be able to check if the delivered data are complete and valid for performing its task. It has to be able to check the quality of the incoming data including its age. Therefore, all data have to be time tagged, if the communication system is not delivering data in well-defined time slots (implicit time tagging). Each sending LN has to identify possible doubts about the quality of the data sent and issue error messages if applicable.

D.4.2 Operation modes

Other LNs of distributed functions have to be informed about any degradation by a PICOM. If the receiver has enough time, a request for sending valid data could be sent. Nevertheless, the reaction in case of degraded data exchange has to provide a fail-safe behaviour of the function. A PICOM is also required for return to normal mode.

The detailed sequential behaviour of the distributed LNs is beyond the scope of this standard. The requirement for interoperable communication between distributed LNs shall be based on standardization of syntax, semantics and quality of the data to be exchanged.

D.4.3 Performance

The performance requirements for the communication in substations are based on the performance attributes of the PICOMs.

Annex E (informative)

Interaction of functions and logical nodes

The interaction between functions is described by the interaction of the related LNs.

There are basically two types of interaction between LNs.

- Informative interactions: The exchanged data provide some information. The exchanged data are no prerequisite for the performance of the LN and, therefore, the LNs stay autonomously. Functions composed by such LNs are often called local functions or stand-alone functions.
- Functional interactions: The exchanged data are needed for performing the functions, they are not autonomous. Functions composed by such LNs are often called distributed functions.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013

Annex F **(informative)**

Functions

F.1 System support functions

F.1.1 Network management

F.1.1.1 Task

Network management is needed to configure and maintain the communication network. The communication network is composed out of nodes.

The basic task is the node identification. Both the addition and the removal of a node have to be detected. All nodes have allocated identification and status information. The network management evaluates this information. The identification of a node is distributed with broadcast service, when the node gets on-line. A human operator or a system may request the identification of the logical node.

F.1.1.2 Starting criteria

There are different starting criteria

- set up or restart of the system,
- operator request from an HMI,
- addition of a physical or logical node,
- call by a configuration manager.

F.1.1.3 Result

All nodes are identified and configured to a system. The actual status of all physical devices (LN0) and logical nodes is known. The actual status and the data traffic for all physical and logical links between the LNs are known. Degraded nodes and links are detected and their impact on the system is minimized. The resources of the communication network are properly shared. Interoperability is supported by the means of the network. The system is a reliable and safe status.

F.1.1.4 Performance

Depending on the different performance requirements for the communication, different performance levels for the network management function are allowed. The range of these levels is between 1 ms and 1 min.

To reach a very high availability, the node identification times should be very short. They shall be same as the self-check times. Depending on the function of interest, they will be in the order of seconds or minutes.

F.1.1.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, LLN0, any other LN, system supervision SSYS.

F.1.1.6 Interaction

Physical device self-checking, configuration management, operative mode control of LN, alarm management, event management.

F.1.2 Time synchronization

F.1.2.1 Task

Time synchronization is used for the synchronization of the devices within the system. One LN with a precision time source acts as the time master. A second LN of the same type may be defined to act as a backup time master. The time is provided normally by an external source (radio or satellite clock).

Time synchronization consists of two subtasks:

- setting of absolute time in the distributed nodes by the time master or via HMI. This task is done by mapping the time from the user layer to the application layer,
- continuous synchronization of the clocks in the distributed nodes. For the requested high efficiency this task is done preferentially by means provided by the protocol stack already (somewhere between application and link layer).

Therefore, the time synchronization method shall be standardized per stack.

F.1.2.2 Starting criteria

System start-up, continuous clock messages, changes by HMI.

F.1.2.3 Result

The time in all devices of the system is synchronized with the requested accuracy.

F.1.2.4 Performance

For the accuracy of time requirements, classes are defined in 11.1.3.3 of the body of this document.

NOTE 1 These are functional requirements. It is up to the implementation if e.g. the time synchronizing of the clocks in IEDs has to be one order of magnitude better than requested by the functional requirements.

NOTE 2 These figures can be matched only if both the time synchronization and the tagging mechanism within the IEDs provide this performance but is supported by the communication services also.

F.1.2.5 Decomposition

External time source (radio/e.g. DCF77, satellite/GPS):

Time master STM, device clock in LLN0.

F.1.2.6 Interaction

No direct interaction, but time synchronization is important for functions like synchronized switching, event management, distributed synchrocheck, sampling of CT/VT data.

F.1.3 Physical device self-checking

F.1.3.1 Task

The self-check detects, if a physical device is fully operational, partially operational or not operational. More detailed information is proprietary and available via generic services.

If a human operator or a system supervision function requests a self-check from a device, a link shall be established to the LN, which is related to common device properties (LN0).

If a human operator or a system supervision function wants to be spontaneously informed about changes of self-check information, he has to establish a link to this device common LN0 and subscribe this self-check information.

The LN common for the physical device performs in regular intervals a self-check on device level.

F.1.3.2 Starting criteria

System start-up, event driven status messages, request by HMI or system supervision function.

F.1.3.3 Result

Self-check information is an output of this provided to the requesting user.

F.1.3.4 Performance

To reach a very high availability the self-check times should be very short. Depending on the function of interest, they will be in the order of seconds or minutes.

F.1.3.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, LLN0, SSYS, CALH.

F.1.3.6 Interaction

Network management

System configuration or maintenance functions

F.1.4 Software management

F.1.4.1 Task

The functions are implemented by software. The software management function is used to:

- download software to a device;
- upload software from a device;
- get the list of software contained on a device and their identification;
- activate the software.

The requesting human operator or system supervision function shall be informed of the result of its request (accepted or failed). There is no back-up procedure in case of failure.

Software to be loaded is considered as a single file from the communication point of view. Software identification is manufacturer specific and considered as a string.

Some operational performances of the device may be affected during software downloading and shall be specified by the manufacturer.

Starting the software and reading its status are part of another function („Operative mode control of LN“).

F.1.4.2 Starting criteria

The starting criterion is a request. It is motivated e.g. by the download of a new release adding functions or fixing bugs and/or extending the functionality.

F.1.4.3 Result

The device will be ready for the execution of the new software.

F.1.4.4 Performance

Software download shall be less than 5 min.

F.1.4.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, LLN0, any other LN, SSYS.

F.1.4.6 Interaction

Configuration management, operative mode control of LN, access security management.

F.1.5 Configuration management

F.1.5.1 Task

A device may contain one or more databases in order to customize and co-ordinate its behaviour with the rest of the system.

The function is used to:

- download a database to a device,
- upload a database from a device,
- get the list of databases contained on a device, their identification and their status,
- change the status of a database in a device,
- activation or deactivation of the configuration data.

The requesting human operator or system supervision function shall be informed of the result of its request (accepted or failed). There is no back-up procedure in case of failure.

Each database is considered as a single file from the communication point of view. Database identification is manufacturer specific and considered as a string.

The status of a database is:

- loaded,
- ready to be executed,
- executed.

The database is first loaded. A second step is to make it ready to be executed. When entering into the executing step, the previous executed database, if any, it replaced by the new one. The previous one enters in the ready to execute state. It may then be uploaded.

Operational performances of the device should not be affected during software downloading and when changing the executed database from one to another. The continuity of service has to be maintained. If operational performances are affected it shall be specified by the manufacturer in detail.

F.1.5.2 Starting criteria

The starting criterion is a request. It is motivated by the download of a new database adding functions, fixing bugs or substation extension/modification.

F.1.5.3 Result

The device will be using the new database.

F.1.5.4 Performance

Database download shall be less than 5 min. Switching between two databases shall be less than 1 min.

F.1.5.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, LLN0, any other LN, SSYS.

F.1.5.6 Interaction

Network management, software management, operative mode control of LN, data retrieval.

F.1.6 Operative mode control of logical nodes**F.1.6.1 Task**

The operative mode control function allows an authorized operator to start and stop any logical node in the system or to get its status to control and supervise the behaviour of the system.

The status of a LN is one of the following:

- Not existent. The equipment does not know the LN. Therefore, no communication takes place at all, also not LN supervision and system information.
- Stopped. The LN is known by the equipment but is idle. No communication regarding the function of the LN takes place in neither direction. Only LN supervision information is exchanged which is needed to maintain the status “known”.
- Started. The LN is known by the equipment and is performing its tasks with no restriction. Full communications in both directions (send & receive).
- Maintenance. The LN is known by the equipment and is performing its tasks with some restrictions (local resources corrupted, change of a parameter under processing, ...). The data exchange is restricted. The most common examples are
 - full or limited data exchange but with indication of test status,
 - blocking of control direction to avoid outputs to the process during testing etc.,
 - blocking of the monitoring direction to avoid unnecessary alarms,
 - blocking of both communication directions during local tests of the LN function.

Logical links are only permitted with LN that are started or in maintenance modes.

The operator is able to:

- get the list and status of the LN supported by equipment,
- subscribe to the status of one or more LN supported by equipment,
- start a LN when stopped,
- stop a LN when started,
- force a LN into maintenance when started,
- resume a LN when in maintenance.

NOTE This function is only permitted after completion of the security check function (authorization).

F.1.6.2 Starting criteria

Operator request e.g. for initialization of a device or reconfiguration of the system.

F.1.6.3 Result

The device will be running.

F.1.6.4 Performance

Less than 1 s.

F.1.6.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, LLN0, any other LN.

F.1.6.6 Interaction

Network management, software management, and configuration management.

F.1.7 Setting

F.1.7.1 Task

The setting function allows an operator to read and to change one or more parameters affecting the behaviour of the functionality represented by the LN.

The changes of values will become active after the operator has read back what has been sent, confirmed his settings, and the application has then successfully performed a consistency check on its setting values. This allows changing multiple interrelated parameters without violating their consistency.

Depending on the setting and the implementation of the application, the operator may be obliged to force the LN or the application into maintenance mode during the change of the settings. The standard does not specify the cases where this shall be done, but permit a LN or an application to answer that a given setting change needs to 'freeze' it first.

To avoid setting conflicts in case that several operators attempt to change simultaneously the settings of an LN, for changing a change session has to be opened with the LN, and only one change session can be open at the moment. Multiple reading, however, is allowed.

An application on a LN may have several possible parameter sets, but only one active set. It is possible to switch the active set to any of the defined sets. How many sets are possible respective defined, is implementation dependent, but shall be shown as an application parameter. Switching of the active set needs not a change session but is a single operation step, so that no problem with multiple access occurs. But parameter set switching shall be blocked, if a change session is open.

The function does not specify the list of parameters that can be set, but only the way of doing it.

Change of settings shall be protected by state-of-the-art means. Use of access security means for reading or switching of active set is optional (customer requirement).

Previous setting values of an LN shall be stored, and a fall back to previous values shall be possible, if either the application consistency check refuses the new values, or if after some time the new values prove to be insufficient. It is recommended to archive more than only the last released parameter set for possible reuse / fall back (e.g. the three last ones). It is not

prescribed where these sets are archived. Common sense would store the last released one on the LN, and all others on the operator HMI side.

F.1.7.2 Starting criteria

The setting function is started by a human operator.

Switching of active parameter sets can be started by a human operator, or by some automatic function based on change of state.

F.1.7.3 Result

The possible results are

- information of human operator about existing and active parameters on all LN applications,
- changed settings for some LN applications,
- changed active parameter set for some LN application.

F.1.7.4 Performance

The communication performance should allow feedback of read values within 1 s, sending value sets and read back within 2 s. A consistency check on a confirmed new set or a switching of the active set may last several seconds depending on the application and its implementation. Performance is not critical (i.e. above are average values, not worst case).

F.1.7.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, LLN0, any other LN.

F.1.7.6 Interaction

Automatic process functions like Automatic protection adaptation may trigger the Setting as parameter set switching, which is interlocked against the parameter setting session. Since setting refers to any LN, there is an interaction with all functions.

F.1.8 Test mode

F.1.8.1 Task

The test mode function allows the local or remote operator to check at any time any function of the system using process signals also but avoiding any impact on the process (blocking of process outputs).

F.1.8.2 Starting criteria

Operator request.

F.1.8.3 Result

Positive or negative test results provide information to the operator what functions or parts of the system are in proper operation.

F.1.8.4 Performance

Test sequence depending on the functionality to be tested. Test analysis shall be within the human operator response time (about 1 s). Detailed evaluation may take much more time.

F.1.8.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, LLN0, GTES, any other LN.

F.1.8.6 Interaction

Access security management, Alarm management, Event management, and Operative mode control.

F.1.9 System security management

F.1.9.1 Task

The system security management function allows to control and to supervise the security of the system against unauthorized access and loss of activity. The function monitors and provides all activities regarding security violations.

F.1.9.2 Starting criteria

System start.

F.1.9.3 Result

All security relevant data including are logged, the security level has to be known at any time. Dedicated data may result in immediate blocking of sensitive functions like the attempted system access. The operator or system supervisor is informed by an alarm.

F.1.9.4 Performance

The security supervision function shall be as comprehensive as possible. In case of endangered security, blocking shall be issued immediately (10 ms). Any alarm shall be provided within the human operator response time (about 1 s).

F.1.9.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, LLN0, GSAL, CALH.

F.1.9.6 Interaction

Network management, access security management, alarm management, and event management.

F.2 Operational or control functions

F.2.1 Access security management

F.2.1.1 Task

The human access to functions or the related LNs, especially to operational functions, has to be controlled by a set of rules. The access security management for automatic data exchange between the different LNs is handled during the system configuration by the function node identification. The access security management as described here is related to HMI type of users only.

The set of rules define:

- **Authentication:**

The accessed LN is responsible for ensuring that the user has the authority to use the LN application. The LN shall support authentication. In certain circumstances (for example

sensitive information retrieval or high security control) an encryption procedure may be used in conjunction with authentication. The user authentication process allows the LN to differentiate between users (for example substation operators, administrators, maintenance staff, etc.) and then allows the LN to model different access rights for these users.

- **Access control**

Access control is to provide the capability to restrict an authenticated user to a pre-determined set of services and object attributes. Access control is implemented using privileges:

- A **create** authorization allows the user to create certain classes of application objects within the specific LN.
- A **delete** authorization allows the user to delete application objects within the specific LN.
- A **view** authorization allows the user to acquire details concerning the existence of an object and the object definition.
- A **set/write** authorization allows the user to set attribute values of an object.
- A **get/read** authorization allows the user to get attribute values of an object.
- An **execute** authorization allows the user to execute the permitted application service.

Each LN shall provide access types of users with an allocated set of access rights. The sets of access rights may be defined by:

- The type of action: control of the process, control of the system, maintenance of the system, etc.
- The area of knowledge of the operator: protection, control, etc.
- The level of expertise of the operator: manager, substation operator, administrator, etc.
- The name of the bay or diameter, or equipment, or voltage level concerned, when a substation controlled by a same system is shared by different customers, etc.

Access control authorization may be dynamically altered and has to allow resolving conflicting requirements of multiple users.

F.2.1.2 Starting criteria

There are different starting criteria:

- log in of an operator, selection of an action in the user node,
- authentication is performed at the time when the user is linked to the LN,
- access control is validated at the time of an access to an object or service.

F.2.1.3 Result

Authentication is reported with either a positive response or a negative response to the user. A negative response will cause all subsequent object or service access requests to be rejected with a not authenticated error code.

Access control to an object or service, after successful authentication, is reported with either a positive response or a negative response to the user. A negative response will include an error code to indicate the reason for access denial.

F.2.1.4 Performance

Not critical to the security management, but shall meet the demands of the LN application.

F.2.1.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, LLN0, any other LN.

F.2.1.6 Interaction

All functions with operator access.

F.2.2 Control

F.2.2.1 Task

Control function allows an operator or an automatic function to operate HV/MV equipment like switchgear or transformer and any auxiliary equipment in the substation. The control is applied to a controlled item.

Control function is used to:

- Open or Close a breaker, disconnector or earthing switch,
- Raise or Lower a transformer tap,
- Set to On or Off a LV equipment.

Control function may optionally include a "Select" step, used to check that the control may be valid and to eventually lock a resource.

Control is subject to miscellaneous filters that check that there will be no damage if the control is issued. These functions are listed under „System control functions“ and include (optional per control):

- Control unity (on the controlled item, in the bay, in the voltage level, in the substation).
- Interlock validity. Interlocking is a parallel function that delivers a status to enable or disable a control (if interlock is set to on). The control message may contain an interlock violation status to bypass it.
- Synchrocheck validity. When closing a breaker, the synchrocheck will verify some electro-technical conditions and enable or not the control depending of its type.
- Time validity. The control contains a time attribute that specifies the time limit for issuing the control. This avoids issuing an old control that would have been stacked into the network.
- Locked status. A controlled item may be under lock status when the substation is partly into maintenance mode. This prohibits any control on a breaker if an operator is performing some repair on the line for example. Note that locking an item is an example of control.
- Control authorization. This is needed if an operator expects to control an item to check his authorization.
- Substation and bay mode status. The substation automation shall be in remote mode to enable remote control (i.e. from SCADA) and in local mode to enable control issued inside the substation. The bay mode shall be in remote mode to enable control from the station level or remote control level (SCADA).
- State of the controlled item. The control shall lead the controlled item into an authorized state (for example, it is impossible to open an open disconnector). When the controlled item is in an unknown state (double point status have the same value for example), this filter is optionally suppressed.

Control is cancelled if one of these filters is not verified or if a cancel order is received from the control point.

F.2.2.2 Starting criteria

Request from a human operator or from an automatic function.

F.2.2.3 Result

Changes in the process by changed status of the process (primary equipment).

F.2.2.4 Performance

Depending on the controlled object under consideration.

Depending on the starting criteria, i.e. about ≤ 1 s for a human operator, ≤ 100 ms for automatics.

F.2.2.5 Decomposition

IHMI, ITCI, GAPC, CSWI, XCBR, XSWI, (GGIO).

F.2.2.6 Interaction

Access security management, management of spontaneous change of indications, synchronized switching, bay level interlocking, station wide interlocking, distributed synchrocheck.

F.2.3 Operational use of spontaneous change of indications**F.2.3.1 Task**

To monitor all spontaneous changes of states (indications) in the substation and to provide this information to all functions, which need this information.

F.2.3.2 Starting criteria

Change of a state in the power equipment, e.g. position change of a circuit breaker.

F.2.3.3 Result

Information about this change provided to all functions, which need this information.

F.2.3.4 Performance

Depending on the source of this change and the use of this information about this change.

Detection ≤ 1 ms, transmission ≤ 1 s for a human operator, ≤ 100 ms for automatic functions.

F.2.3.5 Decomposition

CALH, CILO, IHMI, ITCI, ITMI, all other LNs related to primary equipment (X..., Y..., Z...) including GGIO.

F.2.3.6 Interaction

Control, alarm management, event management, bay level interlocking, station wide interlocking.

F.2.4 Synchronized switching (point-on-wave switching)

F.2.4.1 Task

The function synchronized switching allows closing or opening of the circuit breaker on a dedicated point of wave with a certain accuracy to limit the transient stress both for the breaker and the object to be energized e.g. line. Since waves mean the sinusoidal currents and voltages, the point on wave refers to a dedicated instant of time resulting in synchronized switching.

Closing:

The contacts of the breaker shall be closed at the instant of same potential on both sides to avoid or minimize strokes in between. Therefore, the time-dependent potentials (samples with amplitude, frequency and phase information measured e.g. by VTs) from both sides of the breaker have to be compared for the calculation of the proper instant of contact touching. This calculated instant of time shall be reached by the closing operation within 0,1 ms to minimize strokes appearing for contact distances below the voltage-dependent isolation distance.

For this purpose, the local/bay potential has to be compared with a remote potential from the busbar or from another bay. Using the knowledge about the actual busbar configuration, the proper remote VT has to be selected. This information may be provided from the station level or known at the bay level already.

The high accuracy needed for comparison of the voltage sample could be provided by synchronized sampling or by asynchronous samples time tagged with the same accuracy for waveform reconstruction. This is a matter of function implementation and the selected communication implementation (bus/stack).

Opening:

The contact separation of the breaker shall occur at a certain instant of time around current zero with an accuracy of 1 ms to reach optimum arcing time.

The information from the local/bay CT is needed only to calculate this instant of time.

Common:

Since this goal is determined by the mechanical behaviour of the breaker, this behaviour is monitored during any switching operation. Based on this monitoring the settings of the function are adapted from operation to operation.

F.2.4.2 Starting criteria

Selection of breaker for synchronized switching.

F.2.4.3 Result

The circuit breaker has been closed at point of wave accurate $\leq 0,1$ ms.

The circuit breaker has been opened at point of wave accurate ≤ 1 ms.

F.2.4.4 Performance

Command sequence steps ≤ 1 s.

Accuracy for closing time in relation to the wave $\leq 0,1$ ms.

Closing time < 500 ms depending on the type of breaker.

Time synchronization for the used samples < 50 µs.

F.2.4.5 Decomposition

IHMI, ITCI, CSWI, XCBR, TCTR, TVTR (local and remote).

F.2.4.6 Interaction

Control, bay level interlocking, station wide interlocking, automatic switching sequences.

F.2.5 Parameter set switching

F.2.5.1 Task

An application on a LN may have several possible parameter sets, but only one active set. It is possible to switch the active set to any of the defined sets. How many sets are possible respective defined, is implementation dependent, but shall be shown as an application parameter. Switching of the active set needs not a change session but is a single operation step, so that no problem with multiple accesses may occurs. But switching shall be blocked, if a change session is open.

F.2.5.2 Parameter set and general settings

The parameter set switching is subset of the setting from the system configuration or maintenance functions restricted to changes of predefined parameters sets needed to cope with changing operating conditions. The restriction to predefined parameter sets reduces drastically the consistency checks requested.

All other features are the same as for the setting function.

F.2.6 Alarm management

F.2.6.1 Task

Alarm management function allows an operator to visualize, to acknowledge and clear alarms. Several operators may have access simultaneously to this function. The alarms are presented in alarm list(s) and marked in process or system overview displays if applicable.

An alarm is generated when a data of the system takes a value that shall be specially considered by the operator. The data may be representative of the process state or of the substation automation system itself. The value may be invalid, unexpected, out of limit, etc. The data may be issued from single equipment or calculated with data coming from several equipment (group alarms)

The status of an alarm is calculated with:

- the presence and the value of the data that have generated the alarm (one or more data),
- the actions performed by the operator on this alarm.

The alarm will remain if the cause has disappeared, until the operator has acknowledged and cleared the alarm. If alarms are sent to different places, the request for single or multiple acknowledgements has to be defined.

An alarm has several attributes that shall be displayed to the operator:

- location/source of the alarm,
- cause of the alarm,

- acknowledgement made on the alarm,
- urgency and gravity of the alarm,
- audible alarms (if applicable).

F.2.6.2 Starting criteria

Status changes from “normal” to “alert” or “emergency”, status change from “alert” to “emergency”.

F.2.6.3 Result

Information of the local or remote operator about a critical situation in the primary or secondary system.

Acknowledgement of the alarm.

F.2.6.4 Performance

Needed performance for alarm detection depending on the function in consideration. Information to the operator and acknowledgement confirmation within the human operator time scale (1 s).

F.2.6.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, CALH, any other LN.

F.2.6.6 Interaction

Physical device self-checking, event management, any function.

F.2.7 Event management (SER)

F.2.7.1 Task

To continually collect and process the status changes from equipment, operator control actions and changes in process state, and to record the events chronologically with date and time information. All equipment is included, i.e. typically plant, protection and control equipment. The archiving and display of events in event list(s) would typically be done in work places at station level, the detection and time tagging would typically be happen at bay level or below. Nevertheless, there is event buffering and may be display at bay level and event detection on station level, e.g. for operator actions.

The content of event list(s) may be different for different operator places if applicable. The events in the list(s) may be sorted and selected according to their attributes (source, cause, time, etc.).

If the events are polled from the higher level device or sent automatically (event driven) up to the higher level device depends on the implementation of communication. In any case, the events shall be retrievable on request if the communication comes back after some downtime.

This function provides all features of a sequence of event recorder (SER).

F.2.7.2 Starting criteria

There are different starting criteria:

- continuous scanning (e.g. from station level work station),
- change of state,
- request (e.g. after a communication outage).

F.2.7.3 Result

The event database will be updated with the event including identification, the date and time. If applicable the events are printed.

F.2.7.4 Performance

Events have to be time tagged at source with an accuracy of 1 ms for process data. Some data may have a lower accuracy, e.g. operator actions are often time tagged with reference to the human operator time scale (1 s).

F.2.7.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, CALH, any other LN.

F.2.7.6 Interaction

Since nearly all LN may be sources of events, all functions are interacting with the event management function.

F.2.8 Data retrieval of configuration data and settings**F.2.8.1 Task**

To get data from one logical node to another dedicated logical node who has requested the data. The requesting IED would typically be located at the station level and the data typically stored in the logical node of an IED placed at bay level. Typical data would be configuration data and relay settings. The typical reasons for retrieving the data will be for the purpose of display, verification and bulk storage such data. Relay settings may, however, be requested for the purpose of display, editing and changing the original settings of the source logical node.

F.2.8.2 Starting criteria

There are different starting criteria

- operator request from station level,
- auto poll from station level.

F.2.8.3 Result

Data is received at the requesting logical node. The data will be in the form of a file(s), which may be stored.

F.2.8.4 Performance

The performance or speed of uploading will depend on the size of the file. Settings and measurement data should upload in less than 1 s.

F.2.8.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, LLN0, all other settable LNs.

F.2.8.6 Interaction

Configuration management.

F.2.9 Disturbance/fault record retrieval

F.2.9.1 Task

To get a disturbance/fault record held in the logical node of an IED to the dedicated logical node who has requested the data. The requesting IED would typically be located at the Station level and the record typically stored in the logical node of an IED placed at bay level. The normal reasons for retrieving a record will be for the purpose of display and bulk storage of fault data.

F.2.9.2 Starting criteria

There are different starting criteria:

- operator request from station level,
- auto poll from station level.

F.2.9.3 Result

The record is received at the requesting logical node. The record will be in the form of a file(s), which may be stored.

F.2.9.4 Performance

The performance or speed of uploading will depend on the size of the file. A single fault record should upload within 5 s.

F.2.9.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, RDRE, RDRS, IARC, TVTR, TCTR, all LNs related to primary equipment (X..., Y..., Z...) including GGIO.

F.2.9.6 Interaction

Protection function, management of spontaneous change of indications.

F.2.10 Log management

Function covered by event management.

F.3 Local process automation functions

F.3.1 Protection function (generic)

F.3.1.1 Task

The task of any protection function is to monitor values from the power network or switchgear (voltage, current, temperature, etc.). If the actual value exceeds a predefined first boundary (if applicable), the protection function goes in an alert state (alarm, start, pickup). If a second boundary is crossed (fault indicator) a trip is issued which switches off the protected object (cable, line, transformer, switchgear, etc.). The behaviour of any protection function, i.e. the protection algorithm is controlled by a set of parameters, which may be changed by the protection engineer via HMI, or by some automatics.

If a protection function is listed as local process automation function it operates independent from other functions or communication links. In case of a remote process interface (I/O) separated by a process bus, these parts have to be in proper operation also.

F.3.1.2 Starting criteria

The monitoring part of the function is set into operation if the function is started.

The function issues a start (pickup) signal in case of an alert situation (boundary crossing 1) and a trip in case of an emergency situation (boundary crossing 2).

F.3.1.3 Result

The endangered object is in a safe mode, i.e. switched off normally.

F.3.1.4 Performance

Depending on the type of protection function the requested performance for fault detection and tripping is between 10 ms and 100 ms. These internal requirements of the protection function itself evolve to communication requirements in case of a process bus transferring the trip command.

F.3.1.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, P..., TCTR, TVTR, XCBR, other primary equipment related LN.

F.3.1.6 Interaction

Alarm management, event management, disturbance/fault record retrieval, other protection functions, automatic protection adaptation, reverse blocking.

F.3.2 Distance protection (example of protection function)

F.3.2.1 Task

The line distance protection function is related to the protection of one line.

It monitors the line impedance using voltage and current. The line distance protection trips starts and trips if changes in the line impedance, admittance or reactance exceed a certain predefined limits. It has different zones in reach. The fault distance is given at least as fault impedance (or admittance, reactance) which could be converted in the geographical distance to the fault location.

F.3.2.2 Starting criteria

The monitoring part of the function is set into operation if the function is started.

The function issues a start (pickup) signal in case of an alert situation (impedance is crossing boundary 1) and a trip in case of an emergency situation (impedance is crossing boundary 2).

F.3.2.3 Result

The line is protected by switching off the fault current using the related line circuit breakers.

F.3.2.4 Performance

Monitoring continuously voltage and currents with sample rates from some hundred Hz up to some thousands Hz. To reach an accurate fault location, the relative accuracy of voltage and current samples shall be $\leq 25 \mu\text{s}$. The response time (tripping time) shall be in the order of 5 ms to 20 ms. These internal requirements of the protection function itself evolve to communication requirements in case of a process bus transferring the trip command.

F.3.2.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, PDIS, TCTR, TVTR, XCBR, other primary equipment related LN.

F.3.2.6 Interaction

Alarm management, event management, disturbance/fault record retrieval, other protection functions, and automatic protection adaptation.

F.3.3 Bay interlocking

F.3.3.1 Task

According to interlocking rules commands to the switchgear are supervised and in the case of a possible malfunction or danger blocked by the bay level interlocking function.

Interlocking rules are implemented in the bay unit and checked always before the switchgear is operated. As an example the circuit breaker cannot be closed if the grounding disconnector at the feeder side is in on position.

For test purposes, the interlocking rules can be changed or set out of operation on-line by the HMI.

F.3.3.2 Starting criteria

The recalculation of interlocking conditions starts by any position change of the switchgear (circuit breaker, isolator, grounding switch). Depending on implementation, the recalculation may start not before switchgear selection.

F.3.3.3 Result

Release or blocking of the intended switching operation. Depending on implementation the interlocking reason may be supplied also to the HMI.

F.3.3.4 Performance

All kinds of selection, release or blocking signals have to be transmitted with an overall transfer time of about 10 ms. The recalculation time of the interlocking is outside the scope of this standard but should be in the order of the human operator time (1 s).

F.3.3.5 Decomposition

IHMI, ITCI, CILO, CSWI, XCBR, XSWI, (PTUV) – if applicable.

F.3.3.6 Interaction

Control, bay level interlocking in other bays, station-wide interlocking.

F.4 Distributed automatic functions

F.4.1 Station-wide interlocking

F.4.1.1 Task

The interlocking function is solved in a distributed way including the reservation principle.

The communication needed between the distributed units is solved using a general bay to bay communication with no special adaptation.

The following general requirements shall be fulfilled as far as possible:

- command handling performance shall be sufficiently high, i.e. response time below 1 s from the moment a command is given by the operator until the switch starts to move;
- interlocking safety shall be sufficiently high, i.e. no permanent or temporary node failure shall lead to a dangerous command, and the probability of (spontaneous) undetected state changes during the command handling time shall be sufficiently low;
- engineering effort for configuration and handling of possible fault situations shall be low;
- the solution shall be flexible so special conditions can be fulfilled, e.g. two commands executing at the same time;
- standard communication messages according to the data dictionary shall be used. No application level programs for the communication network with special messages shall be necessary.

F.4.1.2 Starting criteria

Position change of a switching device or request of the command function.

F.4.1.3 Result

Release or block for all switching devices or for the switching device of interest.

F.4.1.4 Performance

There are different performance requirements:

- blocking and release 10 ms;
- reservation 100 ms;
- recalculation < 1 s.

F.4.1.5 Decomposition

IHMI, ITCI, CILO, CSWI, XCBR, XSWI, (PTUV) – if applicable.

F.4.1.6 Interaction

Control, bay level interlocking.

F.4.2 Distributed synchrocheck

F.4.2.1 Task

The function distributed synchrocheck allows releasing the command “Close” in a proper time window where the differences of the voltages on both sides of the open breaker are in within an acceptable range regarding amplitude, frequency and phase.

For this purpose, the local/bay voltage has to be compared with a remote voltage from the busbar or from another bay. Using the knowledge about the actual busbar configuration the proper remote VT has to be selected. This information may be provided by the station level or known at the bay level already.

The high accuracy needed for comparison of the voltage sample could be provided by synchronized sampling or by asynchronous samples time tagged with the same accuracy for waveform reconstruction. This is a matter of function implementation and the selected communication implementation (bus/stack). By definition, at least the remote voltage is delivered via a serial bus (e.g. interface 9).

The functionality of the voltage comparison part with all related requirements is the same as for the closing part of the function “Synchronized switching”. The conventional (= local) “Synchrocheck” function has the same functionality but is getting all voltages hardwired.

F.4.2.2 Starting criteria

Selection of circuit breaker for synchronized switching or continuously running.

F.4.2.3 Result

Time window for “Close release” of the selected circuit breaker.

F.4.2.4 Performance

There are different performance requirements:

- release calculation ≤ 1 s;
- time synchronization for samples < 50 μ s;
- time synchronization for zero crossing time tag 0,1 ms.

F.4.2.5 Decomposition

IHMI, ITCI, RSYN, TVTR (local and remote).

F.4.2.6 Interaction

Control, automatic switching sequences.

Distributed process automation functions.

F.4.3 Breaker failure

F.4.3.1 Task

If a breaker tripped by some protection (e.g. line protection) does not open because of an internal failure, the fault has to be cleared by the adjacent breakers. The adjacent breakers may include breakers in the neighbouring substations (remote line ends). For this purpose the breaker failure protection is started by the protection trip and supervises if the fault current disappears or not. If not, a trip signal is sent to all adjacent breakers after a preset delay.

F.4.3.2 Starting criteria

The protection trip makes the breaker failure protection alert.

F.4.3.3 Result

The fault is clear by the adjacent breakers.

F.4.3.4 Performance

Fast detection of trip signal and fault current and very fast reset in case of a disappearing fault current. Delay settable ≤ 100 ms. The trip transfer time shall be in the order of 5 ms.

F.4.3.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, P..., RBRF, TCTR, CSWI.

F.4.3.6 Interaction

Protection.

F.4.4 Automatic protection adaptation (generic)

F.4.4.1 Task

The protection specialist may change the protection parameters (settings) if needed by static or slow predictable power system reconfiguration.

If the conditions for protection are dynamically changing during operation, the parameters of the protection may be changed by local or remote functions. Very often no single parameters are changed but complete pre-tested sets of parameters.

F.4.4.2 Starting criteria

Change of conditions detected and communicated by some other functions.

F.4.4.3 Result

The protection function is adapted to the changed power system condition.

F.4.4.4 Performance

Depending on the considered function and the rate of condition change in the power network the change command has to be communicated between 1 ms and 100 ms.

F.4.4.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, P...

F.4.4.6 Interaction

Protection.

F.4.5 Reverse blocking function (example for automatic protection adaptation)

F.4.5.1 Task

When a fault occurs in a radial network, the fault current flows between the source and the fault location:

- the upstream protections are triggered;
- the downstream protections are not triggered;
- only the first upstream protection has to trip.

The reverse blocking function is a distributed function that eliminates a fault in a minimum and constant time, wherever it occurs in a radial electric network. It offers a full tripping discrimination and a substantial reduction in delayed tripping of the circuit breaker located nearest to the source (the first upstream protection/breaker). It concerns phase overcurrent and earth fault protections of different types: definite time (DT) and IDMT (standard inverse time SIT, very inverse time VIT and extremely inverse time EIT).

F.4.5.2 Starting criteria

When a protection is triggered by an overcurrent

- it sends a blocking signal to the upstream protections,
- it trips (opens) its associated circuit breaker if it does not receive a blocking signal issued by a downstream protection.

F.4.5.3 Result

Only the first upstream protection has tripped the related breaker in a minimum and constant time.

F.4.5.4 Performance

Depending on the applied time delay based fault discrimination scheme the block command has to be communicated within the order of 5 ms (transfer time).

F.4.5.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, P... (more than one).

F.4.5.6 Interaction

Protection, automatic protection adaptation.

F.4.6 Load shedding

F.4.6.1 Task

To shed load in case of supply shortage to stabilize the power frequency.

F.4.6.2 Starting criteria

There are different starting criteria:

- the power frequency drops below a certain limit (multiple limits, e.g. four levels): $f < f_n$;
- the decay of frequency is faster than a given limit: $df/dt > (df/dt)_m$;
- the power flow is not balanced: $\sum P_i \neq 0$ (production $\neq$ consumption).

F.4.6.3 Result

The load is reduced to such an extent, that the power balance is zero, i.e. the frequency stays at its nominal value or within an acceptable, predefined range.

F.4.6.4 Performance

f , df/dt relay oriented not communication oriented.

F.4.6.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, GAPC, PFRQ, MMXU, CSWI, XCBR, XSWI, (GGIO).

F.4.6.6 Interaction

Control, protection (frequency), automatic switching sequences.

F.4.7 Load restoration

F.4.7.1 Task

Restore the local grid (busbar) after a tripping of one or more feeders. Maybe the complete busbar has been tripped by the busbar protection. The reconnection of feeders and consumers is made in a proper sequence according to some predefined priority and/or according to the network conditions.

F.4.7.2 Starting criteria

Disappearance of the fault condition or manually from the HMI.

F.4.7.3 Result

All feeders and consumers are connected again and the power delivery is restored.

F.4.7.4 Performance

Within the human operator time or switchgear time scale, i.e. ≤ 1 s per switching step.

F.4.7.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ITMI, GAPC, CSWI, XCBR, XSWI.

F.4.7.6 Interaction

Control, distributed synchrocheck, automatic switching sequences.

F.4.8 Voltage and reactive power control**F.4.8.1 Task**

The voltage on a busbar in the power network depends on the position of the transformer taps and on the amount of reactive power to be moved around. By controlling both the voltage is kept at its nominal value or in a very small well-defined range. The control is made by changing the tap positions or by stepwise switching capacitor or reactor banks. Very often only one these means are available for such a control function in the substation under consideration.

F.4.8.2 Starting criteria

Deviations of U or Q from their set points. For more than one transformer: the circulating reactive current is above its accepted limit.

F.4.8.3 Result

The voltage or the reactive power is back to its nominal value or in a very small well-defined range. The circulating reactive current is below its accepted limit.

F.4.8.4 Performance

Detection fast but response limited by the switching mechanism.

F.4.8.5 Decomposition

IHMI, ITCI, ATCC, ARCO, TVTR, (TCTR), YLTC, YPTR.

F.4.8.6 Interaction task

Control, protection (transformer differential, over-/undervoltage).

F.4.9 Infeed switchover and transformer change**F.4.9.1 Task**

There are different kind of tasks:

- a) Busbars with multiple infeed have to be switched over in case that the main infeed is disturbed or lost. The switchover has to take place bump less in such a way that no problems regarding the synchronization of lines and loads (e.g. motors) appear.
- b) In case of parallel transformers, the load of an overloaded, endangered or faulted transformer has to be switched over to a healthy, parallel running transformer. The switchover has to take place bump less in such a way that no problems regarding the

synchronization of lines and loads (e.g. motors) appear. This includes a proper setting of the tap position of the transformer also.

F.4.9.2 Starting criteria

There are different starting criteria:

- disturbance or loss of feeding line;
- overloaded, endangered or faulted transformer.

F.4.9.3 Result

Uninterrupted (if applicable) power flow by a sound feeding line or transformer.

F.4.9.4 Performance

≤ 100 ms.

F.4.9.5 Decomposition

IHMI, ITCI, PTUV (infeed) or PTDF/PTTR (transformer), TVTR, TCTR, YPTR, GAPC, RSYN, CSWI, XCBR, XSWI.

F.4.9.6 Interaction

Control, distributed synchrocheck, voltage and reactive power control, automatic switching sequences.

F.4.10 Automatic switching sequences

F.4.10.1 Task

To change the process state by one single operator command also if a sequence of switching operations is needed. This function facilitates the task of the operator especially in complex substations, avoids unnecessary switching and may be used for automatics also.

F.4.10.2 Starting criteria

Request from a human operator or from an automatic function.

F.4.10.3 Result

Changes in the process by changed status of the process (primary equipment).

F.4.10.4 Performance

Depending on the controlled objects under consideration.

Depending on the starting criteria, i.e. about ≤ 1 s for a human operator, ≤ 100 ms for automatics.

F.4.10.5 Decomposition

IHMI, ITCI, GAPC, CSWI, XCBR, XSWI.

F.4.10.6 Interaction

Access security management, control, bay level interlocking, station wide interlocking, distributed synchrocheck.

Annex G

(informative)

Results from function description

Table G.1 – Function-function interaction (Part 1)

FUNCTION	Network management	Time synchronization	Physical device self-checking	Node identification	Software management	Configuration management	Operative mode control of LN	Setting	Test mode	System security management	Access security management	Control	Management of spontaneous change	Synchronized switching	Parameter set switching	Alarm management	Event management/Log management
Network management	o		x	x		x	x									x	x
Time synchronization	-	o	-	-	-	-	-		-		-	-	-	x	-	-	x
Physical device self-checking	x	-	o													x	
Node identification	x	-		o													
Software management		-			o	x	x			x							
Configuration management	x	-			x	o	x										
Operative mode control of LN	x	-			x	x	o										
Setting	-	-	-	-	-	-	-	o	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Test mode									o	x						x	x
System security management	-	-	-	-	-	-	-	-	-	o		-	-	-	-	-	-
Access security management	-	-	-	-	-	-	-	-	-		o	-	-	-	-	-	-
Control		-								x	o	x	x				
Management of spontaneous change of		-									x	o					
Synchronized switching		-									x		o		x	x	
Parameter set switching	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	o	-	-
Alarm management	x	-	x	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-	-	-	o	-
Event management/Log management	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-	o
Data retrieval		-				x											
Disturbance/fault record retrieval		-											x				
Protection function (generic) / Examples		-														x	x
Bay level interlocking		-										x					
Station wide interlocking		-										x					
Distributed synchrocheck		x										x					
Breaker failure		-															
Automatic protection adaptation /		-															
Reverse blocking function		-															
Load shedding		-										x					
Load restoration		-										x					
Voltage and reactive power control		-										x					
Infeed switchover and transformer		-										x					
Automatic switching sequences		-								x	x						

EXPLANATION OF SYMBOLS:

o Identical function (diagonal of the interaction matrix)

x Dedicated function interaction

- Common service interaction

Table G.3 – Function decomposition into logical nodes (Part 1)

FUNCTION	LOGICAL NODE	Network management	Time synchronization	Physical device self-checking	Node identification	Software management	Configuration management	Operative mode control of LN	Setting	Test mode	Access security management	Control	Management of spontaneous change of ind.	Synchronized switching	Parameter set switching	Alarm management
P... (Protection, generic)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
RDRE (Dist. recording at by level)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
RDRS (Dist. Evaluation at station level)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
RREC (Automatic reclosing)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
RBRF (Breaker Failure)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
RCPW (Carrier or pilot wire relay)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
RFLO (Fault locator)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
RSYN (Synchrocheck)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
RPSB (Power swing blocking)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
CALH (Creation of group alarms/events)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x		x		x	x
CSWI (Switch controller)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	
CILO (interlocking bay/station)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
IHMI (Human machine interface)	x	-	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
ITCI (Telecontrol interface)	x	-	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
ITMI (Telemonitoring interface)			x	x	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
IARC (Archiving)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
ATCC (Automatic tap changer control)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
AVCO (Voltage control)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
ARCO (Reactive control)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
ANCR (Earth fault neutral control/P.C.)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
AZVT (Zero voltage tripping)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
GAPC (Automatic process control)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x			x	x	
MMXU (Measurand unit /op.)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
MMTR (Metering / acqu. and calc.)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
MSQI (Sequences and imbalances)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
MHAI (Harmonics and interharmonics)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
EXPLANATION OF SYMBOLS:																
x Dedicated function decomposition																
- Common service function decomposition																

Table G.4 – Function decomposition into logical nodes (Part 2)

LOGICAL NODE	FUNCTION														
	Network management	Time synchronization	Physical device self-checking	Node identification	Software management	Configuration management	Operative mode control of LN	Setting	Test mode	Access security management	Control	Management of spontaneous changes of ind.	Synchronized switching	Parameter set switching	Alarm management
LLN0 (Related to PD)	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
GSAL (Generic security application)	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
XCBR (Circuit breaker)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
XSWI (Disconnecter)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x	
SIMS (Insulation medium supervision)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
SARC (Arc detection)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
SPDC (Partial discharge detection)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
TCTR (Current transformer)		-	-	x	x	x	x	x	x	x				x	
TVTR (Voltage transformer)		-	-	x	x	x	x	x	x	x			x	x	
YPTR (Power transformer)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
YLTC (Tap changer)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
YEFN (Earth fault neutralizer/Petersen coil)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
YPSH (Power shunt)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZGEN (Generator)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZTCF (Thyristor controlled converter)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZCON (Converter)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZMOT (Motor)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZSAR (Surge arrester)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZTCR (Thyristor controlled reactive element)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZRRRC (Rotating reactive component)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZCAP (Capacitor bank)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZREA (Reactor)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZCAB (Cable monitoring)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZGIL (Gas isolated line monitoring)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZBAT (Battery monitoring)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZAXN (Auxiliary network)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
GGIO (Generic I/O)		-	-	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x	
STIM (Time master)		x	-	x	x	x	x	x	x	x					
SSYS (System supervision)	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x					
GTES (Test Generator)		-	-	x	x	x	x	x	x	x				x	
EXPLANATION OF SYMBOLS:															
x Dedicated function decomposition															
- Common service function decomposition															

Table G.5 – Function decomposition into logical nodes (Part 3)

LOGICAL NODE	FUNCTION														
	Event management/Log management	Data retrieval	Disturbance/fault record retrieval	Protection function (generic)	Bay level interlocking	Station wide interlocking	Distributed synchrocheck	Breaker failure	Automatic protection adaptation / Examples	Reverse blocking function	Load shedding	Load restoration	Voltage and reactive power control	Infeed switchover and transformer change	Automatic switching sequences
P... (Protection, generic)	x	x		x				x	x	x	x			x	
RDRE (Dist. recording at bay level)	x	x	x												
RDRS (Dist. Evaluation at station level)	x	x	x												
RREC (Automatic reclosing)	x	x		x											
RBRF (Breaker Failure)	x	x						x							
RCPW (Carrier or pilot wire relay)	x	x		x											
RFLO (Fault locator)	x	x		x											
RSYN (Synchrocheck)	x	x		x			x							x	
RPSB (Power swing blocking)	x	x		x											
CALH (Creation of group alarms/events)	x	x													
CSWI (Switch controller)	x	x										x		x	x
CILO (Interlocking bay/station)	x	x			x	x									
IHMI (Human machine interface)	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
ITCI (Telecontrol interface)	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
ITMI (Telemonitoring interface)	x	x	x	x				x	x	x	x	x	x	x	x
IARC (Archiving)	x	x	x												
ATCC (Automatic tap changer control)	x	x											x		
AVCO (Voltage control)	x	x											x		
ARCO (Reactive control)	x	x											x		
ANCR (Earth fault neutral. Control/P.C.)	x	x													
AZVT (Zero voltage tripping)	x	x													
GAPC (Automatic process control)	x	x									x	x			x
MMXU (Measuring unit /op.)		-	-	x	x	x	x	x	x	x				x	
MMTR (Metering / acqu. and calc.)		-	-	x	x	x	x	x	x	x				x	
MSQI (Sequences and imbalances)		-	-	x	x	x	x	x	x	x				x	
MHAI (Harmonics and interharmonics)		-	-	x	x	x	x	x	x	x				x	
EXPLANATION OF SYMBOLS:															
x Dedicated function decomposition															
- Common service function decomposition															

Table G.6 – Function decomposition into logical nodes (Part 4)

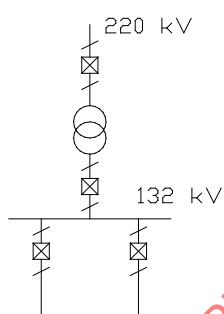
LOGICAL NODE	FUNCTION														
	Event management/Log management	Data retrieval	Disturbance/fault record retrieval	Protection function (generic)	Bay level interlocking	Station wide interlocking	Distributed synchrocheck	Breaker failure	Automatic protection adaptation / Examples	Reverse blocking function	Load shedding	Load restoration	Voltage and reactive power control	Infeed switchover and transformer change	Automatic switching sequences
LLN0 (Related to PD)	x	x													
GSAL (Generic security application)	x	x													
XCBR (Circuit breaker)	x	x	-	x	x	x	x								x
XSWI (Disconnecter)	x	x	-		x	x									x
SIMS (Insulation medium supervision)	x	x	-												
SARC (Arc detection)	x	x	-												
SPDC (Partial discharge detection)	x	x	-												
TCTR (Current transformer)	x	x	-	x				x						x	
TVTR (Voltage transformer)	x	x	-	x			x						x	x	
YPTR (Power transformer)	x	x	-											x	
YLTC (Tap changer)	x	x	-												
YEFN (Earth fault neutralizer/Petersen coil)	x	x	-												
YPSH (Power shunt)	x	x	-												
ZGEN (Generator)	x	x	-	x											
ZTCF (Thyristor controlled converter)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZCON (Converter)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZMOT (Motor)	x	x	-	x										x	
ZSAR (Surge arrester)	x	x	-												
ZTCR (Thyristor controlled reactive element)	x	x	-												
ZRRRC (Rotating reactive component)	x	x	-												
ZCAP (Capacitor bank)	x	x	-												
ZREA (Reactor)	x	x	-												
ZCAB (Cable monitoring)				x											
ZGIL (Gas isolated line monitoring)				x											
ZBAT (Battery monitoring)				x											
ZAXN (Auxiliary network)		-	-	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
GGIO (Generic I/O)	x	x	-	x											
STIM (Time master)	x	x													
SSYS (System supervision)			-												
GTES (Test generator)	x	x													
EXPLANATION OF SYMBOLS:															
x Dedicated function decomposition															
- Common service function decomposition															

Annex H (informative)

Substation configurations

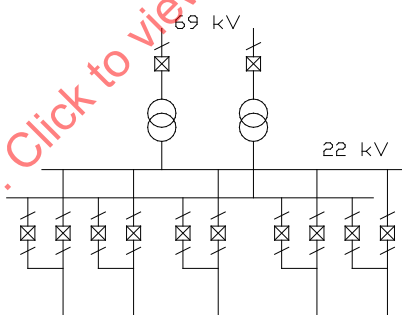
H.1 Selected substations and associated layouts

The following four layouts and configurations of substations represent transmission and distribution substations in order to cover a wide range of applications. There are many other configurations but the most ones are different only by the numbers of feeders (bays) and the voltage levels applied. These examples given in the following Figures (Figure H.1, Figure H.2, Figure H.3 and Figure H.4) are referred in other parts of the standard also.



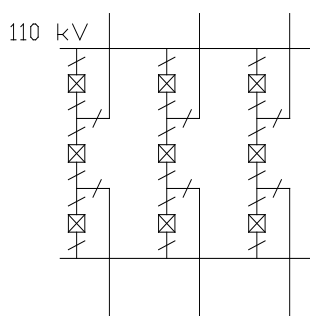
IEC 2395/12

**Figure H.1 – T1-1 Small size transmission substation
(single busbar 132 kV with infeed from 220 kV)**



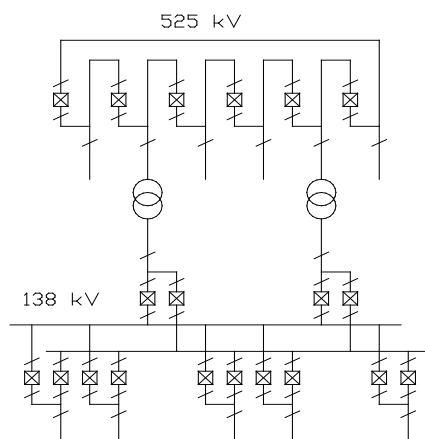
IEC 2396/12

**Figure H.2 – D2-1 Medium size distribution substation
(double busbar 22 kV with infeed from 69 kV)**



IEC 2397/12

**Figure H.3 – T1-2 Small size transmission substation
(1 1/2 breaker busbar at 110 kV)**



IEC 2398/12

**Figure H.4 – T2-2 Large size transmission substation
(ring bus at 526 kV, double busbar at 138 kV)**

Table H.1 – Definition of the configuration of all substations evaluated

Example	Number of busbars	Number of incoming feeders	Number of outgoing feeders	Number of couplings	Number of transformers
T1-1	1	1	2	-	1
D2-1	2	2	5	-	2
T1-2	2	-	6	1	-
T2-2	2	4	5	-	2

H.2 Assigned protection and control functions

H.2.1 General

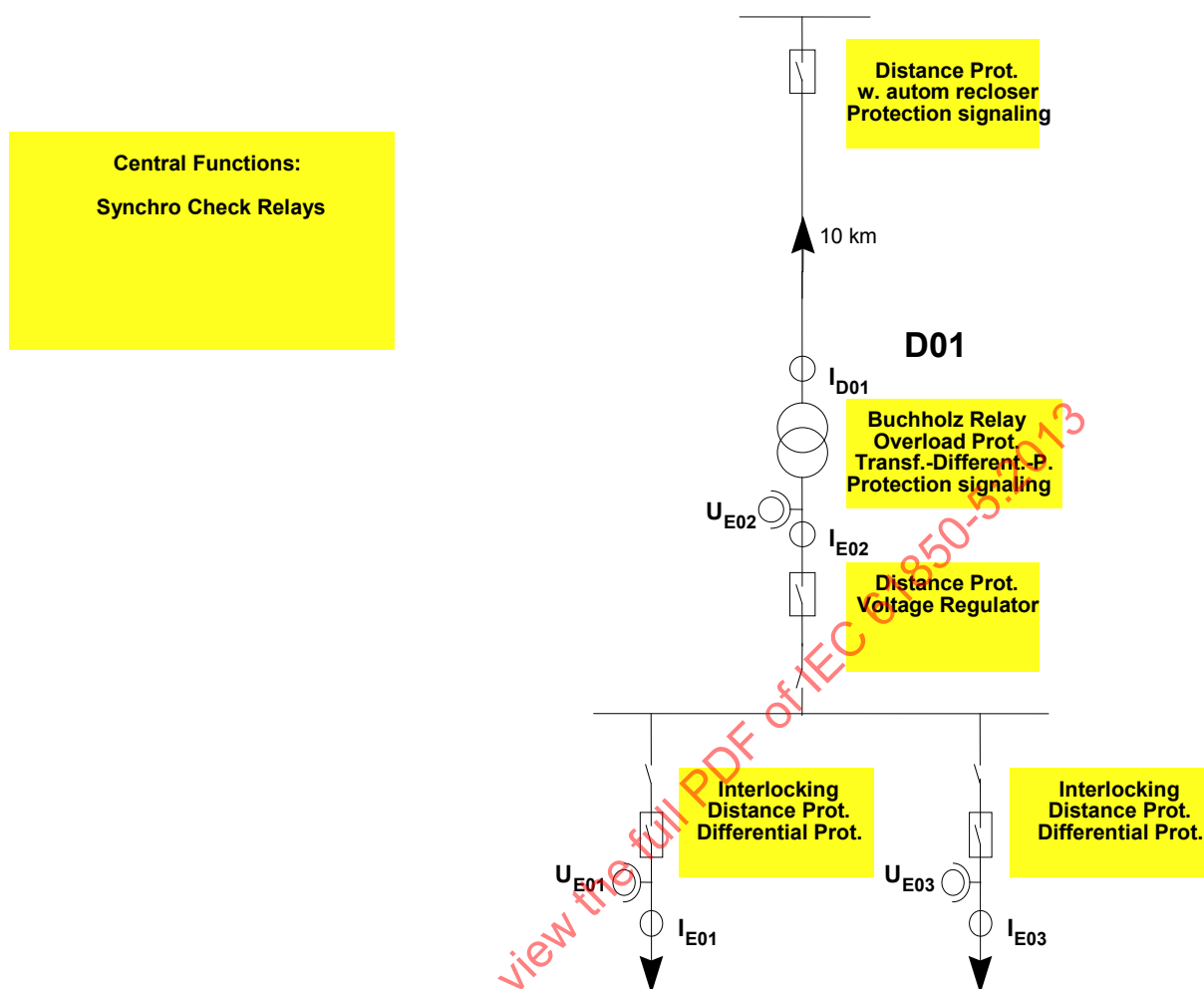
Due to different substation arrangements respectively protection and operation philosophies all over the world it is necessary to define functions of the secondary equipment regarding existing applications. Logical nodes and their assignment to physical devices is based on existing protection and operation schemes and done for each scenario separately. The assignment of logical nodes hosted finally in IEDs to the power system (switchyard) devices for each substation configuration is shown in the figures.

Compared with the first edition of IEC 61850-5 there are no results from any data flow calculation given since

- the data flow is not a requirement but the response times as listed in Clause 11;
- the data flow depends on the implementation which is outside the scope of Part 5.

H.2.2 Substation T1-1

The protection scheme and associated control functions of this small transmission substation with single busbar are shown in Figure H.5:

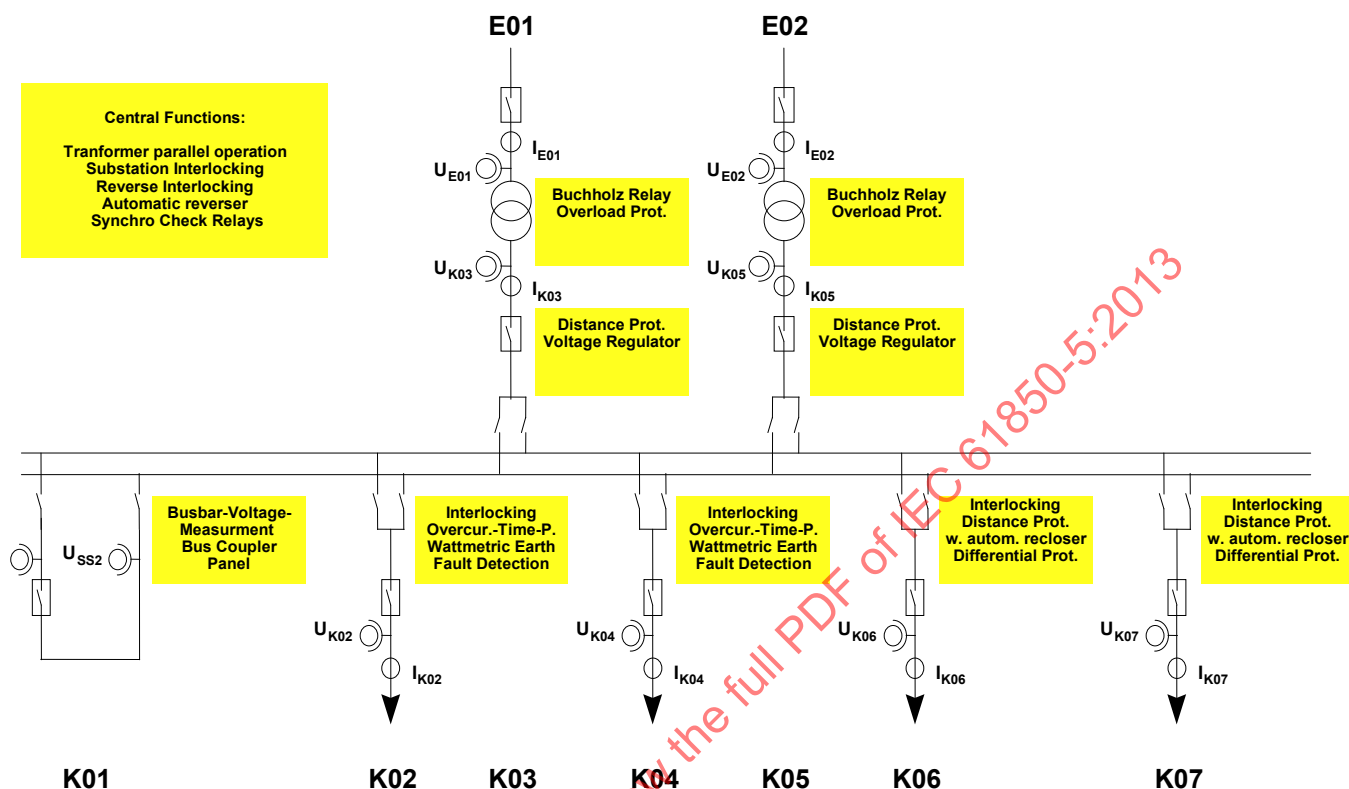


IEC 2399/12

Figure H.5 – Substation of type T1-1 with allocation functions

H.2.3 Substation D2-1

The protection scheme and associated control functions of this medium size distribution substation with two in-feeding HV bays are shown in Figure H.6.

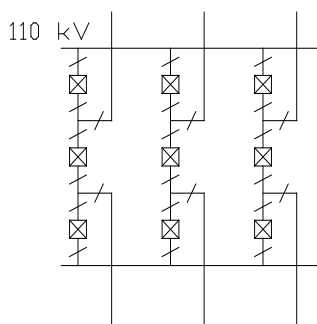


IEC 2400/12

Figure H.6 – Substation of type D2-1 with allocated functions

H.2.4 Substation T1-2

The protection scheme and associated control functions of this small transmission substation with 1 1/2 breaker busbar are based on the T2-2 scenario (H.2.5), see Figure H.7:

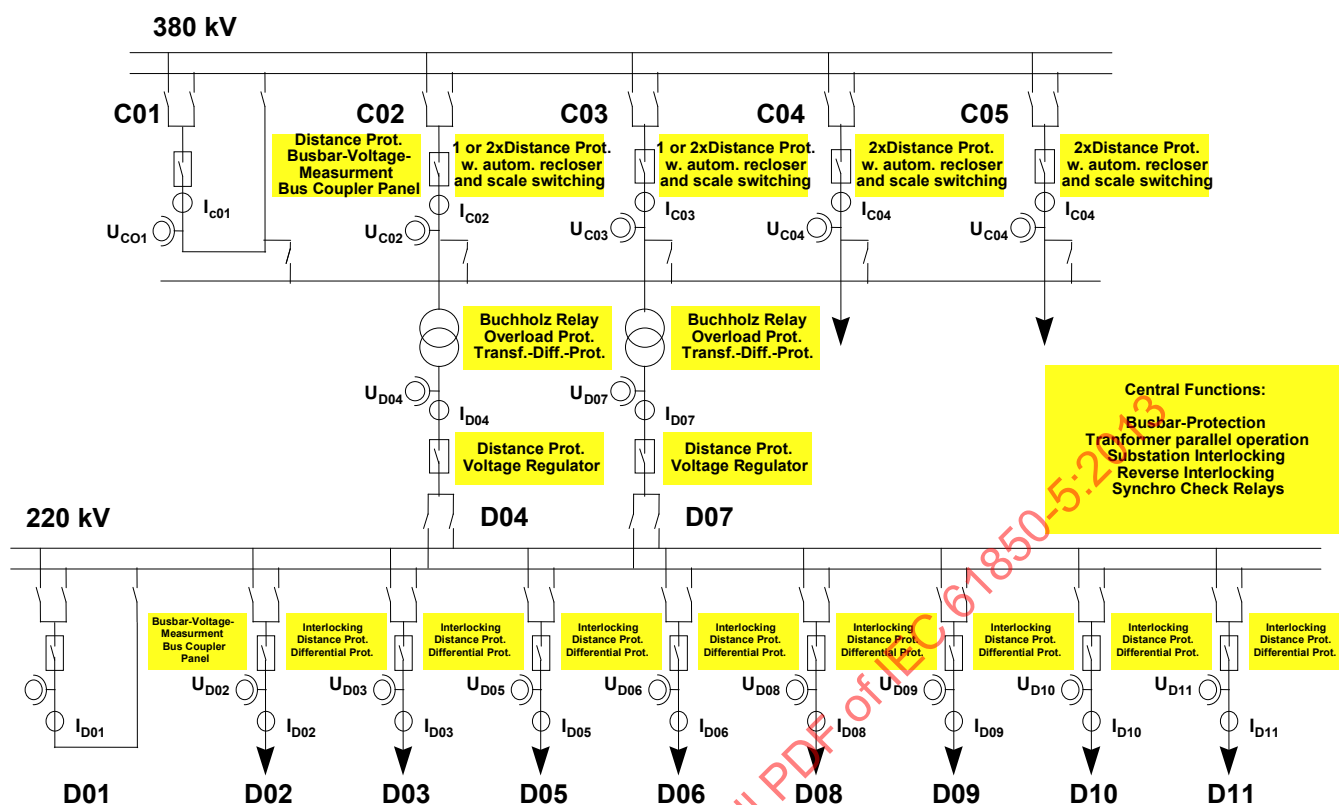


IEC 2401/12

Figure H.7 – Substation of type T1-2
 (functions allocated same as for T2-2 in Figure H.8)

H.2.5 Substation T2-2

The protection scheme and associated control functions of this large size transmission substation are shown in Figure H.8:



IEC 2402/12

Figure H.8 – Substation of type T2-2 with allocated functions

Annex I (informative)

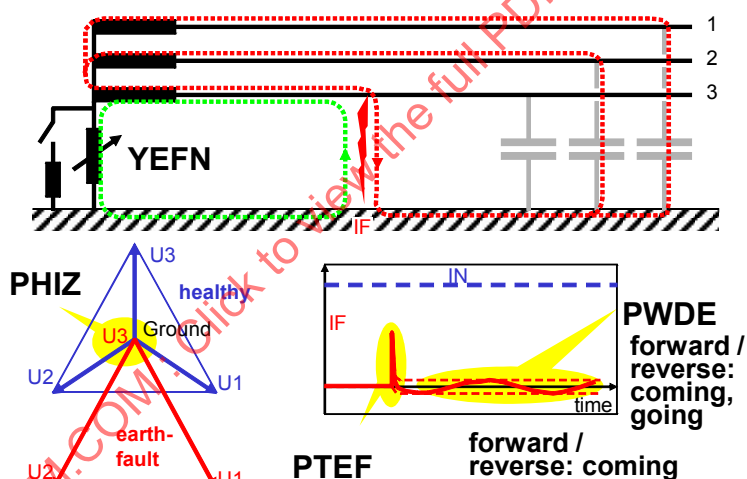
Examples for protection functions in compensated networks

I.1 The Transient Earth Fault (PTEF)

PTEF (Protection Transient Earth Fault) and PDEF (Protection Directional Earth Fault) are typically used functions to detect the location of an earth fault in a compensated network. The PTEF detects the transient charging current related with the network capacitance. Therefore the PTEF can only detect the beginning of an earth fault. The PSDE (directional earth fault protection for compensated networks based on watt-metric principle) detects the residual phase to earth current. Therefore the PSDE is able to notify the beginning and the end of an earth fault (see Figure I.1).

The feeders of the faulty line will indicate a forward earth fault while the other feeders may indicate a reverse earth fault.

At the beginning of the earth fault PTEF or/and PSDE provides information about the transient earth fault, at the end of the earth fault PSDE informs about.

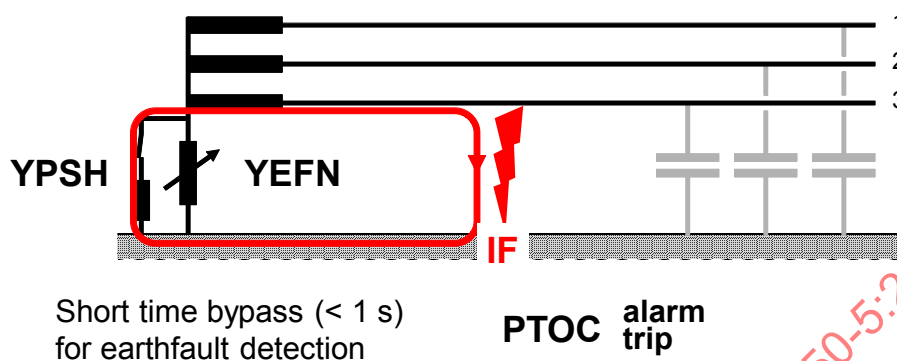


IEC 2403/12

Figure I.1 – The transient earth fault in a compensated network

I.2 Short term bypass (YPSH)

For a clear detection of an earth fault in a compensated network the Pedersen coil in the star point of the transformer is bypassed by a shunt (see Figure I.2).

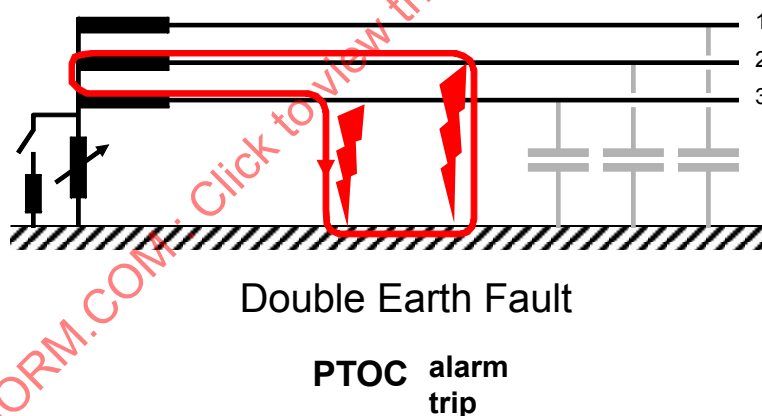


IEC 2404/12

Figure I.2 – Short term bypass for single earth fault in compensated networks

I.3 The double earth fault (PTOC)

In compensated networks in case of a double earth fault (two phase earth fault) no reasonable fault current is flowing through the star point to ground (see Figure I.3).



IEC 2405/12

Figure I.3 – Double earth fault in compensated networks

Bibliography

IEC 60617, *Graphical symbols for diagrams*

IEC 60834, *Teleprotection equipment of power systems – Performance and testing*

IEC 60834-1:1999, *Teleprotection equipment of power systems – Performance and testing – Part 1: Command systems*

IEC 60834-2:1993, *Performance and testing of teleprotection equipment of power systems – Part 2: Analogue comparison systems*

IEC 60870-4, *Telecontrol equipment and systems – Part 4: Performance requirements*

IEC 60870-5 (all parts), *Telecontrol equipment and systems – Part 5: Transmission protocols*

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

IEC/TR 61850-1, *Communication networks and systems in substations – Part 1: Introduction and overview*

IEC 61850-3, *Communication networks and systems in substations – Part 3: General requirements*

IEC 61850-7 (all parts), *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7: Basic communication structure*

IEC 61850-7-1, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-1: Basic communication structure – Principles and models*

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 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 61850-7-510, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-510: Basic communication structure – Hydroelectric power plants – Modelling concepts and guidelines*

IEC 61850-8 (all parts), *Communication networks and systems for power utility automation – Part 8: Specific communication service mapping (SCSM)*

IEC 61850-9 (all parts), *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9: Specific communication service mapping (SCSM)*

IEC 61850-10, *Communication networks and systems in substations – Part 10: Conformance testing*

IEC 61850-90-1, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations*

Cigré Report 34.03 published in Electra – K.P. Brand et al., *Communication requirements in terms of data flow within substations*, Electra 173, August 1997, 73-85

K.P. Brand et al., *Communication requirements in terms of data flow within substations*, December 1996 – published 2001, Ref. No. 180

IEEE Std C37.2-2008: *Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designation*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	149
INTRODUCTION	151
1 Domaine d'application	153
2 Références normatives	153
3 Termes et définitions	154
3.1 Généralités	154
3.2 Connexions	157
3.3 Relations entre IED	157
3.4 Structures de poste	158
3.5 Fonctions d'automatisation des systèmes électriques à différents niveaux	158
3.6 Divers	159
4 Abréviations	159
5 Fonctions du système d'automatisation des systèmes électriques	160
5.1 Généralités	160
5.2 Exemple de système d'automatisation de poste	160
5.2.1 Généralités	160
5.2.2 Répartition logique des fonctions et des interfaces	160
5.2.3 Répartition physique des fonctions et des interfaces	163
5.2.4 Rôle des interfaces	163
5.3 Autres exemples d'application	164
5.3.1 Poste – poste	164
5.3.2 Poste – Conduite de réseau	164
5.3.3 Eolienne	164
5.3.4 Hydroélectricité	164
5.3.5 Ressources énergétiques réparties	164
6 Objectifs et exigences	165
6.1 Interopérabilité	165
6.2 Exigences statiques relatives à la conception	165
6.3 Exigences dynamiques relatives aux interactions	166
6.4 Exigences comportementales de réponse	166
6.5 Approche de l'interopérabilité	167
6.6 Exigences en matière d'essais de conformité	167
7 Catégories de fonctions	168
7.1 Généralités	168
7.2 Fonctions de support système	168
7.3 Fonctions de configuration ou de maintenance du système	168
7.4 Fonctions d'exploitation ou de commande	169
7.5 Fonctions de cellule locale d'automatisation de processus	169
7.6 Fonctions réparties d'automatisation de processus	169
8 Description et exigences relatives aux fonctions	170
8.1 Approche	170
8.2 Description des fonctions	170
8.3 Description des PICOM	171
8.3.1 Approche des PICOM	171
8.3.2 Contenu de la description des PICOM	171

8.3.3	Attributs des PICOM	171
8.3.4	Attributs PICOM à couvrir par tout message	171
8.3.5	Attributs PICOM à couvrir lors de la configuration uniquement.....	172
8.3.6	Attributs PICOM à utiliser lors des calculs de flux de données uniquement.....	172
8.4	Description des nœuds logiques	172
8.4.1	Concept de nœud logique.....	172
8.4.2	Nœuds logiques et connexions logiques	173
8.4.3	Exemples de décomposition de fonctions courantes en nœuds logiques.....	174
8.5	Liste de nœuds logiques	175
8.5.1	Attribution de nœud logique et fonctions réparties	175
8.5.2	Explication des tableaux	176
8.5.3	Protection.....	178
8.5.4	Nœuds logiques pour les fonctions liées à la protection.....	186
8.5.5	Commande	188
8.5.6	Interfaces, journalisation et archivage	189
8.5.7	Commande automatique de processus	190
8.5.8	Blocs fonctionnels	192
8.5.9	Comptage et mesure	193
8.5.10	Qualité de l'alimentation	194
8.5.11	Appareils physiques et données communes.....	195
8.6	LN associés aux services système	195
8.6.1	Sécurité du système et des appareils	195
8.6.2	Appareils de commutation	196
8.6.3	LN pour le contrôle et la surveillance.....	197
8.6.4	Transformateurs de mesure.....	198
8.6.5	Capteurs de position.....	198
8.6.6	Capteurs d'état du matériel.....	199
8.6.7	Capteurs d'état de débit	200
8.6.8	Capteurs génériques	200
8.6.9	Transformateurs de puissance.....	200
8.6.10	Autres équipements du système électrique	201
8.6.11	E/S de processus génériques	202
8.7	Équipement primaire mécanique non électrique.....	202
9	Concept d'application des nœuds logiques	202
9.1	Exemples hors du domaine d'automatisation de poste.....	202
9.2	Attribution et utilisation typiques des nœuds logiques.....	203
9.2.1	Attribution libre des LN	203
9.2.2	Niveau poste	203
9.2.3	Niveau cellule.....	203
9.2.4	Niveau processus/Équipement de commutation	203
9.2.5	Utilisation de nœuds logiques génériques.....	203
9.3	Exemples de base	203
9.4	Exemples complémentaires	205
9.5	Modélisation	209
9.5.1	Remarques importantes.....	209
9.5.2	Classes d'objets et instances.....	210
9.5.3	Exigences et modélisation	210

9.5.4	LN et modélisation.....	210
9.5.5	Utilisation des LN pour les applications	210
10	Description du système et exigences relatives au système	210
10.1	Nécessité d'une description formelle du système.....	210
10.2	Exigences pour le comportement du nœud logique dans le système.....	210
11	Exigences de performance	211
11.1	Exigences de performance des messages	211
11.1.1	Définitions et exigences de base	211
11.1.2	Types de messages et classes de performance	218
11.1.3	Définition des classes de temps de transfert et de synchronisation	219
11.2	Types de messages et classes de performance.....	222
11.2.1	Type 1 – Messages rapides ("Protection")	222
11.2.2	Type 2 – Messages à vitesse moyenne ("Automatics" (automatique))	223
11.2.3	Type 3 – Messages à basse vitesse ("Operator" (opérateur))	223
11.2.4	Type 4 – Messages de données brutes ("Samples" (échantillons))	224
11.2.5	Type 5 – Fonctions de transferts de fichiers	224
11.2.6	Type 6 – Messages de commande et transfert de fichier avec contrôle d'accès	224
11.3	Exigences relatives à la qualité des données et de la communication.....	225
11.3.1	Remarques générales.....	225
11.3.2	Intégrité des données	225
11.3.3	Fiabilité	226
11.3.4	Disponibilité.....	228
11.4	Exigences relatives au système de communication.....	229
11.4.1	Défaillances de communication	229
11.4.2	Exigences relatives à la communication niveau poste et cellule	229
11.4.3	Exigences relatives à la communication au niveau processus.....	230
11.4.4	Exigences relatives au délai de récupération	230
11.4.5	Exigences relatives à la redondance de communication.....	231
11.5	Exigences de performance du système	231
12	Exigences complémentaires pour le modèle de données	231
12.1	Sémantique.....	231
12.2	Identification et adressage des nœuds logiques et physiques.....	231
12.3	Autodescription	232
12.4	Points d'ordre administratif.....	232
Annexe A (informative)	Noeuds logiques et PICOM associés	233
Annexe B (informative)	Identification des PICOM et classification des messages.....	248
Annexe C (informative)	Optimisation de la communication	257
Annexe D (informative)	Règles pour la définition de fonctions.....	258
Annexe E (informative)	Interaction des fonctions et des nœuds logiques	260
Annexe F (informative)	Fonctions.....	261
Annexe G (informative)	Résultats de la description de fonctions	287
Annexe H (informative)	Configurations de postes.....	297
Annexe I (informative)	Exemples de fonctions de protection dans des réseaux compensés	303
Bibliographie.....		305

Figure 1 – Position relative de cette partie de la norme.....	152
Figure 2 – Niveaux et interfaces logiques dans un système d'automatisation de poste.....	162
Figure 3 – Concept de nœud logique et de lien (explications dans le texte)	174
Figure 4 – Exemples d'application du concept de nœud logique (explications dans le texte)	175
Figure 5 – Fonction de protection comprenant 3 nœuds logiques	176
Figure 6 – Liaisons de communication de base d'un nœud logique de type protection principale	185
Figure 7 – Décomposition des fonctions en LN interactifs aux différents niveaux: exemples de fonction générique automatique, de fonction de commande de disjoncteur et de fonction de contrôle de tension	204
Figure 8 – Décomposition des fonctions en LN interactifs aux différents niveaux: exemples pour les fonctions génériques avec l'interface de télécommande, la fonction de protection et la fonction de mesure/comptage	205
Figure 9 – Exemple de LN de commande et de protection d'une cellule de transformateur combinés dans un même appareil physique (type de répartition maximale)	206
Figure 10 – Exemple d'interaction des LN pour la commande des équipements de commutation, le verrouillage, la synchrovérification, l'autoréencenchement et la protection (Voir plus haut pour les abréviations des LN)	207
Figure 11 – Exemple d'interaction séquentielle de LN (locaux et distants) pour une fonction complexe telle que la commutation en un point de l'onde (voir plus haut pour les abréviations des LN) – Vue séquentielle.....	208
Figure 12 – Disjoncteurs commandés par phase (instances XCBR par phase) et transformateurs de mesure avec leurs unités de mesure par phase (TCTR ou TVTR par phase)	209
Figure 13 – Définition du "temps de transfert global" t et indication des temps de traitement	214
Figure 14 – Temps de transfert pour un signal binaire avec relais conventionnels d'entrée et de sortie	215
Figure 15 – Définition du temps de transfert t pour des signaux binaires en cas de protection de ligne	216
Figure 16 – Définition du temps de transfert t sur une liaison série en cas de protection de ligne	217
Figure H.1 – T1-1 Petit poste de transmission (jeu de barres simple 132 kV avec alimentation de 220 kV)	297
Figure H.2 – D2-1 Poste moyen de distribution (double jeu de barres 22 kV avec alimentation de 69 kV)	297
Figure H.3 – T1-2 Petit poste de transmission (un jeu de barres 1 ½ disjoncteur à 110 kV)	297
Figure H.4 – T2-2 Grand poste de transmission (bus en boucle à 526 kV, double jeu de barres à 138 kV)	298
Figure H.5 – Poste de type T1-1 avec fonctions attribuées.....	299
Figure H.6 – Poste de type D2-1 avec fonctions attribuées	300
Figure H.7 – Poste de type T1-2 (fonctions attribuées identiques à T2-2 en Figure H.8)	301
Figure H.8 – Poste de type T2-2 avec fonctions attribuées.....	302
Figure I.1 – Défaut de terre fugitif dans un réseau compensé	303
Figure I.2 – Court-circuit de courte durée, pour un défaut de terre unique dans des réseaux compensés	304
Figure I.3 – Double défaut de terre dans des réseaux compensés	304

Tableau 1 – Classes des temps de transfert	220
Tableau 2 – Classes de synchronisation temporelle pour synchronisation d'IED	221
Tableau 3 – Application des classes de synchronisation temporelle pour horodatage ou échantillonnage.....	222
Tableau 4 – Classes d'intégrité des données	226
Tableau 5 – Classes de sécurité	227
Tableau 6 – Classes de sûreté de fonctionnement	228
Tableau 7 – Exigences relatives au délai de récupération (exemples).....	230
Tableau A.1 – Groupes de PICOM	233
Tableau A.2 – Liste des nœuds logiques.....	233
Tableau B.1 – Identification des PICOM (Partie 1)	249
Tableau B.2 – Identification des PICOM (Partie 2)	250
Tableau B.3 – Attribution des PICOM (Partie 1)	251
Tableau B.4 – Attribution des PICOM (Partie 2)	253
Tableau B.5 – Types de PICOM.....	255
Tableau G.1 – Interaction fonction-fonction (Partie 1)	287
Tableau G.2 – Interaction fonction-fonction (Partie 2)	289
Tableau G.3 – Décomposition des fonctions en nœuds logiques (Partie 1)	290
Tableau G.4 – Décomposition des fonctions en nœuds logiques (Partie 2)	292
Tableau G.5 – Décomposition des fonctions en nœuds logiques (Partie 3)	293
Tableau G.6 – Décomposition des fonctions en nœuds logiques (Partie 4)	295
Tableau H.1 – Définition de la configuration de tous les postes évalués.....	298

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**RÉSEAUX ET SYSTÈMES DE COMMUNICATION POUR
L'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES –****Partie 5: Exigences de communication pour
les modèles de fonctions et d'appareils**

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI 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 la CEI. La CEI 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 la CEI, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de la CEI, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de la CEI peuvent faire l'objet de droits de brevet. La CEI 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 CEI 61850-5 a été établie par le comité d'études 57 de la CEI: Gestion des systèmes de puissance et échanges d'informations associés.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 2003. Elle constitue une révision technique.

Les principales modifications techniques apportées par rapport à l'édition précédente sont les suivantes:

- extension de l'automatisation de poste aux systèmes d'automatisation des systèmes électriques;
- inclusion des interfaces de communication entre postes (interfaces 2 et 11);

- exigences en matière de communication au-delà de la limite du poste.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
57/1286/FDIS	57/1309/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/CEI, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série des CEI 61850, publiées sous le titre général *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques*, est disponible sur le site internet de la CEI.

Les futures normes de cette série porteront dorénavant le nouveau titre général cité ci-dessus. Le titre des normes existant déjà dans cette série sera mis à jour lors de la prochaine édition.

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 la CEI sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

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

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

La présente partie de la CEI 61850 fait partie d'un ensemble de normes, la série CEI 61850. La série CEI 61850 a pour objet d'assurer l'interopérabilité entre tous les appareils des systèmes d'automatisation de système électrique. Par conséquent, elle définit les réseaux et systèmes de communication pour système d'automatisation de systèmes électrique, et plus particulièrement l'architecture de communication pour des sous-systèmes tels que les systèmes d'automatisation de poste. L'ensemble de tous les sous-systèmes peut également se traduire par la description de l'architecture de communication pour la gestion globale des systèmes électriques.

Les communications entre ces équipements dans les sous-systèmes et entre les sous-systèmes au sein du système d'automatisation global d'un système électrique satisfont à un grand nombre d'exigences imposées par l'ensemble des fonctions à assurer dans les postes, en commençant par les exigences de base dans les postes. Ces exigences s'appliquent aux données à organiser dans un modèle de données et à l'échange de données résultant des services. Les performances de l'échange de données n'impliquent pas uniquement les temps de transfert mais également la qualité de l'échange de données permettant d'éviter des pertes d'informations dans la communication.

En fonction de la philosophie du fournisseur et de l'utilisateur et des règles de l'art sur le plan technologique, la répartition des fonctions entre les appareils et les niveaux de commande n'est pas uniformément fixée. Par conséquent, la norme doit prendre en charge toute répartition des fonctions. Cela entraîne des exigences différentes pour les diverses interfaces de communication dans les postes ou centrales de production, à leurs limites et au-delà.

La série de normes doit répondre à un besoin de pérennité mais permet de prendre en compte les changements rapides des techniques de communication tant dans l'approche technique que dans la structure des documents. La Figure 1 montre les relations de la Partie 5 avec les autres parties de la série CEI 61850.

La série de normes CEI 61850 est organisée de manière à ce qu'un changement mineur intervenant dans une des parties n'entraîne pas de modification significative des autres parties. Par exemple, les exigences définies dans la Partie 5 ne sont pas affectées par les modèles de données déduits dans les parties ultérieures (CEI 61850-7-x) et les mises en correspondance avec les piles dédiées (CEI 61850-8-x et CEI 61850-9-x) sur la base des exigences de communication. Par ailleurs, les parties générales, la spécification des exigences et la modélisation sont indépendantes de toute mise en œuvre. Les contraintes d'application nécessaires à la mise en œuvre de la norme sont définies dans un nombre limité de parties distinctes faisant référence aux moyens principaux de communication, permettant ainsi d'assurer la pérennité de la norme et la possibilité d'apporter des modifications techniques ultérieures.

La présente Partie 5 de la CEI 61850 définit les exigences de communication pour les modèles de fonctions et les appareils d'un système d'automatisation d'un système électrique.

La modélisation des communications requiert la définition d'objets (par exemple les objets de données, les ensembles de données, le contrôle des rapports, le contrôle des productions de rapports) ainsi que la définition des services fournis par les objets (par exemple get, set, report, create, delete). Ces informations sont définies dans la Partie 7 avec une description claire des interfaces pour la mise en œuvre. Pour tirer parti des techniques de communication, la présente norme ne définit pas de nouvelles piles de protocole mais les Parties 8 et 9 fournissent une mise en correspondance normalisée sur les piles existantes. Un langage de configuration de système (SCL, Partie 6) pour une description formelle forte du système utilisable pour les outils logiciels et des essais de conformité normalisés (Partie 10) complètent la norme. La Figure 1 montre la structure générale des documents de la CEI 61850 ainsi que l'emplacement des articles définis dans le présent document.

NOTE Afin que la norme conserve une approche par couches et de ne pas mélanger les exigences des applications et de la mise en œuvre, les termes tels que client, serveur, objets de données, etc. ne sont normalement pas utilisés dans la Partie 5 (exigences). Dans les Parties 7 (modélisation), 8 et 9 (mise en correspondance des services de communication spécifique), les termes tels que PICOM relevant des exigences des applications ne sont normalement pas utilisés.

IEC 61850-10 Conformance testing
IEC 61850-6 Configuration description language for communication
IEC 61850-8-x IEC 61850-9-x Specific communication service mapping
IEC 61850-7-4 Compatible logical node and data object addressing
IEC 61850-7-3 Common data classes and attributes
IEC 61850-7-2 Abstract communication service interface (ACSI)
IEC 61850-7-1 Communication reference model
IEC 61850-5 Communication requirements for functions and device models

IEC 2379/12

Légende

Anglais	Français
IEC 61850-10 Conformance testing	CEI 61850-10 Essais de conformité
IEC 61850-6 Configuration description Language for communication	CEI 61850-6 Langage de description de la configuration pour les communications
IEC 61850-8-x IEC 61850-9-x Specific communication service mapping	CEI 61850-8-x CEI 61850-9-x Mise en correspondance des services de communication spécifiques
IEC 61850-7-4 Compatible logical node and data object addressing	CEI 61850-7-4 Adressage des nœuds logiques et des objets de données compatibles
IEC 61850-7-3 Common data classes and attributes	CEI 61850-7-3 Classes et attributs des données communes
IEC 61850-7-2 Abstract communication service interface (ACSI)	CEI 61850-7-2 Interface abstraite pour les services de communication (ACSI)
IEC 61850-7-1 Communication reference model	CEI 61850-7-1 Modèle de référence des communications
IEC 61850-5 Communication requirements for functions and device models	CEI 61850-5 Exigences de communication des modèles de fonctions et d'appareils

Figure 1 – Position relative de cette partie de la norme

RÉSEAUX ET SYSTÈMES DE COMMUNICATION POUR L'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES –

Partie 5: Exigences de communication pour les modèles de fonctions et d'appareils

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 61850 s'applique aux systèmes d'automatisation des systèmes électriques avec la partie de base des systèmes d'automatisation de poste (SAS: substation automation systems). Elle normalise les communications entre les appareils électroniques intelligents (IED, intelligent electronic device) ainsi que les exigences concernant les systèmes associés.

Les spécifications de la présente partie font référence aux exigences de communication des fonctions devant être assurées dans les systèmes d'automatisation électriques. La plupart des exemples de fonctions et de leurs exigences de communication de la présente partie proviennent principalement du domaine d'automatisation des postes et peuvent être réutilisés ou étendus à d'autres domaines de l'automatisation des systèmes électriques, le cas échéant. À noter que parfois, le terme domaine de poste est utilisé à la place du terme domaine d'automatisation de poste, en particulier si l'on tient compte à la fois des appareils de connexion (système principal) et du système d'automatisation (système secondaire).

La description des fonctions n'est pas utilisée pour normaliser les fonctions mais pour identifier les exigences de communication entre les appareils électroniques intelligents au sein des installations et postes du système électrique, entre de tels postes (par exemple pour la protection de ligne) et entre l'installation ou le poste et des lieux de fonctionnement à distance de niveau supérieur (par exemple des centres de conduite du réseau) et des lieux de maintenance. Les interfaces aux services techniques à distance (par exemple des centres de maintenance) sont également prises en compte. Le domaine d'application général concerne les exigences de communication pour les systèmes d'automatisation des systèmes électriques. L'objectif de base est l'interopérabilité pour toutes les interactions, qui assure un système de communication uniforme pour la gestion globale des systèmes de puissance.

Les fonctions de normalisation et leur mise en œuvre sont totalement hors du domaine d'application de la présente norme. Par conséquent, une approche unique de répartition des fonctions aux équipements ne peut pas être appliquée. Afin de favoriser une libre répartition des fonctions, une décomposition appropriée des fonctions en parties liées à la communication est définie. Les données échangées et leurs contraintes de performance sont définies.

Les appareils électroniques intelligents identiques ou similaires des postes tels que les appareils de protection et de commande se rencontrent aussi dans d'autres installations comme les unités de production d'énergie. L'utilisation de la présente norme pour de tels appareils dans ces unités facilite l'intégration des systèmes, par exemple entre la commande de centrale électrique et le système d'automatisation de poste associé. Pour certains de ces domaines d'application comme les centrales éoliennes, les centrales hydroélectriques et les ressources énergétiques réparties, des parties de normes spécifiques selon la série CEI 61850 ont déjà été définies et publiées.

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).

CEI 61000-4-15, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-15: Techniques d'essai et de mesure – Flickermètre – Spécifications fonctionnelles et de conception*

CEI/TS 61850-2, *Communication networks and systems in substations – Part 2: Glossary* (disponible en anglais seulement)

CEI 61850-6, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs* (disponible en anglais seulement)

CEI 81346 (toutes les parties), *Systèmes industriels, installations et appareils, et produits industriels – Principes de structuration et désignations de référence*

Cigre JWG 34./35.11 – *Protection using Telecommunication, Cigre Technical Brochure (TB) 192* (111 pages), 2007 (disponible en anglais seulement)

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions donnés dans la CEI/TS 61850-2, ainsi que les suivants s'appliquent.

3.1 Généralités

3.1.1

fonction d'application

tâche exécutée dans ou par les systèmes d'automatisation des systèmes électriques

Note 1 à l'article: En règle générale, une fonction est composée de sous-ensembles qui peuvent être répartis en différents IED, qui s'échangent des données. Plus précisément, ces sous-fonctions mises en œuvre dans les IED échangent des données. Des données sont également échangées entre différentes fonctions. Les données échangées exposées au système de communication doivent être normalisées sur la base du contenu sémantique devant être compréhensible par la fonction réceptrice. À cet effet, la norme regroupe les données échangées en objets appelés Nœuds Logiques qui font référence au nom des fonctions attribuées par leur nom mnémonique.

3.1.2

fonction locale

fonction qui est exécutée par des sous-fonctions dans un appareil physique

Note 1 à l'article: Si la réalisation des fonctions ne dépend pas des fonctions d'autres appareils, aucun lien normalisé n'est nécessaire. Parfois, des fonctions ne présentant qu'une faible dépendance vis-à-vis d'autres fonctions sont également appelées fonctions locales. Il convient que la perte de ce type de lien ne donne pas lieu au blocage de ces fonctions mais dans le pire des cas à une dégradation dans son exécution.

3.1.3

fonction répartie

fonction exécutée par des sous-fonctions dans deux appareils physiques ou plus

Note 1 à l'article: Les données échangées sont contenues dans les nœuds Logiques (LN, *Logical Nodes*) ayant une référence sémantique commune à la fonction répartie. Puisque toutes les fonctions communiquent entre elles d'une manière ou d'une autre, la définition en fonction locale ou fonction répartie n'est pas unique mais dépend de la définition des niveaux fonctionnels à exécuter pour remplir la totalité de la fonction. En cas de perte des données d'un Nœud Logique ou de perte d'une liaison de communication le concernant, la fonction peut être bloquée complètement ou peut être affectée de dégradations dans son exécution.

3.1.4

système

ensemble d'entités d'interaction qui exécute une fonctionnalité commune

Note 1 à l'article: L'épine dorsale du système est l'échange de données.

3.1.5

système logique

ensemble de toutes les fonctions d'application de communication assurant des tâches globales telles que la "gestion d'un poste" ou la "gestion d'une installation"

Note 1 à l'article: Les limites du système logique sont définies par ses interfaces logiques. L'épine dorsale du système logique est la relation de communication entre ses fonctions et sous-fonctions. Les données échangées sont regroupées dans les Nœuds Logiques.

3.1.6

système physique

ensemble de tous les appareils d'interaction hébergeant les fonctions d'application et le réseau de communication physique d'interconnexion

Note 1 à l'article: Les limites du système physique sont définies par ses interfaces physiques. Ce sont par exemple des systèmes industriels, des systèmes de gestion, des systèmes d'information et dans le domaine d'application de la présente norme, le poste ou les systèmes d'automatisation de système électrique. L'épine dorsale du système physique est son système de communication avec toutes les données mises en œuvre.

3.1.7

système d'automatisation de poste

système qui exploite, protège, surveille, etc. le poste, c'est-à-dire le système primaire

Note 1 à l'article: A cet effet, il utilise une technologie totalement numérique et des liaisons de communication numérique (LAN comme système de communication).

Note 2 à l'article: Voir 3.1.9 pour la définition de système primaire.

3.1.8

système secondaire

système d'automatisation de système électrique

ensemble d'interactions de tous les composants et sous-systèmes permettant d'exploiter, protéger et surveiller le système primaire

Note 1 à l'article: Lorsqu'on applique une technologie totalement numérique, le système secondaire est synonyme de système d'automatisation de système électrique. À cet effet, il utilise une technologie totalement numérique et des liaisons de communication numérique (WAN comme système de communication). Les systèmes d'automatisation de poste représentent un type de systèmes d'automatisation de système électrique responsables des nœuds dans le système électrique ou le réseau électrique.

Note 2 à l'article: Voir en 3.1.9 la définition du système primaire.

3.1.9

système primaire

système électrique

ensemble de tous les composants permettant de générer, transmettre et distribuer l'énergie électrique,

Note 1 à l'article: Des parties du système électrique sont également tous les consommateurs d'énergie électrique.

Note 2 à l'article: Des exemples sont les générateurs, les transformateurs de puissance, l'appareillage de commutation dans les postes, la ligne aérienne et les câbles.

3.1.10

système de communication

ensemble interconnecté de toutes les liaisons de communication

Note 1 à l'article: En fonction de sa taille, il est appelé LAN (local area network – réseau local) tel qu'utilisé dans les postes ou les installations ou WAN (wide area network – réseau étendu) tel qu'utilisé dans le système électrique.

3.1.11

appareil

mécanisme ou partie d'un équipement conçu pour assurer ou réaliser une fonction

Note 1 à l'article: Les propriétés relatives aux communications sont décrites dans le modèle d'appareil correspondant.

Note 2 à l'article: Des exemples sont un disjoncteur, un relais ou l'ordinateur d'un opérateur.

3.1.12

appareil électronique intelligent

IED

tout appareil comprenant un ou plusieurs processeurs ayant la capacité d'exécuter des fonctions d'application, de conserver des données localement dans une mémoire et d'échanger des données avec d'autres IED (sources ou destinataires) sur une liaison numérique

Note 1 à l'article: Des exemples sont les compteurs électroniques, les relais numériques et les contrôleurs numériques. Ils hébergent les données selon le modèle de données et permettent l'échange de données conformément aux services/interfaces de la CEI 61850. Sauf indication contraire, les appareils électroniques intelligents possèdent par définition une horloge interne. Cela permet de satisfaire aux exigences de datation des événements ou d'échantillonnage synchronisé. Les horloges des différents IED doivent être synchronisées avec les données de date cohérentes si cela est demandé par les fonctions d'application hébergées.

Note 2 à l'article: IED correspond à l'anglais "intelligent electronic device".

3.1.13

appareil physique

appareil électronique intelligent tel qu'utilisé dans le contexte de la présente norme

3.1.14

modèles abstraits de données de communication

données normalisées avec leur signification sémantique échangées entre les fonctions par les IED

Note 1 à l'article: Toutes les fonctions d'application doivent vérifier ces données et exécuter leur algorithme avec ces données. La description formelle du système d'automatisation par SCL est également basée sur ces données normalisées

3.1.15

PICOM

information pour communication décrivant un transfert d'information avec des attributs de communication définis entre deux nœuds logiques

Note 1 à l'article: Il contient en outre l'information à transmettre ainsi que les attributs liés aux exigences comme par exemple les performances et a été adopté par le groupe de travail 34.03 de la CIGRE. Il ne représente pas la structure réelle des messages et le format des données échangées sur le réseau de communication. Cette information de mise en œuvre se trouve dans les parties de normes CEI 61850-8-x et CEI 61850-9-x. La connexion logique en mode point à point considérée décrit la source et la destination de ce transfert d'information mais ne définit pas les procédures de communication telles que client-serveur ou éditeur-abonné pour la multidiffusion et la diffusion.

Note 2 à l'article: PICOM correspond à l'anglais "Piece of Information for COMmunication".

3.1.16

nœud logique

objet dans lequel sont regroupées les données de communication normalisées en fonction de leur relation avec les fonctions d'application

Note 1 à l'article: La granularité des données ou le nombre de données réparties dans les nœuds logiques (LN, Logical Node) dépend de la granularité des fonctions. La granularité est limitée aux plus petites parties fonctionnelles pouvant être mises en œuvre comme fonctions simples autonomes agissant également comme blocs de construction atomiques pour des fonctions complexes. Les nœuds logiques peuvent également être considérés comme des conteneurs comportant les données fournies par une fonction dédiée à l'échange (communication). Le nom du nœud logique est alors l'étiquette fixée au conteneur indiquant la fonction à laquelle les données appartiennent. Les nœuds logiques associés à l'équipement primaire ne sont pas l'équipement primaire lui-même

mais une image de données dans le système secondaire nécessaire à l'exécution des fonctions d'application du système d'automatisation de système électrique.

3.2 Connexions

3.2.1

connexion logique

liaison de communication entre des fonctions représentées par des nœuds logiques

3.2.2

connexion physique

liaison de communication entre des appareils électroniques intelligents (IED) fournissant toutes les connexions logiques aux fonctions mises en œuvre représentées par les nœuds logiques

3.2.3

connexion exposée

liaison de communication à l'extérieur de l'IED, c'est-à-dire entre des IED

Note 1 à l'article: Les données transmises sur les connexions exposées sont visibles et peuvent être utilisées par d'autres IED demandant l'interopérabilité. Par conséquent, ces données et les procédures de communication associées doivent être normalisées conformément à la série CEI 61850. Une exception peut être faite pour les données nécessaires à des besoins privés n'ayant pas d'incidence sur l'interopérabilité.

3.2.4

connexion cachée

communication à l'intérieur de l'IED

Note 1 à l'article: Ces données échangées ne sont pas visibles et ne peuvent pas être utilisées par d'autres IED ne demandant par conséquent pas d'interopérabilité. Il convient de noter que la répartition de fonctions combinées d'un IED à plusieurs IED peut exposer des connexions cachées qui doivent être normalisées.

3.2.5

connexion numérique

données de communication codées et transmises sous forme binaire

3.2.6

connexion série

communication de données codées et transmises en séries de bits sur une ligne de communication

3.3 Relations entre IED

3.3.1

interopérabilité

capacité de deux ou plusieurs appareils électroniques intelligents (IED) du même fournisseur ou de différents fournisseurs, à échanger des informations et à utiliser ces informations pour un fonctionnement correct et une bonne coopération avec d'autres IED

Note 1 à l'article: L'interopérabilité fait partie du domaine d'application de la norme et constitue une condition préalable à l'interchangeabilité (voir 3.3.2).

3.3.2

interchangeabilité

capacité à remplacer un IED du même fournisseur ou de différents fournisseurs utilisant la même fonctionnalité sans répercussions sur le reste du système

Note 1 à l'article: L'interchangeabilité requiert une normalisation des fonctions et, au sens strict du terme, des IED également. Ces exigences ne relèvent pas du domaine d'application de la présente norme. L'échange peut être réalisé en utilisant des IED interopérables (voir définition d'interopérabilité en 3.3.1) avec la même interface de communication et à peu près les mêmes données (LN) conformément à la série CEI 61850, avec les mêmes fonctionnalités et performance ou des différences mineures acceptées, mais des actions d'ingénierie peuvent cependant se révéler nécessaires. Cela dépend de la mise en œuvre de la norme et relève toujours de la responsabilité de l'ingénieur des IED et non de la série CEI 61850.

Note 2 à l'article: Il n'est pas nécessaire de procéder à une nouvelle ingénierie et à de nouveaux essais.

3.4 Structures de poste

3.4.1 cellule

sous-ensemble étroitement connecté du poste avec un certain nombre de fonctions communes

Note 1 à l'article: Des exemples sont fournis par l'appareillage de commutation entre une ligne d'arrivée ou de départ et le jeu de barres, entre le coupleur de jeu de barres avec son disjoncteur et les sectionneurs ou sectionneurs de terre associés, le transformateur avec son disjoncteur associé et entre les deux jeux de barres représentant les deux niveaux de tension, le diamètre (voir 3.4.2) dans une disposition à 1 ½ disjoncteur, les cellules virtuelles dans une disposition en boucle (disjoncteurs et sectionneurs adjacents), etc. Ces sous-ensembles comportent très souvent un équipement à protéger tel qu'un transformateur ou une extrémité de ligne. La commande d'un appareillage de commutation dans un tel sous-ensemble est soumise à certaines restrictions communes comme le verrouillage mutuel ou des séquences de manœuvre bien définies. L'identification de tels sous-ensembles est importante pour la maintenance (quelles parties peuvent être mises hors service en même temps avec un impact minimal sur le reste du poste) ou pour des projets d'extension (ce qui doit être ajouté si une nouvelle ligne est raccordée). Ces sous-ensembles sont appelés "cellules" et sont gérés par des équipements désignés par les noms génériques de "contrôleur de cellule" et de "protection de cellule". Les fonctions de ces équipements représentent un niveau logique supplémentaire de commande au-dessous du niveau poste, appelé "niveau cellule". Physiquement, ce niveau peut ne pas exister dans un quelconque poste, c'est-à-dire qu'il peut n'y avoir aucun appareil physique "contrôleur de cellule". La fonctionnalité de ce niveau peut être hébergée par les autres IED.

3.4.2 diamètre

appareillage de commutation complet entre les deux jeux de barres pour une disposition 1½ disjoncteur, c'est-à-dire les deux lignes et les trois disjoncteurs avec tous les sectionneurs correspondants ainsi que les sectionneurs de terre, les transformateurs de courant et de tension

Note 1 à l'article: Il possède un certain nombre de fonctions communes et de restrictions telles qu'une cellule à la fois pour le fonctionnement, la maintenance et les extensions. Par conséquent, la "protection de diamètre" et la "commande de diamètre" représentent un type spécial de niveau de cellule (voir 3.5.3). Dans la plupart des cas, ces fonctions de niveau de cellule peuvent être mises en œuvre dans un ou plusieurs IED. Dans le dernier cas par exemple, un des trois IED de commande peut être responsable de l'un des trois disjoncteurs du diamètre. Un des deux IED de protection peut être responsable de l'une des deux lignes raccordées au diamètre.

3.5 Fonctions d'automatisation des systèmes électriques à différents niveaux

3.5.1 fonctions de niveau réseau

fonctions de système électrique qui dépassent au moins les limites d'un poste ou d'une installation

Note 1 à l'article: Une installation est protection de ligne, une télécommande, une télésurveillance, etc.

3.5.2 fonctions de niveau poste

fonctions faisant référence au poste ou à l'installation dans son ensemble

Note 1 à l'article: Il existe deux classes de fonctions de niveau poste, à savoir les fonctions de niveau poste liées au processus et les fonctions de niveau poste liées aux interfaces.

3.5.3 fonctions de niveau cellule

fonctions utilisant principalement les données d'une → cellule et agissant principalement sur l'équipement primaire d'une cellule

Note 1 à l'article: Dans le cadre de la présente norme, le terme cellule désigne tout sous-ensemble du poste tel qu'une alimentation de ligne, un diamètre ou une alimentation de transformateur. La définition d'une cellule vise à prendre en compte un certain nombre de sous-structures significatives dans la configuration des équipements primaires du poste et un certain nombre de fonctions, restrictions ou autonomies locales dans le système secondaire (automatisation du poste). Des exemples de telles fonctions sont fournis par les protections de ligne ou la commande de cellule. Elles communiquent via l'interface logique 3 au sein de la cellule et via les interfaces logiques 4 et 5 avec le niveau processus, c'est-à-dire avec n'importe quel type d'E/S distantes, de capteurs ou

d'actionneurs intelligents. Les interfaces 4 et 5 peuvent aussi être réalisées par câblage mais dans ce cas, elles sont hors du domaine d'application de la série CEI 61850.

Note 2 à l'article: Cellule est défini en 3.4.1.

3.5.4

fonctions de niveau processus

ensemble des fonctions assurant l'interface avec le processus, c'est-à-dire principalement les fonctions d'E/S binaires et analogiques telles que l'acquisition des données (y compris l'échantillonnage) et l'émission des commandes

Note 1 à l'article: Ces fonctions communiquent via les interfaces logiques 4 et 5 avec le niveau cellule. Les fonctions de niveau processus peuvent être mises en œuvre dans les IED de niveau cellule avec les fonctions de niveau cellule, si aucun bus de processus n'est appliqué. Si un bus de processus est appliqué, les fonctions de niveau processus sont mises en œuvre dans les IED de niveau processus.

3.5.5

fonctions de niveau poste liées au processus

fonctions utilisant les données de plusieurs cellules ou relatives à l'ensemble du poste et agissant sur l'équipement primaire de plusieurs cellules ou sur le poste complet

Note 1 à l'article: Des exemples de ces fonctions sont constitués par le verrouillage général, le séquençement automatique ou la protection de jeu de barres. Ces fonctions communiquent principalement via l'interface logique 8.

3.5.6

fonctions de niveau poste liées aux interfaces

fonctions représentant les interfaces du système d'automatisation électrique avec l'opérateur local du poste, appelé IHM (interface homme-machine), avec un centre de conduite distant ITC (interface de télécommande) ou avec un système distant de surveillance et de maintenance appelé ITS (interface de télésurveillance)

Note 1 à l'article: Ces fonctions communiquent dans les postes via les interfaces logiques 1 et 6 avec le niveau cellule et via l'interface logique 7 ainsi que l'interface de commande à distance vers le monde extérieur. Logiquement, il n'y a pas de différence entre une IHM locale et une IHM distante. Dans le contexte du poste, il existe au moins une interface logique pour le système d'automatisation de poste à la limite du poste. La même interface sert à la fois pour l'ITC et l'ITS. Ces interfaces logiques peuvent être réalisées dans certaines mises en œuvre sous forme de serveurs proxy.

3.6 Divers

3.6.1

point local

fonctionnalité donnée ne relevant pas du domaine d'application de la série CEI 61850

Note 1 à l'article: Dans la mesure où la norme définit les données à échanger et les communications et non pas les fonctions d'application, ce terme fait référence dans la plupart des cas à une fonction locale telle que l'affichage de données ou la réaction de l'application lorsqu'il manque des données ou qu'elles sont erronées. Étant donné que cela dépend du comportement détaillé de la fonction et de sa mise en œuvre, il ne peut pas être normalisé dans le cadre du domaine d'application de la série CEI 61850.

3.6.2

granularité

étendue selon laquelle les fonctions et leurs données attribuées sont divisées respectivement en sous-fonctions et sous-groupes

Note 1 à l'article: Toute sous-fonction pouvant également être mise en œuvre dans un IED ne contenant pas toutes les autres sous-fonctions associées doit communiquer de manière normalisée avec les autres IED hébergeant ces sous-fonctions associées. La directive est la granularité maximale requise présentant le groupement de données ajusté à pratiquement toute répartition de fonctions et de sous-fonctions.

4 Abréviations

AP Appareil physique

CCR Centre de conduite de réseau

E/S	Contacts ou canaux d'entrée et de sortie (en fonction du contexte)
GPS	Système de positionnement mondial (<i>Global Positioning System</i>)(référence temporelle)
IED	Appareil électronique intelligent (<i>Intelligent Electronic Device</i>)
IF	Interface (série)
IHM	Interface homme machine
ISO	Organisation internationale de normalisation
ITC	Interface de télécommande (par exemple, vers CCR)
ITS	Interface de télésurveillance (par exemple, vers centre d'ingénierie)
LAN	Réseau local (<i>Local Area Network</i>)
LC	Connexion logique (<i>Logical Connexion</i>)
LN	Nœud logique (<i>Logical Node</i>)
MMS	Système de messagerie industrielle (<i>Manufacturing Message Specification</i>)
OSI	Interconnexion des systèmes ouverts (<i>Open System Interconnection</i>)
PC	Connexion physique (<i>Physical connexion</i>)
PICOM	Information pour communication (<i>Piece of Information for COMMunication</i>)
SAS	Système d'automatisation de poste (<i>Substation Automation System</i>)
WAN	Réseau étendu (<i>Wide Area Network</i>)

5 Fonctions du système d'automatisation des systèmes électriques

5.1 Généralités

Les fonctions des systèmes électriques représentent les tâches devant être assurées par le système d'automatisation d'une compagnie d'électricité. Ces fonctions sont destinées au fonctionnement, à la surveillance, à la protection et au contrôle du système pour assurer son meilleur fonctionnement possible et garantir une alimentation fiable et économique. Dans la mesure où les capteurs et les actionneurs utilisés pour ces tâches sont mis en œuvre dans une centrale électrique qui est le nœud de génération ou dans un poste étant les nœuds de connexion dans le réseau électrique, le système d'automatisation de poste (SAS) peut être considéré comme une extrémité frontale à toutes ces fonctions, et par conséquent, comme un sous-système très important. Dans ce qui suit, le SAS est utilisé comme exemple pour définir les exigences de communication applicables aux fonctions et modèles d'appareil.

5.2 Exemple de système d'automatisation de poste

5.2.1 Généralités

Les fonctions d'un système d'automatisation de poste (SAS) font référence aux tâches devant être exécutées dans le poste. Il s'agit des fonctions permettant de commander, surveiller et protéger l'équipement du poste et ses alimentations. De plus, il existe des fonctions qui sont nécessaires pour maintenir le SAS, c'est-à-dire pour la configuration du système, la gestion des communications ou la gestion des logiciels, et, très important, pour la synchronisation temporelle.

5.2.2 Répartition logique des fonctions et des interfaces

Les fonctions d'un système d'automatisation de poste peuvent être réparties de manière logique en trois niveaux (poste, cellule/unité ou processus). Ces niveaux sont illustrés par l'interprétation logique de la Figure 2 en relation avec les interfaces logiques 1 à 11.

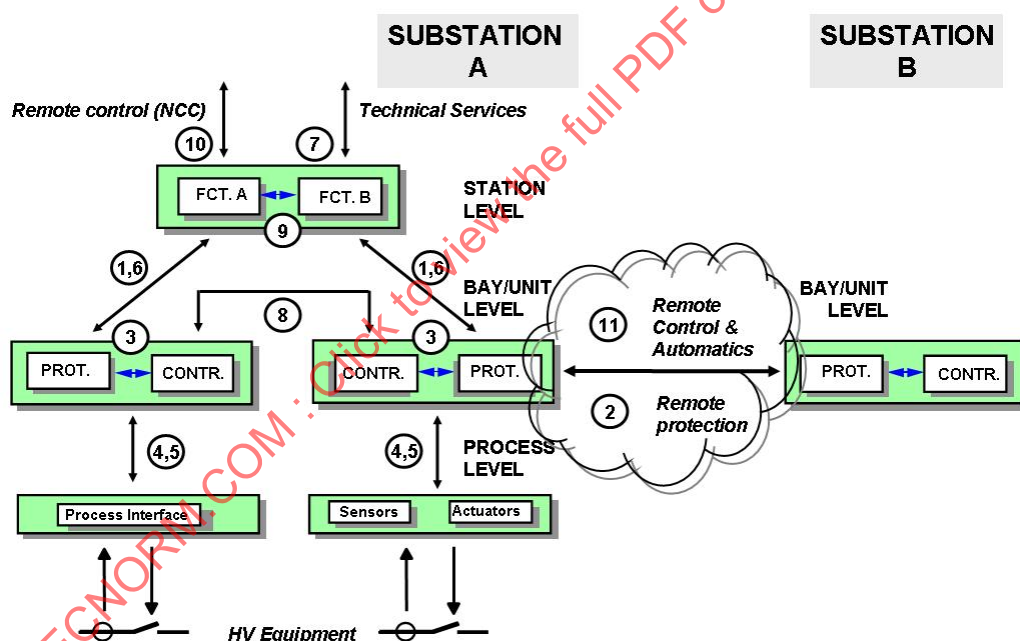
Les fonctions de niveau processus sont celles possédant des interfaces avec le processus. Ces fonctions communiquent via les interfaces logiques 4 et 5 avec le niveau cellule.

Les fonctions de niveau cellule (voir la définition de cellule ci-dessus) sont celles utilisant principalement les données d'une cellule et agissant principalement sur l'équipement primaire d'une cellule. Elles communiquent via l'interface logique 3 au sein de la cellule et via les interfaces logiques 4 et 5 avec le niveau processus, c'est-à-dire avec n'importe quel type d'E/S distantes, de capteurs ou d'actionneurs intelligents. Les interfaces 4 et 5 peuvent aussi être réalisées par câblage mais dans ce cas, elles sont hors du domaine d'application de la série CEI 61850.

On distingue deux classes de fonctions de niveau poste:

Les fonctions de niveau poste liées au processus sont celles utilisant les données de plus d'une cellule ou de l'ensemble du poste et agissant sur l'équipement primaire de plus d'une cellule ou sur l'ensemble du poste. Ces fonctions communiquent principalement via l'interface logique 8.

Les fonctions de niveau poste liées aux interfaces sont celles représentant l'interface du SAS avec l'opérateur local du poste (Interface homme-machine (IHM)), avec un centre de conduite distant (Interface de télécommande (ITC)) ou avec un centre distant de surveillance et de maintenance (Interface de télésurveillance (ITS)). Ces fonctions communiquent via les interfaces logiques 1 et 6 avec le niveau cellule et via les interfaces logiques 7 et 10 avec le monde extérieur.



Légende

IEC 2380/12

Anglais	Français
Substation	Poste
Remote control (NCC)	Télécommande (CCR)
Technical services	Services techniques
Station level	Niveau poste
Bay/unit level	Niveau cellule/unité
Remote control & automatics	Télécommande et automatismes
Prot.	Protection
Contr.	Commande

Anglais	Français
Remote protection	Téléprotection
Process level	Niveau processus
Process interface	Interface processus
Sensors	Capteurs
Actuators	Actionneurs
HV equipment	Equipement HT

Figure 2 – Niveaux et interfaces logiques dans un système d'automatisation de poste

Signification des interfaces:

- IF1: échange de données de protection entre les niveaux cellule et poste
- IF2: échange de données de protection entre le niveau cellule et les protections distantes (par exemple protection de ligne)
- IF3: échange de données à l'intérieur du niveau cellule
- IF4: échange de données analogiques (échantillons de TC et TT) entre les niveaux processus et cellule
- IF5: échange de données de commande entre les niveaux processus et cellule
- IF6: échange de données de commande entre les niveaux cellule et poste
- IF7: échange de données entre le niveau poste et un poste de travail ingénieur distant
- IF8: échange direct de données entre des cellules en particulier pour les fonctions rapides telles que le verrouillage
- IF9: échange de données à l'intérieur du niveau poste
- IF10: échange de données de commande entre le poste et un ou des centres de conduite à distance
- IF11: échange de données de commande entre les postes. Cette interface fait principalement référence aux données binaires par exemple, pour les fonctions de verrouillage ou autres automatismes entre postes.

Le nuage entourant IF2 et IF11 indique qu'un système de communication externe peut également être appliqué, qui n'est pas conforme au modèle de données et de services défini dans la série CEI 61850.

Les appareils du système d'automatisation de poste peuvent être installés physiquement dans des niveaux fonctionnels différents (poste, cellule et processus). Cela correspond à l'interprétation physique de la Figure 2:

NOTE La répartition des fonctions dans un environnement de communication peut être assurée par l'utilisation de techniques de réseaux longue distance (WAN), de réseaux locaux (LAN) ou de bus de processus. Au niveau des exigences, il n'y a pas de contraintes impliquant l'utilisation d'une de ces techniques pour la mise en place des fonctions.

- les équipements de niveau processus sont typiquement des interfaces de processus distantes comme par exemple des E/S, des capteurs intelligents et des actionneurs connectés par un bus de processus comme indiqué en Figure 2;
- les équipements de niveau cellule comprennent les unités de commande, de protection ou de surveillance de la cellule;
- les équipements de niveau poste comprennent l'ordinateur de poste avec une base de données, les postes de travail pour les opérateurs, les interfaces de télécommunication, etc.

5.2.3 Répartition physique des fonctions et des interfaces

Malgré la similitude des niveaux logiques et physiques, il n'y a pas une manière unique de mapper la structure des fonctions logiques avec la structure des appareils physiques. La mise en correspondance dépend des exigences de disponibilité et des performances requises, des contraintes de coût, de l'état de l'art au plan de la technologie, etc. Il est également influencé par la philosophie de fonctionnement et l'acceptation des utilisateurs, c'est-à-dire des systèmes électriques.

L'ordinateur du poste peut fonctionner comme un client avec seulement ses fonctions de base IHM, ITC et ITS. Toutes les autres fonctions de niveau poste peuvent être complètement réparties entre les appareils de niveau cellule. Dans ce cas, l'interface 8 est l'épine dorsale du système. D'autre part, toutes les fonctions relatives au poste comme le verrouillage, etc. peuvent résider dans l'ordinateur du poste qui agit alors à la fois comme client et comme serveur. Dans ce cas, les interfaces 1 et 6 prennent en charge la fonctionnalité complète de l'interface 8. Beaucoup d'autres solutions sont possibles.

Les fonctions de niveau cellule peuvent être mises en œuvre dans des équipements de niveau cellule dédiés (unité de protection, unité de commande, avec ou sans redondance) ou installées dans des unités combinées de protection et de commande. Certaines peuvent être physiquement déplacées au niveau de processus pris en charge par la libre répartition des fonctions.

En l'absence d'interfaces série 4 et 5, les fonctions de niveau processus sont mises en œuvre dans les appareils de niveau cellule. La mise en œuvre des interfaces série 4 et 5 peut comprendre seulement des E/S distantes ou des capteurs et actionneurs intelligents qui dotent le niveau processus de fonctions de niveau cellule.

Les interfaces logiques peuvent être mises en œuvre dans des interfaces physiques dédiées (connexions). Deux interfaces ou davantage peuvent également être combinées au sein d'une même interface physique. De plus, ces interfaces peuvent être combinées et mises en œuvre dans un ou plusieurs réseaux locaux physiques. Les exigences applicables à ces interfaces physiques dépendent de la répartition des fonctions entre les niveaux et entre les appareils.

L'interface de téléprotection 2 peut également être mise en œuvre comme liaison dédiée (porteuse de ligne d'alimentation, etc.) ou combinée à d'autres interfaces limites telles que les interfaces 7, 10 et 11 raccordées physiquement au WAN.

5.2.4 Rôle des interfaces

Toutes les interfaces ne doivent pas nécessairement être présentes dans un poste. La flexibilité de l'approche permet de couvrir la modernisation des postes existants et l'installation de nouveaux postes, aujourd'hui et demain.

La numérotation des interfaces telle que présentée dans la Figure 2 est utile pour l'identification du type des interfaces nécessaires dans les postes et pour les calculs de flux de données.

Les numéros d'interface permettent de définir aisément les deux réseaux locaux ou systèmes de bus importants: De manière très courante, les interfaces 1, 6, 3, 9, 8 sont associées au bus de poste/intercellules pour relier à la fois le niveau poste au niveau cellule et les différentes cellules entre elles. Les interfaces 4 et 5 sont associées au bus de processus qui relie le niveau cellule au niveau processus ainsi que les différents IED de niveau processus entre eux. Très souvent, le bus de processus est limité à une seule cellule. Si le bus de processus est étendu à d'autres cellules, il peut assurer également le rôle de l'interface 8, tout au moins pour les données brutes.

L'interface 7 est dédiée aux communications externes avec un centre de surveillance à distance. Elle est aussi susceptible d'être réalisée par une interface directe vers le bus de poste/intercellules.

Suivant la répartition des fonctions, les types de messages de l'Article 10 basés sur les exigences de performance des communications peuvent être assignés aux différentes interfaces. La libre répartition des fonctions signifie que de telles affectations peuvent ne pas être identiques pour tous les systèmes d'automatisation de poste.

5.3 Autres exemples d'application

5.3.1 Poste – poste

La communication entre les postes est également présentée dans la Figure 2 concernant les interfaces 2 et 11. Les exigences sont identiques à celles à l'intérieur du poste. Les valeurs binaires (blocage, libération, etc. pour la protection de distance et les automatismes) et les valeurs analogiques (échantillons de courant pour la protection de différentiel de courant) doivent être échangées en fonction des fonctions appliquées. Les différences sont représentées par la plus longue distance de communication et l'utilisation transparente d'un système de communication externe à largeur de bande supérieure ou inférieure pouvant augmenter le délai de transmission.

5.3.2 Poste – Conduite de réseau

La communication entre le poste et le centre de conduite de réseau est également présentée dans la Figure 2 concernant l'interface 10. Les exigences sont identiques à celles à l'intérieur du poste, applicables à la connexion entre le niveau cellule et le niveau poste. Les valeurs binaires (information d'état, événements, alarmes, commandes, etc. pour la commande à distance) et les valeurs analogiques (valeurs calculées par exemple pour le flux énergétique) doivent être échangées en fonction des fonctions appliquées. Les différences sont représentées par la plus longue distance de communication et l'utilisation transparente d'un système de communication externe à largeur de bande supérieure ou inférieure pouvant augmenter le délai de transmission.

5.3.3 Eolienne

Les applications de base telles que la collecte de données binaires et analogiques et l'émission de commandes sont identiques à celles des postes. Les exigences particulières concernent la modélisation de la partie génération de puissance de l'éolienne (turbine éolienne comme moteur primaire et générateur connecté) et les conditions environnementales telles que la force et la direction du vent. Le système d'automatisation de l'énergie éolienne dispose également d'une interface avec le système de gestion du réseau similaire à l'interface 10 des postes.

5.3.4 Hydroélectricité

Les applications de base telles que la collecte de données binaires et analogiques et l'émission de commandes sont identiques à celles des postes. Les exigences particulières concernent la modélisation de la partie génération de puissance hydroélectrique (turbine à eau comme vecteur primaire et générateur connecté) et les conditions environnementales telles que le niveau et le débit d'eau. Le système d'automatisation de l'énergie hydroélectrique dispose également d'une interface avec le système de gestion du réseau similaire à l'interface 10 des postes.

5.3.5 Ressources énergétiques réparties

Les ressources énergétiques réparties font référence à tout type de génération de puissance, exception faite de l'énergie thermique, nucléaire, éolienne et hydroélectrique. Des exemples types sont présentés par les générateurs diesel ou les systèmes photovoltaïques. Cela inclut soit une partie à mouvement par rotation (par exemple moteur diesel comme vecteur primaire et générateur connecté) soit l'énergie solaire. Un système d'automatisation de ressources

énergétiques réparties peut également disposer d'une interface avec un système de conduite de plus haut niveau similaire à l'interface 10 des postes.

6 Objectifs et exigences

6.1 Interopérabilité

L'objectif de la présente norme est d'assurer l'interopérabilité entre les IED de différents fournisseurs ou, plus précisément, entre les fonctions à exécuter dans le système électrique mais résidant dans des IED de différents fournisseurs. L'interchangeabilité ne relève pas du domaine d'application de la présente norme mais l'objectif d'interchangeabilité est pris en charge en suivant la présente norme.

Pour des appareils de fournisseurs différents, l'interopérabilité se situe aux niveaux suivants:

- a) il doit être possible de connecter les appareils à un bus commun avec un protocole commun (syntaxe);
- b) les appareils doivent comprendre les informations fournies par les autres appareils (sémantique);
- c) les appareils doivent exécuter ensemble une fonction commune ou éventuellement conjointe le cas échéant (fonctions réparties).

NOTE L'interopérabilité considérée dans la présente norme vise l'interopérabilité entre les fonctions d'application. Cela revêt une importance toute particulière pour les exigences de temps de transfert et les essais de conformité.

En l'absence de contrainte relative à la structure du système et à l'échange de données, un certain nombre d'exigences statiques et dynamiques doivent être satisfaites pour assurer l'interopérabilité.

6.2 Exigences statiques relatives à la conception

La norme doit prendre en charge toutes les configurations des systèmes d'automatisation des systèmes électriques, et notamment des systèmes d'automatisation de poste, afin de répondre aux besoins de tous les utilisateurs (systèmes électriques) et de pouvoir s'appliquer aux technologies associées. Cela doit s'appliquer pour aujourd'hui et dans le futur.

Quelle que soit la configuration, l'objectif d'interopérabilité se traduit par les exigences statiques de conception suivantes qui ne sont pas complètement indépendantes les unes des autres:

- a) La communication doit prendre en charge la libre répartition des fonctions aux appareils, c'est-à-dire qu'il faut que les communications puissent autoriser la réalisation de toute fonction dans tout appareil. Cela ne signifie pas qu'il faut que tous les appareils prennent en charge toutes les fonctions. Cela permet de satisfaire aux différentes philosophies de conception des systèmes et d'assurer des améliorations futures.
- b) Les fonctions du système d'automatisation des systèmes électriques et leur comportement vis-à-vis de la communication doivent être décrits indépendamment des appareils, c'est-à-dire à partir de la mise en œuvre dans les IED.
- c) La description des fonctions doit être autant que possible limitée à ce qui est nécessaire pour identifier les informations à échanger. Cela doit permettre de regrouper correctement les données à échanger en fonction de la production et des consommations des données par les fonctions. Toute normalisation des fonctions elles-mêmes ne relève pas du domaine d'application de la présente norme.
- d) Pour maintenir l'interopérabilité, tous les moyens existants dans le cadre de la série CEI 61850 doivent être utilisés avant de réaliser des extensions privées. Pour tous ces types d'extension, des règles rigoureuses et bien définies doivent être spécifiées.
- e) Les interactions entre les fonctions réparties indépendamment des appareils doivent être décrites par les interfaces logiques les reliant. Pour la mise en œuvre, ces interfaces

logiques peuvent être réparties librement aux interfaces physiques et aux LAN ou WAN le cas échéant.

- f) Les fonctions utilisées aujourd'hui et leurs exigences de communication sont bien connues mais la norme doit être ouverte également aux exigences de communication issues de futures fonctions.
- g) Pour maintenir l'interopérabilité, il doit y avoir un nombre minimal de protocoles définis dans les parties 8-x et 9-x comme étant valides en même temps.
- h) Pour obtenir l'interopérabilité dans les projets comprenant de réels IED, il convient de définir les connecteurs dépendant du support de communication.
- i) La configuration du système avec toutes les données échangées ainsi que les mécanismes de communication appliqués doivent être décrits d'une manière formelle forte. Les détails ne relèvent pas du domaine d'application de la présente partie mais du domaine d'application de la Partie 6 de la CEI 61850-6.

6.3 Exigences dynamiques relatives aux interactions

Quels que soient les échanges de données, l'objectif d'interopérabilité se traduit par les exigences dynamiques d'interaction suivantes qui ne sont pas complètement indépendantes les unes des autres:

- a) La norme doit définir pour les fonctions une information générique à échanger et un comportement générique des communications afin de prendre en charge les extensions fonctionnelles planifiées et futures du système d'automatisation de poste. Des règles d'extension doivent être spécifiées.
- b) Le transfert des informations (données) doit être défini avec tous les attributs associés (voir PICOM).
- c) Les informations (données) échangées doivent contenir tous les attributs nécessaires à une compréhension sans ambiguïté de la part du récepteur.
- d) Les temps de transfert maximaux admis doivent satisfaire aux exigences des fonctions impliquées. Par conséquent, ils doivent être définis comme le temps global de transfert (performance) d'une application à l'autre, y compris le codage du côté de l'émetteur, le délai dans le réseau de communication et le décodage du côté récepteur.
- e) Le temps global de transfert acceptable (performances) pour les données échangées doit être défini dans des classes de performance. Il faut que la performance de la classe associée soit garantie dans n'importe quelle situation. Les exceptions ne relèvent pas du domaine d'application de la présente partie, elles doivent être indiquées pour les mises en œuvre.
- f) La performance ne doit pas inclure uniquement le temps de transfert mais également d'autres chiffres tels que les données associées à la qualité comme intégrité des données, etc.
- g) Un système sécurisé implique qu'il ne soit jamais en état d'insécurité, c'est-à-dire dans un état inconnu. La probabilité d'un tel état de sécurité n'est jamais égale à 100 %. La norme associée dépend de nombreux paramètres allant de la conception et la production aux fonctions et à l'ingénierie du système. S'agissant des processus de communication de la norme, ils doivent permettre d'atteindre la classe de sécurité la plus élevée requise.
- h) La protection contre les cyber attaques appartient également au domaine de l'intégrité des données. Des moyens adéquats doivent permettre d'éviter ou de réduire au minimum ce type de risques. Les mesures nécessaires telles que le chiffrement ne relèvent pas du domaine d'application de la présente partie de la norme mais elles ne doivent pas avoir une incidence sur l'utilisation, comme par exemple les mesures de maintenance (remplacement rapide d'un IED défectueux, etc.).

6.4 Exigences comportementales de réponse

Du fait que l'interopérabilité est requise pour une exécution correcte des fonctions, les réactions de l'application dans les nœuds récepteurs doivent être prises en compte. Les données échangées peuvent comporter des attributs de qualité et de fonctionnement. Les

attributs de qualité tels que "bon" ou "mauvais" sont issus automatiquement de la surveillance dédiée du système. Les modes de fonctionnement tels que "marche", "arrêt", "en mode d'essai" sont créés par l'opérateur ou le personnel de maintenance. Ces modes peuvent nécessiter certains attributs de qualité pour les données telles que les "données d'essai".

- a) La réaction du nœud récepteur doit satisfaire à l'exigence globale de la fonction répartie à assurer.
- b) La réaction générique sur les modes de fonctionnement et les attributs associés doit être normalisée dans le cadre de l'interopérabilité.
- c) La réponse dédiée aux attributs de qualité, c'est-à-dire en mode dégradé, quel qu'il soit, en particulier en cas de messages erronés, de perte de données suite à une interruption de communication, de limitation de ressources, de données hors gabarit, etc. appartient à la fonction elle-même et ne relève par conséquent pas du domaine d'application de la norme. Ce comportement doit toutefois être décrit dans la fonction ou ailleurs dans le manuel de l'IED. C'est un point très important si la tâche globale ne peut pas être terminée avec succès, par exemple si le nœud distant ne répond pas au moment opportun ou ne réagit pas correctement.

La réaction et le comportement des fonctions proprement dites sont des points liés localement aux fonctions, et de ce fait, hors du domaine d'application de la présente norme. Cependant, les exigences spécifiées dans la présente norme constituent une disposition visant à assurer la qualité appropriée des attributs à transférer avec les données à l'étude.

6.5 Approche de l'interopérabilité

Dans une approche d'interopérabilité, les fonctions à assurer dans les systèmes de puissance et notamment dans les postes, sont identifiées ci-après afin de déterminer les objets de données appropriés pour l'échange qui doivent être normalisés. Les exigences relatives à l'échange des données doivent être clairement définies. L'interopérabilité des fonctions librement réparties et attribuées doit impliquer une décomposition appropriée des fonctions en entités communicantes pour obtenir le bon groupement orienté objet des données à normaliser.

Le niveau mutuel de compréhension requis pour les appareils de fournisseurs différents doit se traduire par un modèle approprié des données et des services de communication tel que spécifié dans la série CEI 61850-7-x. En dernier point et non des moindres, la mise en correspondance de ce modèle avec les piles de communication conformes aux règles de l'art doit être défini sans ambiguïté (séries CEI 61850-8-x et CEI 61850-9-x).

Il convient de noter que l'interopérabilité n'est pas une propriété d'appareil mais un objectif système.

6.6 Exigences en matière d'essais de conformité

L'interopérabilité dépend à la fois des propriétés des appareils et de la conception du système ainsi que de son application technique. Des essais de conformité doivent être exécutés afin de vérifier que le comportement, du point de vue de la communication, d'un appareil considéré comme un composant du système est conforme à la définition d'interopérabilité de la présente norme. Dans la mesure où l'objectif de la norme est l'interopérabilité, la conformité à la norme constitue la preuve de l'interopérabilité. La spécification relative aux essais de conformité doit décrire les essais devant être réalisés sur un appareil pour vérifier que la fonction de communication vis-à-vis d'un appareil complémentaire ou plus généralement avec le reste du système, est correctement exécutée. Les critères de succès doivent également être bien définis. Étant donné que l'on ne peut pas soumettre à essai tout appareil par rapport à tout autre appareil du marché, des essais de conformité peuvent impliquer l'utilisation de différents simulateurs pour représenter le contexte du système et du réseau de communication.

Si on ne peut pas soumettre à essai l'interopérabilité d'un IED dans un système d'essai raisonnable, un essai de performance limité doit déterminer la conformité du modèle de

données à la CEI 61850-5 selon les fonctions mises en œuvre. La conformité des services mis en œuvre doit également être déterminée selon le comportement de communication nécessaire aux fonctions mises en œuvre conformément à la CEI 61850-5. Ceci réduit le risque de ne pas obtenir l'interopérabilité dans le système.

Le processus d'ingénierie en tant que tel ne relève pas du domaine d'application de la norme. Néanmoins, la construction de systèmes interopérables exige des fichiers de configuration normalisés qui peuvent être échangés entre les outils d'ingénierie. Par conséquent, ils doivent satisfaire à quelques exigences minimales relatives à l'échange de ces fichiers. Les définitions des fichiers de configuration et des exigences minimales relatives aux outils se trouvent dans la CEI 61850-6.

Les définitions des essais de conformité applicables sont données dans la série CEI 61850-10-x.

7 Catégories de fonctions

7.1 Généralités

Différentes catégories de fonctions sont identifiées. Certaines fonctions peuvent ne pas appartenir de façon unique à une catégorie donnée et l'affectation à une catégorie est simplement une convention. La catégorie de la fonction est définie ci-dessous mais seules les fonctions sont énumérées ci-après. Les fonctions génériques sont décrites en Annexe F.

7.2 Fonctions de support système

Ces fonctions permettent de gérer le système proprement dit. Elles n'ont pas d'incidence directe sur le processus. Elles prennent en charge la totalité du système. Ces fonctions sont normalement exécutées en continu en arrière-plan du système. Leur objectif est le bon fonctionnement du système avec des nœuds synchronisés. Exemples:

- gestion de réseau,
- synchronisation temporelle,
- autovérification des appareils physiques.

7.3 Fonctions de configuration ou de maintenance du système

Ces fonctions sont utilisées pour régler ou faire évoluer (tenir à jour) le système. Elles comprennent la mise au point et le changement des données de configuration et la récupération à partir du système des informations de configuration. Ces fonctions sont réalisées uniquement pendant la phase de configuration ou de paramétrage du système d'automatisation. Les mises à jour, extensions ou autres changements majeurs rappellent également ces fonctions ultérieurement pendant le cycle de vie du système. Le temps de réponse des fonctions de configuration ou de maintenance du système et, par conséquent, de la communication correspondante, n'a pas besoin d'être beaucoup plus rapide qu'une seconde (échelle de temps humaine). Exemples:

- identification de nœud,
- gestion des logiciels,
- gestion des configurations,
- gestion de la sécurité du système,
- réglage,
- contrôle des modes de fonctionnement des fonctions par données,
- mode d'essai.

7.4 Fonctions d'exploitation ou de commande

Ces fonctions sont nécessaires au fonctionnement normal quotidien du poste ou de l'installation. Une IHM locale ou à distance est incluse dans ces fonctions. Elles sont utilisées pour présenter de l'information du processus ou de l'information du système à un opérateur ou pour lui permettre de contrôler le processus à l'aide de commandes. Les temps de réponse des fonctions d'exploitation et, par conséquent, de la communication correspondante, n'ont pas besoin d'être beaucoup plus rapides qu'une seconde (échelle de temps humaine). Exemples:

- gestion de la sécurité d'accès,
- commande,
- utilisation opérationnelle de changement spontané d'indications,
- commutation synchronisée (commutation en un point de l'onde),
- modification des paramètres et commutation des jeux de paramètres,
- gestion des alarmes,
- enregistrement (et gestion) des événements,
- récupération des données,
- récupération enregistrement perturbation/anomalie.

7.5 Fonctions de cellule locale d'automatisation de processus

La fonction "cellule locale" signifie que les données sont acquises par les capteurs (TC, TT) d'une cellule et que les actions qui en résultent (commandes/déclenchements/libérations) sont réalisées par des actionneurs (organes de coupure) dans la même cellule. Le mot "cellule" indique ici toute sous-structure locale limitée du système.

Ces fonctions sont réalisées avec les données processus ou système directement sur le processus sans l'intervention d'un opérateur. Les fonctions locales d'automatisation ne sont pas locales au sens strict du terme mais comprennent trois LN au minimum. L'un d'eux est le LN avec la fonctionnalité fondamentale elle-même, que l'on nomme fonction locale d'automatisation dans le cadre de la présente norme. En outre, on trouve le LN d'interface processus et le LN IHM (interface homme-machine) qui fournit l'accès humain à la fonction. Exemples hors du domaine d'automatisation de poste:

- fonctions de protection
Exemples: Fonction contre les surintensités, protection de distance,
- verrouillage des cellules,
- mesure, comptage et surveillance de la qualité de l'électricité.

7.6 Fonctions réparties d'automatisation de processus

La fonction "répartie" signifie que les données sont acquises par les capteurs (TC, TT) de plusieurs cellules et que les actions qui en résultent (commandes/ouvertures/libérations) sont réalisées par des actionneurs (commutateurs) dans plusieurs cellules. La fonctionnalité peut également être divisée en différents IED (c'est-à-dire décentralisée) comme pour la protection de jeu de barres décentralisée avec unités de cellule pour le prétraitement des échantillons de courant, la fourniture de donnée d'entrée pour l'image de jeu de barres et l'émission des déclenchements l'unité centrale conservant l'image réelle de jeu de barres et prenant la décision de déclenchement.

Ces fonctions vérifient automatiquement sans l'intervention d'un opérateur les conditions (blocage ou libération) nécessaires aux fonctions d'exploitation ou aux fonctions d'automatisation de processus. Elles n'agissent pas directement sur le processus. Elles sont relatives à la sécurité pour éviter les dommages aux personnes et aux équipements.

Normalement, elles prennent en considération l'information de toute l'installation ou du poste et peuvent être mises en œuvre soit localement, soit de façon répartie. Etant donné que la solution répartie exige en particulier la normalisation de la communication, ces fonctions sont répertoriées ici. Les versions locales se comportent toujours comme une fonction locale d'automatisation. Exemples hors du domaine d'automatisation de poste:

- verrouillage général du poste,
- synchrovérification répartie,
- panne de disjoncteur,
- adaptation automatique des protections (générique)

Exemple simple: Blocage inverse,

- délestage,
- restauration de charge,
- contrôle de tension et de puissance réactive,
- permutation d'alimentation et changement des transformateurs,
- séquences de commutation automatiques.

Pour certaines fonctions, selon leur mise en œuvre, la définition de "locale" et "répartie" peut ne pas être non ambiguë. Pour les exigences, il est important d'indiquer uniquement le caractère potentiellement décentralisé des fonctions, c'est-à-dire qu'il faut qu'un support de communication approprié soit fourni par le système de communication conformément à la CEI 61850-5.

8 Description et exigences relatives aux fonctions

8.1 Approche

Pour obtenir les exigences de communication dans un poste ou une installation, il est nécessaire de réaliser une identification de toutes les fonctions. Les IED comprennent de nombreuses fonctions simples et complexes différentes d'un fournisseur à l'autre. L'identification des fonctions doit être réalisée indépendamment de la mise en œuvre des IED. De plus, les fonctions doivent être divisées en parties présentant une fonctionnalité fondamentale indivisible qui peut être mise en œuvre. Cela permet de couvrir toutes les mises en œuvre, aujourd'hui et demain, par des combinaisons dédiées. A chacune de ces parties fondamentales sont attribués des objets de données de haut niveau (Nœuds Logiques, LN) qui contiennent toutes les données à échanger (Piece of Information for COMMunication, PICOM) entre ces fonctions fondamentales, respectivement entre les IED où les fonctions sont mises en œuvre.

Cette approche comprend trois étapes.

- la description des fonctions, comprenant la décomposition représentée par des LN avec les données attribuées;
- description des PICOM, y compris les attributs;
- la description des nœuds logiques (LN).

Toute identification des fonctions dans les systèmes électriques et dans les postes ou les installations est incomplète mais on fait l'hypothèse que les fonctions identifiées couvrent de manière très représentative toutes les exigences de communication requises.

8.2 Description des fonctions

La description des fonctions – plus détaillée en annexe – contient les informations suivantes:

- tâches de la fonction,
- critères de démarrage de la fonction,
- résultat ou impact de la fonction,
- performances de la fonction,
- interaction avec d'autres fonctions,
- décomposition de la fonction, le cas échéant.

Ce dernier point fait référence à la manière dont les fonctions sont décomposées à partir des LN et dénombre les sous-ensembles typiques. L'importance de cette information tient au fait que les exigences de communication doivent être basées sur des fonctions d'interaction à granularité maximale pour utilisation multiple.

8.3 Description des PICOM

8.3.1 Approche des PICOM

Un PICOM (Piece of Information for COMMunication) s'intéresse par définition aux données échangées entre deux fonctions ou sous-fonctions. Sont également incluses des fonctions telles que IHM et Passerelle. La partie émission et la partie réception doivent être identifiées. Les exigences de communication sont basées sur des connexions point à point. Parfois, des messages multidiffusion et diffusion peuvent mieux convenir à la communication, mais c'est une question de mise en œuvre.

Les PICOM décrivent l'information échangée ("contenu") et les exigences de communication ("attributs"). Les "bits sur le fil" se trouvent dans les mises en correspondance, c'est-à-dire dans les parties CEI 61850-8 et CEI 61850-9.

Les tableaux des données échangées (PICOM) entre les fonctions identifiées hors du domaine d'automatisation de poste sont donnés en annexe.

8.3.2 Contenu de la description des PICOM

Les PICOM introduits par le Groupe de Travail 34.03 de la CIGRE sont utilisés pour décrire l'information échangée entre LN. Les composants ou attributs d'un PICOM sont:

- les données, signifiant le contenu de l'information et son identification comme demandé par les fonctions (sémantique);
- la connexion logique, contenant la source logique (nœud logique émetteur, source) et le destinataire logique (nœud logique récepteur, destination);
- le type, décrivant la structure des données, c'est-à-dire s'il s'agit d'une valeur analogique ou binaire, s'il s'agit d'une valeur simple ou d'un ensemble de données, etc.;
- la performance, indiquant le temps acceptable de transmission (défini par la classe de performance), l'intégrité des données et la méthode ou cause de transmission (par exemple périodique, sur événement, sur demande).

8.3.3 Attributs des PICOM

Trois types d'attributs sont définis d'après leur objet.

8.3.4 Attributs PICOM à couvrir par tout message

- Valeur: valeur de l'information elle-même le cas échéant
- Nom: pour l'identification des données
- Source: le LN d'où provient le signal
- Destination: le LN vers lequel le signal est dirigé

- Datation: temps absolu pour identifier l'âge des données le cas échéant
- Priorité de transm.: à utiliser pour
 - files d'attente d'entrée au LN (si supérieur à une)
 - entrée et sortie des LN (ordre de retransmission) dans le cas de LN intermédiaires
- Exigences de temps: durée de cycle ou temps de transfert global pour vérifier la validité à l'aide de la datation

8.3.5 Attributs PICOM à couvrir lors de la configuration uniquement

- Valeur de transmission (voir ci-dessus): essai ou valeur par défaut le cas échéant
- Attributs de transmission (voir ci-dessus)
- Précision: classes ou valeurs
- Information de datation: si la date est indiquée ou non (la plupart des données sont datées pour validation)
- Type: analogique, binaire, dossier, etc.
- Nature: alarme, évènement, statut, commande, etc.
- Importance: haute, normale, basse
- Intégrité des données: importance des informations transmises pour vérifications et retransmissions (détails exprimés sous forme d'exigences, voir 11.3)

8.3.6 Attributs PICOM à utiliser lors des calculs de flux de données uniquement

- Valeur de transmission/configuration (voir ci-dessus): essai ou valeur par défaut le cas échéant
- Attributs de transmission/configuration (voir ci-dessus)
- Format: type de valeur du signal: I, UI, R, B, BS, BCD, etc.
- Longueur: longueur: bits i, octet j, mot k
- État d'opération: référence aux scénarios

Le format et la longueur sont une question de mise en œuvre et non une exigence. Pour les calculs de flux de données, des hypothèses sur ces deux attributs doivent être formulées ou prises d'une mise en œuvre disponible.

8.4 Description des nœuds logiques

8.4.1 Concept de nœud logique

Pour configurer un modèle de données applicable aux données à échanger par fonction, les données à la source doivent être définies dans la norme.

La description des nœuds logiques – donnée plus loin dans la présente partie – fournit les informations suivantes:

- groupement en fonction de leurs zones d'application les plus courantes,
- courte description textuelle de la fonctionnalité,
- numéro IEEE de fonction d'appareil le cas échéant (seulement pour les protections et certains nœuds logiques associés aux protections),
- symbole graphique ou alphanumérique CEI le cas échéant,
- abréviation/acronyme utilisé dans les documents de la CEI 61850,

- relations entre les fonctions et les nœuds logiques dans les tables et dans les descriptions de fonction (voir Annexe F).

8.4.2 Nœuds logiques et connexions logiques

Pour satisfaire aux exigences indiquées plus haut, en particulier l'interopérabilité ainsi que la distribution arbitraire et la répartition des fonctions, les données de toutes les fonctions doivent être groupées dans des objets présentant une signification sémantique de niveau élevé. Dans le cadre de cette approche orientée objet, le concept de Nœud Logique regroupe les données dans des objets associés aux fonctions appelés Nœuds Logiques (LN). Tout Nœud Logique réside dans un appareil physique (IED). En fonction de la fonctionnalité de l'IED, un grand nombre de Nœuds Logiques peuvent être hébergés par un IED.

La granularité des données ou le nombre de nœuds logiques dans lesquels les données sont réparties dépend de la granularité des fonctions pouvant être mises en œuvre de manière autonome et de réutiliser pour d'autres IED. Les Nœuds Logiques peuvent être considérés comme des conteneurs de données fournis par une fonction d'échange dédiée (communication). Le Nom du Nœud Logique est alors l'étiquette fixée à ce conteneur indiquant la fonction à laquelle les données appartiennent. Les Nœuds Logiques associés à l'équipement primaire ne représentent pas l'équipement primaire proprement dit mais les images de données dans le système secondaire nécessaires à la réalisation des fonctions d'application et à l'échange de données dans le système d'automatisation de système électrique.

Il existe des données à communiquer qui font référence non à une fonction mais à l'appareil physique (IED) lui-même, comme les informations de plaque signalétique ou le résultat de l'autosurveillance de l'appareil. Par conséquent, un "appareil physique" nœud logique est nécessaire et désigné LPHD comme indiqué ultérieurement. Il peut également exister des données communes (la plupart étant administratives) pour tous les LN des fonctions dans un appareil pouvant être contenu dans un nœud logique LLN0.

Cette dénomination des LN n'est donnée ici que pour comprendre les figures ci-après. Les noms des Nœuds Logiques doivent être mnémoniques par rapport aux fonctions attribuées.

Les Nœuds Logiques représentant, à la limite du système d'automatisation, l'équipement externe tel que l'appareillage de commutation, doivent pouvoir également fournir les données provenant de l'équipement non électronique externe tel que la plaque signalétique d'un composant d'appareillage de commutation qui est différente de la plaque signalétique de l'IED correspondant. Cela s'applique également pour les informations de santé provenant de l'équipement externe, lorsqu'elles sont disponibles.

Les nœuds logiques sont reliés par des connexions logiques (CL) pour un échange dédié de données intermédiaires. C'est pourquoi la norme doit définir la communication entre ces LN. Cette approche est représentée sur la Figure 3. Les nœuds logiques (LN) sont à la fois attribués aux fonctions (F) et aux appareils physiques (AP). Les nœuds logiques sont reliés par des connexions logiques (CL), les appareils par des connexions physiques (PC). Chaque nœud logique fait partie d'un appareil physique; chaque connexion logique fait partie d'une connexion physique. L'"appareil physique" nœud logique utilisé pour un appareil physique est indiqué comme LPHD et les données communes de tous les LN dans un appareil logique sont dans LLN0.

Comme il est impossible de définir toutes les fonctions d'aujourd'hui et de demain et tous les types de distribution et d'interaction, il est très important de spécifier et de normaliser l'**interaction** entre les nœuds logiques d'une façon générique.

Ce concept de nœud logique doit être utilisé par la CEI 61850-5. Les détails relatifs à la modélisation sont donnés dans les parties 7-x de la série (CEI 61850-7-x).

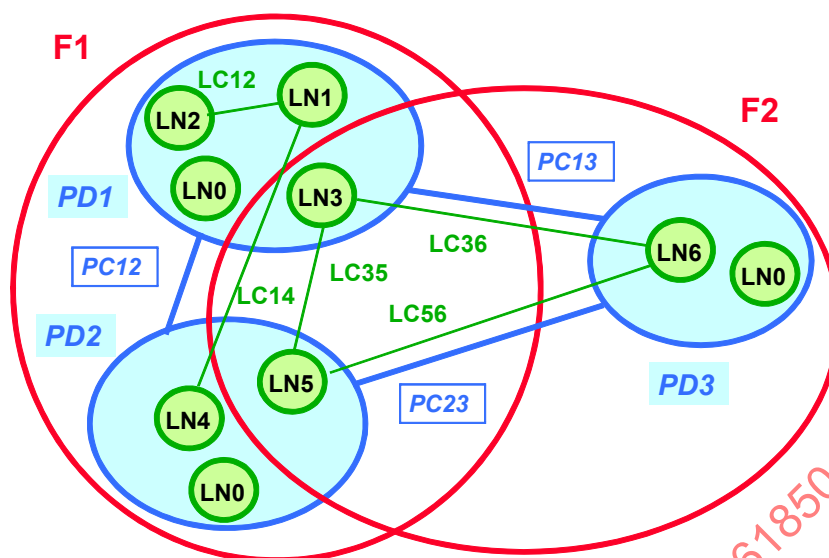


Figure 3 – Concept de nœud logique et de lien (explications dans le texte)

IEC 2381/12

8.4.3 Exemples de décomposition de fonctions courantes en nœuds logiques

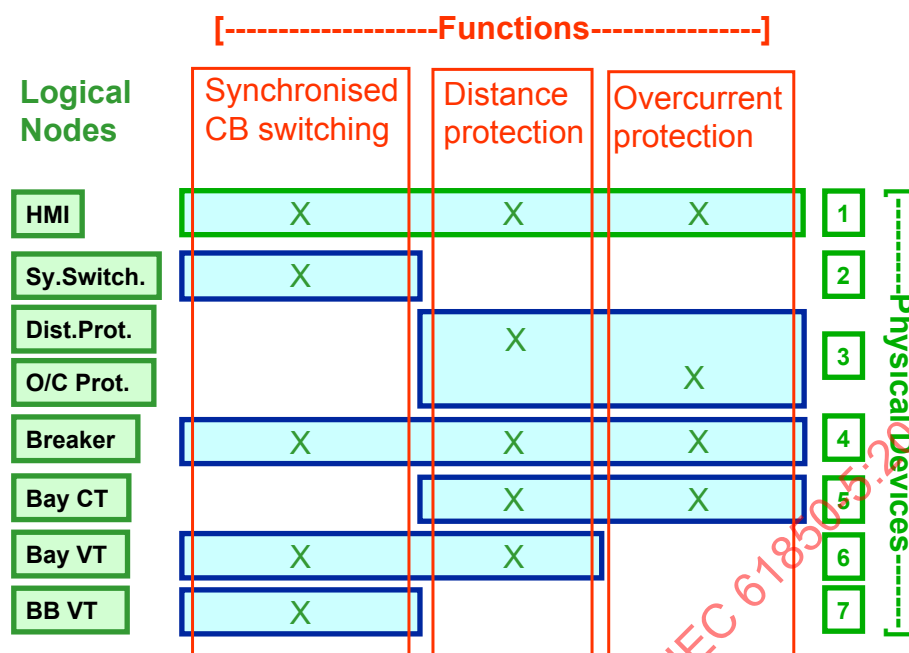
La Figure 4 donne des exemples de fonctions courantes hors du domaine de poste

- manœuvre synchronisée de disjoncteurs,
- protection de distance,
- protection contre les surintensités.

Les fonctions sont décomposées en nœuds logiques tels qu'énumérés dans la figure, les appareils physiques répartis (IED) sont décrits par des numéros:

- a) ordinateur de poste,
- b) appareil de manœuvre synchronisée,
- c) unité de protection de distance avec fonction intégrée de protection contre les surintensités,
- d) unité de contrôle de cellule,
- e) transformateur de mesure de courant,
- f) transformateur de mesure de tension,
- g) transformateur de mesure de tension de jeu de barres.

L'"appareil physique" nœud logique (LPHD) installé dans un quelconque appareil physique n'est pas représenté.



IEC 2382/12

Légende

Anglais	Français
Functions	Fonctions
Logical nodes	Nœuds logiques
Synchronised CB switching	Commutation de disjoncteur synchronisée
Distance protection	Protection de distance
Overcurrent protection	Protection contre les surintensités
Physical devices	Appareils physiques
HMI	IHM
Sy. switching	Commut. synchr.
Dist. Prot.	Prot. dist.
O/C Prot.	Prot. surintensité
Breaker	Disjoncteur
Bay CT	TC cellule
Bay VT	TT cellule
BB VT	TT jeu de barres

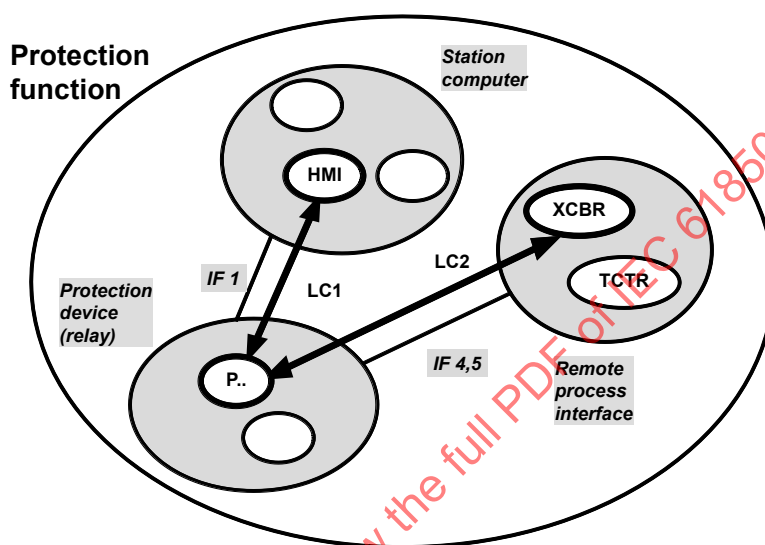
Figure 4 – Exemples d'application du concept de nœud logique
(explications dans le texte)

8.5 Liste de nœuds logiques

8.5.1 Attribution de nœud logique et fonctions réparties

La plupart des fonctions peuvent être représentées par trois nœuds logiques au minimum, c'est-à-dire le LN avec les données de la fonctionnalité essentielle, le LN avec les données d'interface de processus et le LN pour les données de l'IHM (Interface Homme-Machine impliquant un accès humain à la fonction dans le système tel que par opérateur). En l'absence de bus de processus, les LN de l'interface de processus à distance sont attribués à un autre appareil physique ("appareil de protection" physique dans l'exemple de la Figure 5).

Pour obtenir un modèle de données de fonctions orienté objet et modulaire, on doit utiliser le nom de la fonction (par exemple "fonction de protection"), pour faire référence à sa fonctionnalité essentielle uniquement. En conséquence, la liste de fonctions donnée, par exemple, dans le rapport de la CIGRE 34.03 est une liste de nœuds logiques selon les définitions de la série CEI 61850. La normalisation des fonctions dans les postes ou les installations ne relève pas du domaine d'application de la CEI 61850-5. Mais si l'une quelconque de ces fonctions est utilisée, les données transmises doivent être basées sur la structure du LN. Tous les détails nécessaires à la modélisation des données dans les IED potentiellement communiquées et les données communiquées proprement dites doivent être basés sur les nœuds logiques définis ici. Les Nœuds Logiques sont normalisés avec toutes leurs données et tous leurs attributs dans la Partie 7 de la série (CEI 61850-7-x).



IEC 2383/12

Légende

Anglais	Français
Protection function	Fonction de protection
Station computer	Ordinateur de poste
Protection device (relay)	Appareil de protection (relais)
Remote process interface	Interface de processus à distance
HMI	IHM
IF	Interface
TCTR	TCTR
XCBR	XCBR

Figure 5 – Fonction de protection comprenant 3 nœuds logiques

Les 3 nœuds logiques (IHM, P..=protection, XCBR = disjoncteur à déclencher) résident dans trois appareils physiques (ordinateur de poste, appareil de protection et interface de processus à distance). Les noms pour les LN sont identiques à ceux des tableaux ci-après.

8.5.2 Explication des tableaux

Les colonnes suivantes sont utilisées dans les tableaux. Les en-têtes de colonne et les noms des nœuds logiques sont en gras.

Fonctionnalité attribuée au LN décrit en un terme la fonctionnalité à laquelle est attribué le Nœud Logique.

CEI indique les symboles graphiques CEI conformément à la CEI 60617 dans la représentation alphanumérique, s'ils existent.

IEEE indique les numéros des fonctions d'appareil et les désignations de contact utilisés dans la norme IEEE C37.2-2008. Il est à noter que la référence au numéro d'appareil IEEE ne désigne pas l'appareil correspondant mais sa **fonctionnalité essentielle uniquement** (voir la définition des LN et la Figure 5) dans le cadre de la présente norme. Du fait de leur définition associée à l'appareil, il n'existe pas toujours une relation 1:1 avec la définition associée à la fonction des nœuds logiques. L'attribution des désignations de contact peut également ne pas exister pour les désignations de contact. Il n'existe donc pas de nœuds logiques pour chaque numéro IEEE.

Description ou commentaires donne la description légèrement modifiée du numéro d'appareil IEEE si applicable et/ou autre texte descriptif.

Fonction de LN indique les abréviations/acronymes définis dans la CEI 61850-5 avec la syntaxe systématique utilisée dans la CEI 61850-7-4 concernant les exigences fonctionnelles.

Classe de LN indique les abréviations/acronymes définis dans la CEI 61850-7-4

Dénomination de classe de LN donne le nom abrégé de la classe de LN de la CEI 61850-5.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013

8.5.3 Protection

Fonctionnalité attribuée au LN	CEI	IEEE	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Protection de défaut de terre fugitif			Les défauts de terre fugitifs apparaissent en cas de défaut de mise à la terre (rupture d'isolation) dans les réseaux compensés. Le défaut disparaît très rapidement du fait de l'absence d'un courant suffisant. Aucun déclenchement n'intervient mais le sens et l'emplacement du défaut doivent être détectés pour réparer les éléments défectueux. Au minimum, la dégradation de la ligne ou du câble concerné est signalée.	PTEF	PTEF	Défaut de terre fugitif
Défaut de terre directionnel sensible		(37) (67N)	Cette fonction est utilisée pour le traitement de défaut de terre directionnel dans des réseaux compensés et isolés. L'utilisation de "operate" (activation) est facultative et dépend de la philosophie de protection et des capacités du transformateur de mesure (voir Annexe I). Pour les réseaux compensés, cette fonction est souvent appelée protection directionnelle de défaut de terre wattmétrique. La très grande précision nécessaire pour la mesure du courant de défaut dans les réseaux compensés peut nécessiter une compensation d'angle de phase. Cela doit être réalisé par le TCTR LN associé avec données de correction pour le transformateur de courant. NOTE : Dans le tableau de comparaison fourni dans l'IEEE C37.2-2008, le PSDE n'a pas de numéro d'appareil IEEE associé.	PSDE	PSDE	Défaut de terre directionnel sensible
Protection par thyristor			Ce LN doit être utilisé pour représenter une protection par thyristor (valve) dans une centrale électrique. Cette protection est généralement incluse dans le système d'excitation.	PTHF	PTHF	Protection par thyristor
Conditionnement de déclenchement de protection			Ce LN doit être utilisé pour connecter les sorties "operate" d'une ou de plusieurs fonctions de protection à un "trip" (déclenchement) commun à transmettre à un XCBR similaire, tel qu'une matrice d'ouverture conventionnelle. En outre ou en variante, toute combinaison des sorties "operate" des fonctions de protection peut être associée à un nouveau "operate" de PTRC.	PTRC	PTRC	Conditionnement de déclenchement de protection

Fonctionnalité attribuée au LN	CEI	IEEE	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Relais de vérification ou de verrouillage		3	Une fonction qui émet une libération ou un blocage d'une commande en réponse à la position de un ou plusieurs autres appareils ou à des conditions prédéterminées. dans un équipement ou un circuit, afin de réaliser une séquence de fonctionnement ou de l'arrêter, ou de vérifier la position de ces appareils ou conditions à toutes fins utiles. Ce LN appartient au groupe de Nœuds Logiques de Commande, voir 8.5.5.	CILO	CILO	Verrouillage
Protection survitesse	$\omega >$	12	Une fonction qui agit sur la survitesse des machines.	POVS		
Protection vitesse nulle et sous-vitesse	$\omega <$	14	Une fonction qui agit lorsque la vitesse d'une machine tombe en dessous d'une certaine valeur.	PZSU	PZSU	Vitesse zéro ou sous-vitesse
Protection de distance	$Z <$	21	Une fonction qui agit lorsque l'admittance, l'impédance ou la réactance d'un circuit augmente ou diminue au-delà d'une valeur prédéfinie. Le changement d'impédance vu par PDIS est provoqué par un défaut. La caractéristique d'impédance est un ensemble de lignes fermées dans le plan de l'impédance complexe. – L'atteinte de la protection de distance est normalement séparée en zones différentes (par exemple 1...4 directs et 1 inverse) représentées par des caractéristiques dédiées. Pour combiner les différentes zones de PDIS, un programme de protection représenté par le PSCH LN est nécessaire.	PDIS	PDIS	Protection de distance
					PSCH	Plan de protection
Protection de tension par Hz		24	Un relais tension/fréquence est un relais qui fonctionne lorsque le rapport de la tension à la fréquence excède une valeur prédéfinie. Le relais peut avoir une caractéristique de réponse instantanée ou retardée. Une fonction qui agit lorsque le rapport de la tension à la fréquence est supérieur à une valeur prédéfinie ou est inférieur à une valeur prédéfinie différente. La fonction peut avoir toute combinaison de caractéristiques instantanées ou retardées.	PVPH	PVPH	Volts par Hz

Fonctionnalité attribuée au LN	CEI	IEEE	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Vérification de synchronisme		25	Une fonction qui produit une fermeture pour une commande de fermeture de disjoncteur pour connexion de deux circuits dont les tensions s'inscrivent dans les limites requises d'amplitude, angle de phase et fréquence. Elle peut ou non comprendre une commande de tension ou de vitesse. Un relais de vérification de synchronisme permet de mettre en parallèle deux circuits qui s'inscrivent dans les limites requises (généralement larges) d'amplitude de tension, angle de phase et fréquence. Ce LN appartient au groupe de Nœuds Logiques des fonctions de protection, voir 8.5.4.	RSYN	RSYN	Vérification de synchronisme
Protection de surchauffe	$\vartheta >$	26	Une fonction qui agit lorsque la température de l'appareil protégé (autre que les enroulements porteurs de charge des machines et transformateurs couverts par le numéro de fonction d'appareil 49), ou celle d'un liquide ou autre support, dépasse une valeur prédéterminée; lorsque la température de l'appareil protégé ou celle d'un liquide ou autre support, dépasse une valeur prédéterminée ou diminue sous une valeur prédéterminée.	PTTR	PTTR	Surcharge thermique
Protection à minimum de tension (temps)	$U <$	27	Une fonction qui agit lorsque la tension d'entrée est inférieure à une valeur prédéterminée.	PTUV	PTUV	Sous-tension
Protection de puissance directionnelle/inverse	$\vec{P} >$	32	Une fonction qui agit sur une valeur prédéterminée du flux de puissance dans une direction donnée, ou en fonction de la puissance inverse telle que celle résultant du fonctionnement d'un générateur en moteur suite à la perte de son entraînement principal.	PDPR	PDOP	Surpuissance directionnelle
					PDUP	Sous-puissance directionnelle
Protection courant minimum/ puissance minimale	$P <$	37	Relais de courant minimal ou puissance minimale qui fonctionne lorsque le flux de courant ou de puissance est inférieur à une valeur prédéterminée. Une fonction qui agit lorsque le courant ou la puissance descend en dessous d'une valeur prédéfinie.	PUCP	PTUC	Minimum de courant
					PDUP	Sous-puissance directionnelle
Protection perte de champ/ sous-excitation		40	Une fonction qui agit à une valeur donnée ou anormalement basse ou élevée ou un défaut du courant de champ d'une machine, ou à une valeur excessive de la composante réactive du courant d'induit d'une machine à courant alternatif, signe d'une excitation anormalement basse ou élevée. Une sous excitation se traduit par une sous puissance.	PUEX	PDUP	Sous-puissance directionnelle
					PDIS	(Distance) Impédance

Fonctionnalité attribuée au LN	CEI	IEEE	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Protection de courant phase inverse ou équilibre de phase, Relais de courant, séquence négative	$I_2 >$	46	Une fonction dans un circuit polyphasé qui agit lorsque les courants polyphasés sont en opposition de phase ou lorsqu'ils sont déséquilibrés ou contiennent des composantes de phase-séquence négative au-delà d'une certaine valeur prédéfinie.	PPBR	PTOC	Surintensité temporisée
Protection de tension séquence phase ou équilibre de phase, Relais de tension, séquence négative	$U_2 >$	47	Une fonction dans un circuit polyphasé qui agit à une valeur prédéterminée de la tension polyphasée dans la séquence désirée ou à un déséquilibre des tensions polyphasées ou encore à une valeur de la tension négative phase-séquence excédant une valeur prédéfinie.	PPBV	PTOV	Protection de surtension
Protection de démarrage de moteur		48, 49, 51LR6 6	(48) Une fonction qui remet l'équipement à la position normale ou d'arrêt et le verrouille si la séquence normale de démarrage, de fonctionnement ou d'arrêt n'est pas réalisée de manière appropriée dans un temps prédéterminé. (49) Voir ci-dessous (PTTR/49) (51LR) Voir ci-dessous (PTOC/51) (66) Voir ci-dessous (---/66) → Cette protection prévient toute surcharge du moteur	PMSU	PMRI	Neutralisation de redémarrage de moteur
					PMSS	Surveillance du temps de démarrage de moteur
Protection de surcharge thermique	$\theta >$	49	Une fonction qui agit lorsque la température de l'enroulement formant l'ossature d'une machine ou un autre enroulement porteur de charge d'une machine ou d'un transformateur de puissance excède une valeur prédéfinie.	PTTR	PTTR	Surcharge thermique
Protection de surcharge thermique rotor		49R	Voir ci-dessus (49)	PROL	PTTR	Surcharge thermique
Protection Rotor		49R 64R (40) 50 51	(49) Voir ci-dessus (PTTR/49) (64) Voir ci-dessous (PHIZ/64). (40) Voir ci-dessus (PUEX/40) (50) Voir ci-dessous (PIOC/50) (51) Voir ci-dessous (PTOC/51) Ce LN doit être utilisé pour représenter une protection de court-circuit de champ sur la base du 6e harmonique (300 Hz). La protection est généralement incluse dans le système d'excitation.	PROT	PTTR	Surcharge thermique
					PTOC	Surintensité temporisée
					PHIZ	Détection de terre
					PDUP	Sous-puissance directionnelle
					PDIS	Distance (impédance)
Protection de surcharge thermique stator		49S	Voir ci-dessus (49)	PSOL	PTTR	Surcharge thermique
Protection instantanée contre surintensité ou vitesse de montée	$I >>$	50	Une fonction qui agit instantanément à une valeur excessive du courant. Il convient d'utiliser le suffixe TD (par exemple, 50TD) pour décrire une fonction définie de surintensité temporisée. Utiliser 50BF pour une fonction de défaillance de disjoncteur à courant surveillé.	PIOC	PIOC	Surintensité instantanée

Fonctionnalité attribuée au LN	CEI	IEEE	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Protection temporelle contre les surintensités alternatives	$I > t$	50TD 51	Une fonction qui agit lorsque le courant alternatif d'entrée excède une valeur prédéterminée et dans laquelle le courant d'entrée et le temps de fonctionnement sont inversement proportionnels dans une partie significative de la gamme de performance.	PTOC	PTOC	Surintensité temporisée
Protection contre les surintensités dépendant du temps avec contrôle de la tension		51 V	Voir ci-dessus (PTOC/51) avec contrôle de tension/dépendance.	PVOC	PVOC	Protection temporisée à maximum de courant commandé en tension
Protection de facteur de puissance	$\cos\varphi >$ $\cos\varphi <$	55	Une fonction qui agit lorsque le facteur de puissance d'un circuit à courant alternatif dépasse une valeur prédéterminée ou devient inférieur à celle-ci.	PPFR	POPF	Facteur de surpuissance
					PUPF	Facteur de sous-puissance
Protection à maximum de tension (temps)	$U >$	59	Une fonction qui agit lorsque sa tension d'entrée dépasse une valeur prédéfinie.	PTOV	PTOV	Surtension
Protection contre les surtensions continues		59DC	Voir ci-dessus (PTOV/59)	PDOV	PTOV	Surtension
Protection d'équilibre de tension ou courant		60	Un appareil qui agit à une différence donnée de tension ou de courant d'entrée ou de sortie entre deux circuits.	PVCB	PTOV	Surtension
					PTOC	Surintensité temporisée
Protection de défaut à la terre, détection de terre	$I_E >$	64	Une fonction qui agit à un défaut d'isolement par rapport à la terre d'une machine ou d'un autre appareil. NOTE Cette fonction ne s'applique pas à un appareil connecté dans un circuit secondaire de transformateurs de courant dans un système électrique normalement mis à la terre où il convient d'utiliser d'autres numéros d'appareil de surintensité avec le suffixe G ou N; par exemple, 51 N pour une fonction de surintensité temporisée en courant alternatif fonctionnant à une valeur souhaitée de surintensité en courant alternatif circulant dans une direction prédéterminée du neutre secondaire des transformateurs de courant.	PHIZ	PTOC	Surintensité temporisée
					PHIZ	Détection de terre
Protection de défaut à la terre rotor		64R	Voir ci-dessus (PHIZ/64)	PREF	PTOC	Surintensité temporisée
					PHIZ	Détection de terre
Protection de défaut à la terre stator		64S	Voir ci-dessus (PHIZ/64)	PSEF	PTOC	Surintensité temporisée
					PHIZ	Détection de terre
Protection de défaut inter-spire		64W	Voir ci-dessus (PHIZ/64)	PITF	PTOC	Surintensité temporisée

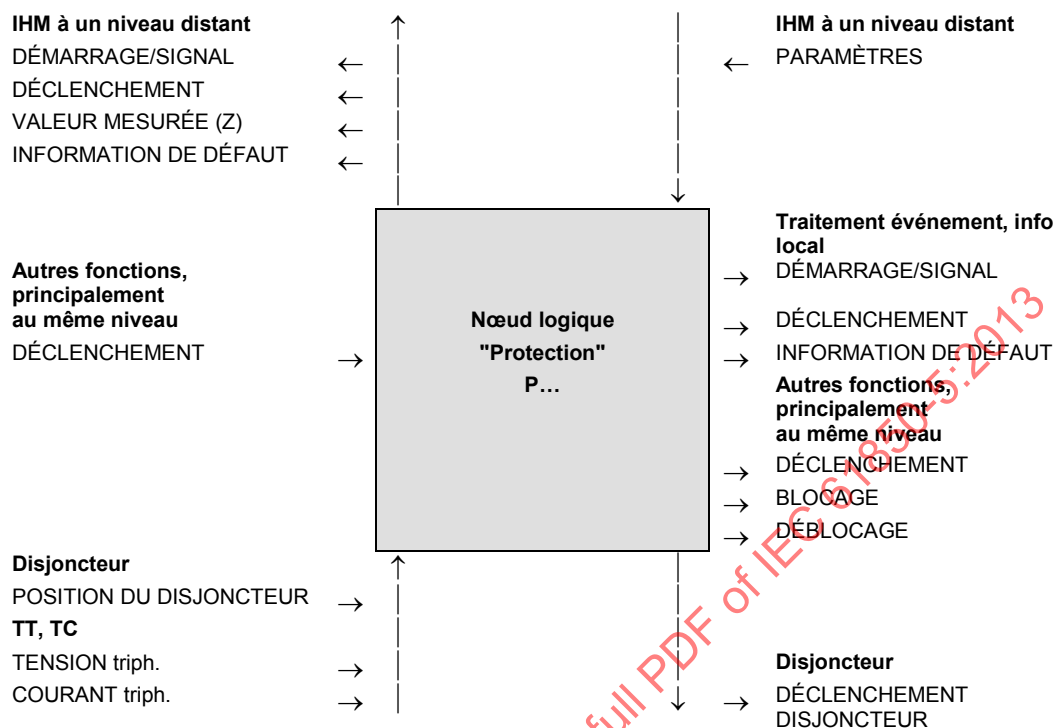
Fonctionnalité attribuée au LN	CEI	IEEE	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Fonction de sélection de vitesse (crantage) ou de course		66	Une fonction qui ne permet de réaliser qu'un nombre spécifié de manœuvres d'un appareil ou équipement donné, ou un nombre spécifié de manœuvres successives dans un intervalle de temps donné. Il s'agit également d'un appareil qui alimente un circuit de manière périodique ou en fractions d'intervalles de temps spécifié, ou qui est utilisé pour permettre une accélération ou une course intermittente d'une machine à de faibles vitesses pour positionnement mécanique.	Non modélisé comme LN		
Protection directionnelle contre les surintensités en courant alternatif	$\vec{I} >$	67	Une fonction qui agit à une valeur désirée de l'excédent de courant alternatif dans une direction prédéterminée.	PDOC	PTOC	Surintensité temporisée
Protection directionnelle		87B	La décision de mise en fonctionnement est basée sur des signaux de direction de défaut provenant de tous les capteurs de défaut directionnels (par exemple, relais directionnels) avoisinant le défaut. La comparaison directionnelle des lignes est réalisée par le PSCH associé au PDIS. NOTE Dans le tableau de comparaison de l'IEEE C37.2-2008, le PDIR a le numéro d'appareil IEEE 87B associé.	PDIR	PDIR	Comparaison de sens
Protection directionnelle de défaut à la terre	$\vec{I}_E >$	67N	Voir ci-dessus (PDOC/67)	PDEF	PTOC	Surintensité temporisée
Protection contre les surintensités en courant continu		76	Une fonction qui agit lorsque le courant dépasse une valeur donnée dans un circuit à courant continu.	PDCO	PTOC	Surintensité temporisée
Protection d'angle de phase ou de dépassement de niveau	$\varphi >$	78	Une fonction qui agit à une valeur prédéterminée d'angle de phase entre deux tensions ou entre deux courants ou entre tension et courant.	PPAM	PPAM	Mesure d'angle de phase
Protection de fréquence		81 7	Une fonction qui suit la fréquence d'un signal électrique et agit lorsque la fréquence ou sa variation excède ou est inférieure à une valeur prédéterminée.	PFRQ	PTOF	Surfréquence
					PTUF	Sous-fréquence
					PFRQ	Taux de variation de la fréquence
Protection différentielle		87	Une fonction qui agit à un pourcentage, un angle de phase ou autre différence quantitative entre deux courants ou plus ou d'autres grandeurs électriques.	PDIF	PDIF	Différentielle (Impédance)
Protection de jeu de barres ^a		87B	Voir ci-dessus (PDIF/87) – La complexité du nœud de jeu de barres avec des changements de topologie conduisant à un partage entre deux nœuds ou plus requiert des moyens spéciaux tel qu'une image dynamique du jeu de barres. Il doit être considéré qu'au moins un second algorithme de protection de jeu de barres existe et qu'il est basé sur la comparaison des directions des défauts dans toutes les lignes.	PBDF	PDIF	Différentielle
					PDIR	Comparaison de sens

terre		87P	Voir ci-dessus (PDIF/87)	PPDF	PDIF	Diff
e de n de		87T	Voir ci-dessus (PDIF/87) – Spécial pour des transformateurs à courants d'appel avec harmoniques dédiés qui nécessitent l'utilisation de la fonction de limitation d'harmonique (PHAR).	PTDF	PDIF	Diff
e de eur			Ce LN doit être utilisé pour représenter l'objet de données de retenue d'harmonique, notamment pour la fonction de protection différentielle de transformateur (PTDF). Il peut exister plusieurs instanciations avec différents réglages, notamment avec différents objets de données HarSt.	PHAR	PHAR	Ret d'ha

ection répartie de jeu de barres consiste à ajouter à l'instance de décision centrale de la e par cellule avec un prétraitement et une sortie de déclenchement appropriée.

ux protections Moteur et Générateur ne sont pas des LN simples mais un ensemble de L ant le plus important est le LN différentiel mentionné ici.

Tous les LN de protection principale possèdent la structure de communication indiquée dans la Figure 6.



IEC 2384/12

Figure 6 – Liaisons de communication de base d'un nœud logique de type protection principale

Les données en provenance de ou vers le processus (disjoncteur XCBR, t.c. TCTR, t.t. TVTR) se réfèrent aux interfaces 4 et/ou 5.

Les données vers les nœuds logiques du même niveau se réfèrent aux interfaces 3 et/ou 8.

Les données vers les nœuds logiques tels que IHMI au niveau poste se réfèrent à l'interface 1.

8.5.4 Nœuds logiques pour les fonctions liées à la protection

Nœud logique	CEI	IEEE	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Enregistreur de perturbation (niveau cellule/processus: acquisition)			Fonctions d'acquisition des formes d'onde de la tension et du courant depuis le processus de puissance (TC, TT) et des indications de position des entrées binaires. De même les valeurs calculées comme la puissance et les signaux binaires calculés peuvent être enregistrées par cette fonction le cas échéant.	RDRE	RDRE	Fonction enregistreur de perturbation
					RADR	Enregistreur de perturbations, voie analogique
					RBDR	Enregistreur de perturbations, voie binaire
Enregistreur de perturbations (niveau poste: évaluation)			L'évaluation des enregistrements de perturbation est requise en tant que serveur pour l'IHM au niveau poste (ou même à un niveau supérieur) ou pour le calcul des enregistrements de perturbations combinées.	RDRS	RDRE	Fonction enregistreur de perturbation
					RADR	Enregistreur de perturbations, voie analogique
					RBDR	Enregistreur de perturbations, voie binaire
Réenclenchement automatique		79	Une fonction qui commande le réenclenchement automatique et le verrouillage d'un disjoncteur à courant alternatif. Après tout déclenchement de protection réussi, la fonction du réenclenchement automatique effectue de 1 à 3 tentatives pour refermer le disjoncteur, avec différents délais d'attente dans l'hypothèse d'un défaut fugitif.	RREC	RREC	Réenclenchement automatique
Panne de disjoncteur		50BF	Une fonction qui agit instantanément lorsque le courant dépasse une valeur prédéfinie. Il convient d'utiliser le suffixe TD (par exemple, 50TD) pour décrire une fonction définie de surintensité temporisée. Utiliser 50BF pour une fonction de défaut de disjoncteur à surveillance de courant. Dans le cas d'un disjoncteur, le défaut n'est pas effacé. De ce fait, les disjoncteurs voisins doivent être déclenchés. Cela indique l'utilisation de l'information de topologie.	RBRF	RBRF	Panne de disjoncteur
Protection à porteuse ou fil pilote ^a		85	Une fonction qui est activée, bloquée, ou modifiée par des communications transmises ou reçues par un signal utilisé en relation avec un relaying.	RCPW	PSCH	Plan de protection
Localisateur de défaut			Le localisateur de défaut calcule l'emplacement du défaut en km à partir des informations de protection (par exemple, l'impédance de défaut de la fonction du LN distance).	RFLO	RFLO	Localisateur de défaut

Nœud logique	CEI	IEEE	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Synchrovérification / Synchronisation ou contrôle de synchronisme		25	Une fonction de synchronisation qui produit la libération d'une commande de fermeture d'un disjoncteur entre deux circuits dont les tensions sont dans les limites requises d'amplitude, angle de phase et fréquence. Elle peut ou non comprendre une commande de tension ou de vitesse. Une fonction de vérification de synchronisme permet de mettre en parallèle deux circuits qui sont dans les limites requises (généralement très large) d'amplitude de tension, angle de phase et fréquence. Pour éviter toute contrainte sur l'appareil de commutation et le réseau, la fermeture du disjoncteur peut être réalisée uniquement par la synchrovérification si la différence de tension, de fréquence et d'angle de phase se trouve à l'intérieur de limites définies.	RSYN	RSYN	Vérification de synchronisme
Blocage oscillation de puissance		78	Une fonction qui bloque d'autres fonctions à un angle de phase déterminé entre deux tensions ou deux courants ou entre tension et courant.	RPSB	RPSB	Détection d'oscillation de puissance/ blocage
Élément directionnel			Ce LN doit être utilisé pour représenter tous les objets de données directionnels dans un LN dédié utilisé pour les réglages de relais directionnels. La fonction de protection elle-même est modélisée par le LN de protection dédié. RDIR LN peut être utilisé avec les fonctions 21, 32 ou 67 selon la désignation du numéro de fonction d'appareil IEEE.	RDIR	RDIR	Élément directionnel
Mesures différentielles			Ce LN doit être utilisé pour fournir localement des valeurs de processus calculées (vecteurs de phase calculés dans les échantillons ou les échantillons eux-mêmes), représentant les valeurs locales de courant envoyées à l'extrémité distante et utilisées pour la fonction de protection différentielle locale (PDIF). Par conséquent, le RMXU LN associé au PDIF LN permet de modéliser la fonctionnalité fondamentale du numéro de fonction de protection différentielle 87 selon la désignation IEEE (C37.2). De plus, le RMXU LN des deux côtés de la ligne représente également la fonction de synchronisation des échantillons. Par conséquent, les échantillons, envoyés du TCTR local au PDIF local, sont également acheminés par la fonction représentée par RMXU. Le RMXU local est par conséquent la source des échantillons ou vecteurs de phase synchronisés provenant du capteur de courant local qui envoie ses informations au PDIF local et à tous les nœuds PDIF distants requis.	RMXU	RMXU	Mesures différentielles

^a De facto un équipement de communication qui établit une connexion analogique entre deux relais (par exemple, protection de distance ou différentielle) dans deux postes adjacents. Les connexions qui ne sont pas de type série sont hors du domaine d'application de la CEI 61850-5, celles de type série relèvent de l'interface 2. Les PICOM concernés se réfèrent aux LN de protection associés, par exemple PLDF et PDIS.

8.5.5 Commande

Nœud logique	IEEE	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Traitement des alarmes (création de groupes d'alarmes et de groupes d'évènements)		Sur le plan de la communication, il n'y a pas de différence entre les alarmes et les évènements si une datation est ajoutée à toute donnée transmise. Si plusieurs évènements ou alarmes doivent être combinés dans des groupes d'alarmes, une fonction séparée et configurable est nécessaire. Les LN associés peuvent être utilisés pour calculer les nouvelles données à partir des données individuelles en provenance des autres nœuds logiques. Un acquittement à distance doit être possible avec des priorités et des droits d'accès différenciés. La définition et le traitement des alarmes relèvent de l'ingénierie.	CALH	CALH	
Appareil de commande de commutateur, commande tout type d'appareillage, c'est-à-dire les appareils décrits par XCBR et XSWI		Le LN de commande de commutateur assure le traitement de toutes les manœuvres demandées par les opérateurs ou par les automatismes associés. Il vérifie que les commandes sont autorisées. Il surveille l'exécution des commandes et émet une alarme en cas de fin inappropriée de la commande. Il sollicite la libération des verrouillages, de la synchrovérification, des réenclenchements automatiques, etc., le cas échéant.	CSWI	CSWI	
Appareil de commande de disjoncteur en point d'onde, contrôle un disjoncteur avec pouvoir de commutation en un point d'onde		L'appareil de commande de disjoncteur en point d'onde assure la fermeture ou l'ouverture d'un disjoncteur à un instant donné c'est-à-dire en un point donné de l'onde de tension ou de courant. Il est activé sur demande soit de CSWI soit de RREC. Pour la fermeture, il compare normalement comme RSYN, les tensions des deux côtés du disjoncteur de façon à obtenir la contrainte minimale. Cela est vrai aussi si l'une des tensions est nulle. Pour l'ouverture, le point de contrainte minimale est calculé en se référant au point de passage par zéro de l'onde de courant. Normalement, le courant et une tension sont disponibles localement à tout moment. Pour la fermeture, la commande de sélection détecte et active l'envoi de tension distante, depuis le TP sur le jeu de barres le cas échéant ou dans toute cellule connectée. Pour ces calculs, les conditions pour chacune des 3 phases sont considérées. Si une commutation par phase est applicable, trois temps d'exécution sont alloués.	CPOW	CPOW	

Nœud logique	IEEE	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Fonction de verrouillage au niveau poste et/ou au niveau cellule	3	Le verrouillage peut être totalement centralisé ou totalement réparti. Du fait de la similitude fondamentale des règles de verrouillage entre le niveau cellule et le niveau poste et sur la base de toutes les indications de position associées, les différents LN de verrouillage peuvent être vus comme des instances de la même classe de LN (IL). 1) Verrouillage d'un équipement de commutation au niveau cellule Toutes les règles de verrouillage relatives à une cellule sont incluses dans ce LN. Il émet les commandes de libération ou de blocage. Dans le cas de changement d'état affectant le verrouillage, il émet les commandes de blocage. 2) Verrouillage des équipements de commutation au niveau poste Toutes les règles de verrouillage relatives à un poste sont incluses dans ce LN. Il émet les commandes de libération ou de blocage. Il assure les échanges d'information avec les LN de verrouillage de cellule.	CILO	CILO	Verrouillage
Commande de groupe de refroidissement		Cette Classe de LN doit être utilisée pour commander l'équipement de refroidissement. Une instance par groupe de refroidissement doit être utilisée.	CCGR	CCGR	Commande de groupe de refroidissement
Commande de synchronisation		Cette Classe de LN doit être utilisée pour contrôler les conditions de synchronisation, c'est-à-dire tension, fréquence et phase.	CSYN	CSYN	Commande de synchronisation

8.5.6 Interfaces, journalisation et archivage

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Interface opérateur – commande locale au niveau cellule – commande au niveau poste	1) panneau frontal d'interface opérateur au niveau cellule utilisé pour la configuration, etc. et la commande locale 2) interface opérateur local au niveau poste utilisé comme poste de travail pour l'opérateur de poste Le rôle des différentes IHM n'est pas figé pour la plupart des fonctions et il est défini au cours de la phase d'ingénierie.	IHMI	IHMI	Interface homme-machine
Interface manuelle – commande locale au niveau cellule – commande au niveau processus	Interface homme-machine générique physique ex. bouton-poussoir ou autre appareil physique pouvant être utilisé en entrée d'un contrôleur (voir IEEE 1: l'élément maître est l'appareil initiateur).	IHND	IHND	Interface manuelle

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Interface de commande à distance, interface de télécommande	Interface de télécommande à utiliser pour la commande à distance depuis un niveau de commande supérieur. A la base, l'ITC transmet les mêmes données que l'IHM de niveau poste ou un sous-ensemble de ces données. Le rôle des différentes interfaces n'est pas figé pour la plupart des fonctions et il est défini au cours de la phase d'ingénierie.	ITCI	ITCI	Interface de télécommande
Interface de surveillance à distance/ interface de télésurveillance	Interface de télésurveillance à utiliser pour la surveillance à distance et la maintenance via un sous-ensemble de toutes les informations disponibles dans le poste sans possibilité de commande. Le rôle des différentes interfaces n'est pas figé pour la plupart des fonctions et il est défini au cours de la phase d'ingénierie.	ITMI	ITMI	Interface de télésurveillance
Interface de protection à distance, Interface de téléprotection	Interface de téléprotection à utiliser pour la protection à distance, c'est-à-dire pour la protection de ligne qui nécessite l'échange de données entre deux postes des deux côtés de la ligne. S'applique également aux lignes à plusieurs extrémités (connexions T). Le rôle des différentes interfaces n'est pas figé pour la plupart des fonctions et il est défini au cours de la phase d'ingénierie.	ITPI	ITPC	Interface de communication de téléprotection
Journalisation	Ce LN fait référence à une fonction qui permet la journalisation non seulement des données modifiées proprement dites mais également de toutes les données associées définies dans les réglages de GLOG LN. La journalisation peut être démarrée sur modification des données ou sur demande de l'opérateur.	GLOG	GLOG	Journal générique
Archivage	L'archivage est utilisé comme destinataire et source pour les données d'historiques à long terme, normalement pour l'ensemble du poste au niveau poste.	IARC	IARC	Archivage
Fonction d'alarme de sécurité	Ce LN doit être utilisé pour représenter un bouton-poussoir d'alarme ou tout autre appareil utilisé pour régler une alarme en cas de mise en danger de personnes ou de biens.	ISAF	ISAF	Fonction d'alarme de sécurité
En cas de communication sans raccord, certaines des interfaces distantes peuvent exister à l'état virtuel seulement. Selon le contexte extérieur, elles peuvent être des serveurs proxy ou toutes sortes de passerelles.				

8.5.7 Commande automatique de processus

Nœud logique	Description ou Commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Commande automatique de changeur de prise	Automatisme assurant le maintien de la tension de jeu de barres dans une gamme spécifique au moyen de changeurs de prises. Ce nœud actionne le changeur de prise automatiquement en fonction de consignes données ou par commandes directes des opérateurs (mode manuel).	ATCC	ATCC	Commande de changement automatique de prise
Contrôle automatique de tension	Automatisme pour le contrôle de la tension sur un jeu de barres dans une gamme spécifique indépendante des moyens utilisés.	AVCO	AVCO	Commande de tension

Nœud logique	Description ou Commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Contrôle de réactif	Automatisme assurant le maintien du flux de puissance réactive dans un poste dans une gamme spécifique au moyen de condensateurs et/ou de réactances.	ARCO	ARCO	Commande de puissance réactive
Commande du neutraliseur de défaut à la terre (commande de la bobine de Petersen)	La connexion à la terre du point central de l'étoile d'un transformateur a une influence sur le court-circuit dans un réseau. Cette connexion à la terre est définie dynamiquement par une bobine de Petersen (LN ENF) commandée par ENFC.	ANCR	ANCR	Régulateur de courant neutre
Déclenchement par tension zéro	Si une ligne connectée à un poste demeure hors tension pendant un temps supérieur à une valeur prédéfinie, la ligne est déconnectée automatiquement.	AZVT	PTUV	Sous-tension
Commande automatique générique de processus Désigne un LN générique, programmable, pour les séquences, les fonctions inconnues, etc. Également membre du groupe LN générique	C'est un nœud générique pour toutes les fonctions d'automatisation ou de commande non définies au même niveau de commande que les LN du groupe P ou C. Ces fonctions peuvent être mises en œuvre au moyen de langages normalisés d'automates programmables (PLC). Les accès aux données et les échanges sont strictement identiques à ceux des autres LN. Par exemple: 1) Délestage le délestage est un moyen très sélectif en cas de situations de surcharge d'une partie des consommateurs pour éviter un effondrement du réseau. Cette fonction de délestage peut ne pas être limitée à des critères de fréquence tel que PFRQ mais prendre en compte l'équilibre de puissance, etc. 2) Commutation de transfert d'alimentation détection d'une faiblesse d'alimentation, par exemple vers un site industriel et commutation vers une autre ligne d'alimentation. Les conditions aux limites comme la synchronisation des moteurs doivent être prises en compte lorsqu'elles s'appliquent. 3) Changement de transformateur commutation en cas de surcharge vers un autre transformateur ou répartition plus équitable de la charge entre tous les transformateurs reliés au jeu de barres. 4) Changement de jeu de barres Démarrage sur une commande unique de l'opérateur d'une séquence de manœuvres de commutation entraînant un changement de jeu de barres pour une ligne donnée ou un transformateur donné si nécessaire. 5) Effacement automatique et rétablissement de la tension Ouverture de tous les circuits connectés à un jeu de barres après détection des conditions de tension zéro (black-out) et fermeture des mêmes disjoncteurs suivant des règles préétablies.	GAPC	GAPC	Commande automatique générique de processus

8.5.8 Blocs fonctionnels

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Compteur	Le nœud logique FCNT doit être utilisé pour compter les impulsions en entrée n'ayant pas de relation avec le réseau électrique, c'est-à-dire pas pour le comptage d'énergie.	FCNT	FCNT	Compteur
Description de la forme de courbe	Le nœud logique FCSD doit comprendre les classes d'objet de données qui représentent les valeurs de sortie en forme de courbe. Les valeurs peuvent être modifiées dynamiquement en ligne. Les courbes saisies dans le tableau peuvent être basées sur des données statistiques obtenues suite à une série d'essais par index. La fonction attribuée est utilisée pour adapter une valeur en entrée à une fonction de courbe spécifiée. Par exemple, elle peut ajuster des émetteurs non linéaires bidimensionnels aux valeurs physiques correctes, ou, par instanciation, pour mise en correspondance de surface tridimensionnel.	FCSD	FCSD	Description de la forme de courbe
Filtre générique	Le nœud logique FFIL doit être utilisé pour filtrer une valeur en entrée avec la fonction de transfert suivante. $G(s) = K \frac{1 + sT_1}{1 + sT_3 + sT_2^2}$	FFIL	FFIL	Filtre générique
Fonction de contrôle de limitation de sortie	Ce nœud logique est utilisé pour définir de manière temporaire ou permanente des limites opérationnelles à un signal de sortie (MV) d'une fonction de contrôle. Il convient de ne pas utiliser le nœud logique FLIM pour remplacer FXOT ou FXUT.	FLIM	FLIM	Fonction de contrôle de limitation de sortie
Régulateur PID	Le Nœud logique FPID doit comprendre les données qui représentent des informations proportionnelles, intégrées et dérivées d'un régulateur PID.	FPID	FPID	Régulateur PID
Fonction de rampe	La fonction de rampe avec des données du nœud logique FRMP est utilisée comme une rampe générique si pour un point de consigne analogique, une modification continue est nécessaire.	FRMP	FRMP	Fonction de rampe
Fonction de commande de point de consigne	Le nœud logique FSPT doit être utilisé pour fournir les caractéristiques communes de contrôle de point de consigne observées dans tous les nœuds logiques de type contrôleur ou régulateur.	FSPT	FSPT	Fonction de commande de point de consigne
Action au-dessus du seuil	Le nœud logique FXOT est utilisé pour définir une valeur de seuil de niveau élevé si nécessaire pour les séquences de commande. Si un second niveau est nécessaire, une seconde instance peut être modélisée. FXOT peut généralement être utilisé lorsqu'une fonction de protection, de commande ou d'alarme est basée sur des mesures physiques autres que les données électriques primaires.	FXOT	FXOT	Action au-dessus du seuil
Action au-dessous du seuil	Le nœud logique FXUT est utilisé pour définir une valeur de seuil de niveau bas si nécessaire pour les séquences de commande. Si un second niveau est nécessaire, une seconde instance peut être modélisée. FXUT peut généralement être utilisé lorsqu'une fonction de protection, de commande ou d'alarme est basée sur des mesures physiques autres que les données électriques primaires.	FXUT	FXUT	Action au-dessous du seuil

8.5.9 Comptage et mesure

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Mesure – pour assurer le fonctionnement	Acquérir les valeurs des TC et des TT et calculer les grandeurs mesurées tels que les valeurs efficaces de courant et de tension ou de flux de puissance à partir des échantillons de tension et de courant recueillis. Ces valeurs sont normalement utilisées pour un objectif opérationnel comme la surveillance du flux de puissance et la gestion, les affichages d'écran, les estimations d'état, etc. La précision requise pour ces fonctions doit être donnée. Les procédures de mesure dans les appareils de protection font partie des algorithmes de protection dédiés représentés par les nœuds logiques Pxyz. Les algorithmes de protection, comme les fonctions, sont hors du domaine d'application des normes de communication. De ce fait, les LN Mxyz ne doivent pas être utilisés comme entrées pour Pxyz. Les données relatives aux défauts telles que valeurs crête d'une défaillance, etc. sont toujours fournies par des LN de type Pxyz et non par des LN de type Mxyz.	MMXU	MMXU	Mesure (triphasé)
			MMXN	Mesure non phasé
			MMDC	Mesure en courant continu
Comptage – à des fins commerciales	Acquérir les valeurs des TC et TT et calculer l'énergie (valeurs intégrées) à partir des échantillons recueillis de tension et de courant. Le comptage est normalement utilisé pour la facturation et il doit donner la précision requise. Une instance dédiée de ce LN peut prendre les valeurs de l'énergie dans des compteurs externes, par exemple impulsions, au lieu de TC et TT directement.	MMTR	MMTR	Comptage triphasé
			MMTN	Comptage monophasé
			MSTA	Statistiques de comptage
Séquences et déséquilibres – par exemple, pour assurer la stabilité	Acquérir les valeurs des TC et TT et calculer les séquences et les déséquilibres dans un système électrique tri/multiphasé.	MSQI	MSQI	Séquences et déséquilibre
Harmoniques et interharmoniques – par exemple pour assurer la qualité de l'énergie	Acquérir les valeurs des TC et TT et calculer les harmoniques interharmoniques et les valeurs associées dans le système électrique, principalement pour déterminer la qualité de l'énergie.	MHAI	MHAI	Harmoniques ou interharmoniques
			MHAN	Harmoniques ou interharmoniques non reliées à la phase
Mesures environnementales	Le nœud logique MENV doit être utilisé pour modéliser les caractéristiques des conditions environnementales telles qu'émissions, températures, niveaux des lacs et autres objets de données environnementales. De plus, de nombreux capteurs environnementaux peuvent être placés à distance du nœud logique instancié. Ce nœud logique peut par conséquent représenter un ensemble d'informations environnementales provenant de nombreuses sources.	MENV	MENV	Informations environnementales
			MMET	Informations météorologiques
			MHYD	Informations hydrologiques
Mesures de papillotement	Ce LN doit être utilisé pour calculer les fluctuations de tension induites par le papillotement conformément à la CEI 61000-4-15. Utilisé principalement pour des applications de fonctionnement.	MFLK	MFLK	Mesure de papillotement

8.5.10 Qualité de l'alimentation

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Surveillance de la fréquence	L'événement de variation de fréquence est lancé si la fréquence dépasse la limite réglable de la fréquence et se termine si la fréquence revient dans une plage normale définie par la limite. L'écart maximal de fréquence et la durée de cet événement sont enregistrés. Les occurrences de ces événements sont enregistrées dans un histogramme (étendue en termes d'écart et de durée de l'événement). Des événements à maximum et minimum de fréquence peuvent être détectés et enregistrés séparément. Définition basée sur la CEI 61000-4-30	QFVR	QFVR	Variation de fréquence
Surveillance de courant	L'événement de courant transitoire est lancé si le courant efficace dépasse la limite réglable de courant et se termine si le courant revient dans une plage normale définie par la limite. L'excédent de courant transitoire maximal et la durée de cet événement sont enregistrés. Les occurrences de ces événements sont enregistrées dans un histogramme (étendue en termes d'excédent et de durée de l'événement). Définition basée sur la CEI 61000-4-30	QITR	QITR	Transitoire de courant
Surveillance de déséquilibre du courant	L'événement de variation de déséquilibre de courant est lancé si, dans un circuit polyphasé, les courants de phase efficaces sont déséquilibrés (le courant de séquence négative dépasse une limite réglable) et se termine si le courant de séquence négative revient dans la plage normale définie par la limite. Le déséquilibre de courant maximal et la durée de cet événement sont enregistrés. Les occurrences de ces événements sont enregistrées dans un histogramme (étendue en termes de déséquilibre et de durée de l'événement). Définition basée sur la CEI 61000-4-30	QIUB	QIUB	Variation de déséquilibre de courant
Surveillance de tension	L'événement de tension est lancé si la tension efficace dépasse une limite réglable de tension et se termine si la tension revient dans la plage normale définie par la limite. L'excédent de tension transitoire maximale et la durée de cet événement sont enregistrés. Les occurrences de ces événements sont enregistrées dans un histogramme (étendue en termes d'excédent et de durée de l'événement). Définition basée sur la CEI 61000-4-30	QVTR	QVTR	Transitoire de tension
Surveillance de déséquilibre de tension	L'événement de variation de déséquilibre de tension est lancé si, dans un circuit polyphasé, les tensions de phase efficaces sont déséquilibrées (la tension de séquence négative dépasse une limite réglable) et se termine si la tension de séquence négative revient dans la plage normale définie par la limite. Le déséquilibre de tension maximal et la durée de cet événement sont enregistrés. Les occurrences de ces événements sont enregistrées dans un histogramme (étendue en termes de déséquilibre et de durée de l'événement). Définition basée sur la CEI 61000-4-30	QVUB	QVUB	Variation de déséquilibre de tension
Variation de tension	L'événement de variation de tension est lancé si la tension efficace dépasse la limite réglable de tension et se termine si la tension revient dans la plage normale définie par la limite. L'écart de tension maximal et la durée de cet événement sont enregistrés. Les occurrences de ces événements sont enregistrées dans un histogramme (étendue en termes d'écart et de durée de l'événement). Définition basée sur la CEI 61000-4-30	QVVR	QVVR	Variation de tension

8.5.11 Appareils physiques et données communes

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Appareil physique	Ce LN est introduit dans la présente partie pour modéliser les caractéristiques communes de l'appareil physique (IED)	LPHD	LPHD	Informations relatives à l'appareil physique
			LTIM	Gestion du temps
Données d'appareil logique	Ce LN contient les données relatives à l'appareil logique indépendamment de tous les nœuds logiques liés aux fonctions d'application (identification d'appareil/plaque signalétique, messages émis par l'autosurveillance de l'appareil, etc.) Ce LN peut être utilisé aussi pour les actions communes vis-à-vis de tous les nœuds logiques inclus (paramétrage de mode, paramétrage, etc.) le cas échéant. Ce LN n'oppose aucune restriction d'accès à un quelconque LN, par définition. De possibles restrictions sont apportées en fonction de la mise en œuvre et de l'ingénierie.	LLN0	LLN0	Nœud logique zéro
Il peut être possible, sans que ce soit une exigence, d'ajouter pour les besoins de la modélisation décrite dans la CEI 61850-7-4 d'autres nœuds de ce type, par exemple pour des structures d'appareils.				

8.6 LN associés aux services système

8.6.1 Sécurité du système et des appareils

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Base de référence de temps	Ce LN doit être utilisé pour fournir le temps au système (configuration, paramétrage et synchronisation)	STIM	n.a.	
Surveillance de canal physique	Ce LN doit être utilisé pour modéliser des points communs de canaux de communication physiques. Il est instancié pour chaque canal physique ou chaque paire de canaux physiques redondants de niveau liaison.	LCCH	LCCH	Surveillance de voie de communication physique
Surveillance du système	Le LN doit être utilisé pour démarrer, collecter et traiter toutes les données de surveillance du système.	SSYS	n.a.	
Générateur d'essai	Le LN doit être utilisé pour démarrer les essais à l'aide des signaux de processus mais en évitant tout impact sur le processus (blocage des sorties vers le processus)	GTES	n.a.	

Les fonctions système telles que synchronisation du temps et surveillance du système sont des exigences du système d'automatisation de poste et elles doivent être prises en charge par la norme. En fonction de la pile sélectionnée, ces fonctions de support peuvent être fournies à partir d'un niveau inférieur à celui de l'application. Le générateur d'essai (GTES) dépend de la fonction à soumettre à essai et, par conséquent, il est déclaré comme un nœud logique générique.

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Application de sécurité générale	Contient des journaux relatifs à la violation des règles de sécurité	GSAL	GSAL	Application de sécurité générique

8.6.2 Appareils de commutation

Les nœuds logiques relatifs à l'équipement de commutation représentent le système électrique, c'est-à-dire le monde vu du système d'automatisation de poste au travers de ses E/S. L'utilisation des LN relatifs à l'équipement de commutation se traduit par un groupe dédié d'E/S prédéfinies pour un appareil physique comme par exemple un disjoncteur (voir Disjoncteur ci-dessous).

Nœud logique	IEEE	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Le LN "disjoncteur" couvre tous les types de disjoncteurs, c'est-à-dire tous les organes de coupure pouvant interrompre les courts-circuits. – sans la capacité de coupure en un point de l'onde – avec la capacité de coupure en un point de l'onde	52	Un disjoncteur c.a. est un appareil utilisé pour fermer et ouvrir un circuit de puissance en courant alternatif dans les conditions normales ou ouvrir ce circuit en cas de défaut ou en cas d'urgence. Il existe une instance XCBR par phase. Ces trois instances peuvent être attribuées aux trois appareils physiques montés dans l'appareillage de commutation.	XCBR	XCBR	Disjoncteur
Le LN "commutateur" couvre tous les types d'appareils de commutation non dotés du pouvoir de coupure des courts-circuits. – Sectionneurs en charge – Sectionneurs – Sectionneurs de terre – Sectionneurs de terre rapides	29	Un commutateur de ligne est utilisé comme un sectionneur, un interrupteur en charge ou un sectionneur d'isolement dans un circuit de puissance à courant alternatif ou continu. Il existe une instance XSWI par phase. Ces trois instances peuvent être attribuées aux trois appareils physiques montés dans l'appareillage de commutation.	XSWI	XSWI	Commutateur de circuit
Ces nœuds logiques représentent les appareils de commutation mentionnés et leurs équipements associés avec la totalité de leurs entrées, sorties et comportement au titre de la communication dans le système d'automatisation de poste.					

8.6.3 LN pour le contrôle et la surveillance

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Contrôle du milieu isolant	LN pour contrôler le milieu d'isolement, par exemple les volumes de gaz des GIS (interrupteur à isolement gazeux) concernant la densité, la pression, la température, etc.	SIMS	SIMG	Contrôle du milieu isolant (gaz)
			SIML	Contrôle du milieu isolant (liquide)
Contrôle, surveillance et diagnostic pour arcs	LN pour contrôler les volumes de gaz des GIS (interrupteur à isolement gazeux), pour les arcs de commutation et les arcs résultant de fautes	SARC	SARC	Surveillance et diagnostics pour arcs
Contrôle, surveillance et diagnostic pour décharges partielles	LN pour contrôler les volumes de gaz des GIS (interrupteur à isolement gazeux), pour les signatures des décharges partielles	SPDC	SPDC	Surveillance et diagnostics pour décharges partielles
Surveillance de la température	Le nœud logique STMP doit être utilisé pour représenter différents appareils qui supervisent les températures des principaux objets d'installation. Il fournit les fonctions d'alarme et de déclenchement / arrêt. Si plusieurs capteurs (LN TTMP) sont connectés, le LN STMP doit être instancié pour chaque capteur.	STMP	STMP	Surveillance de la température
Contrôle, surveillance et diagnostics des vibrations	Le nœud logique SVBR doit être utilisé pour représenter différents appareils qui contrôlent les vibrations dans les objets d'installations tournantes telles qu'axes, turbines, générateurs, etc. Il fournit les fonctions d'alarme et de déclenchement / arrêt. Si plusieurs capteurs (LN TVBR) sont connectés, le LN SVBR doit être instancié pour chaque capteur.	SVBR	SVBR	Surveillance des vibrations
Contrôle de disjoncteur	Cette fonction contrôle le fonctionnement du disjoncteur et fournit des données sur l'état du disjoncteur et la maintenance, telles que la charge de courant de commutation, l'abrasion de contact et l'augmentation des délais spécifiant le vieillissement.	SCBR	SCBR	Contrôle de disjoncteur
Contrôle de commutateur	Cette fonction contrôle le fonctionnement d'un organe de coupure (sectionneur ou commutateur de mise à la terre) et fournit des données sur l'état du commutateur et la maintenance, telles que l'abrasion de contact et l'augmentation des délais spécifiant le vieillissement.	SSWI	SSWI	Contrôle de commutateur de circuit
Surveillance de fonctionnement de commutateur	Cette fonction surveille le mécanisme de fonctionnement des commutateurs et fournit des données sur l'état du mécanisme de fonctionnement, le vieillissement et la demande de maintenance. Actuellement, différentes technologies applicables aux mécanismes de fonctionnement sont disponibles. En général, les mécanismes de fonctionnement des disjoncteurs comportent un stockage d'énergie permettant de fournir l'énergie de commutation requise dans un délai court. Des exemples de supports de stockage actuels sont représentés par les ressorts ou le gaz comprimé. Pour actionner le commutateur, l'énergie est transférée au moyen d'une tringlerie mécanique ou de moyens hydrauliques. Un moteur de charge est utilisé pour compenser les pertes d'énergie dues aux fuites ou pour recharger le stockage (hydraulique, ressort) après une manœuvre de commutation. Les données fournies couvrent l'état des composants correspondants du système hydraulique et du système à ressort. Les données disponibles diffèrent légèrement selon la technologie utilisée. Ce LN peut également être utilisé pour la fonction de supervision d'un mécanisme de fonctionnement simple, directement entraîné par un moteur.	SOPM	SOPM	Surveillance de mécanisme de fonctionnement

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Surveillance de changeur de prise	Cette fonction est utilisée pour la surveillance du changeur de prise. Elle fournit des données sur l'état du mécanisme de fonctionnement, le vieillissement et la demande de maintenance. En fonction de la technologie utilisée, les données concernent la charge d'entraînement du moteur, l'abrasion de contact, le débit d'huile, l'état de vide, etc.	SLTC	SLTC	Surveillance de mécanisme de fonctionnement
Surveillance de transformateur de puissance	Ce LN est utilisé pour la surveillance de transformateur de puissance. Il fournit des données sur l'état du transformateur, le vieillissement (durée de vie restante) et la demande de maintenance. Ce LN fournit principalement des données sur les températures, d'autres données pertinentes pour le transformateur sont données, par exemple dans le LN SIML (huile liquide) et SPTR (changeur de prise attribué).	SPTR	SPTR	Surveillance de transformateur de puissance
Ces nœuds logiques représentent la supervision mentionnée avec la totalité de leurs entrées et comportement au titre de la communication dans le système d'automatisation de poste.				

8.6.4 Transformateurs de mesure

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Transformateur de courant	Il y a une instance par phase. Ces trois/quatre instances peuvent être affectées à des appareils physiques différents montés dans chaque transformateur de mesure de chaque phase.	TCTR	TCTR	Transformateur de courant
Transformateur de tension	Il y a une instance par phase. Ces trois/quatre instances peuvent être affectées à des appareils physiques différents montés dans chaque transformateur de mesure de chaque phase.	TVTR	TVTR	Transformateur de tension
Ces nœuds logiques représentent les transformateurs de mesure mentionnés avec toutes leurs données et les paramètres associés (s'il y a lieu) ainsi que leur comportement au titre de la communication dans le système d'automatisation de poste.				

8.6.5 Capteurs de position

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Angle	Le Nœud logique TANG doit être utilisé pour représenter la mesure d'un angle entre deux objets (dont un susceptible d'être une ligne théorique verticale ou horizontale). La mesure peut en option être exprimée en degrés ou en radians (° ou rad)	TANG	TANG	Angle
Déplacement axial	Ce LN doit être utilisé pour représenter une valeur de déplacement axial. Le déplacement axial peut, en fonction de l'application, être longitudinal ou transversal à l'axe. Ce capteur est souvent utilisé avec les capteurs de vibration comme entrée au système de surveillance des vibrations.	TAXD	TAXD	Déplacement axial
Distance	Ce LN doit être utilisé pour représenter une mesure de la distance à un objet qui peut bouger. Il fournit une mesure entre un emplacement fixe et un objet mobile.	TDST	TDST	Distance
Mouvement	Ce LN doit être utilisé pour représenter une mesure du mouvement ou de la vitesse. Il fournit des mesures de la vitesse en m/s à laquelle deux objets (dont un peut être fixe) se déplacent l'un par rapport à l'autre.	TMVM	TMVM	Capteur de mouvement

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Indication de position	Ce LN doit être utilisé pour représenter la position d'un appareil mobile, d'un actionneur ou d'un appareil analogue. La position est exprimée en pourcentage du mouvement complet de l'appareil surveillé. Comparer avec TDST qui renvoie la distance en m.	TPOS	TPOS	Indicateur de position
Transmetteur de rotation	Ce LN doit être utilisé pour représenter la vitesse de rotation d'un appareil tournant. Différents principes de mesure peuvent être utilisés, le résultat présenté est cependant le même.	TRTN	TRTN	Transmetteur de rotation

8.6.6 Capteurs d'état du matériel

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Fréquence	Ce LN doit être utilisé pour représenter une mesure de fréquence. Il s'applique à toute fréquence qui n'est pas liée aux mesures électriques en courant alternatif. Il peut être utilisé par exemple pour des mesures acoustiques, de vibrations et de temporisation d'occurrences répétées. Si une vibration pure doit être mesurée, en s'intéressant au mouvement plutôt qu'à la fréquence, le nœud logique TVBR est recommandé.	TFRQ	TFRQ	Fréquence
Humidité	Ce LN doit être utilisé pour représenter une mesure de l'humidité dans le(s) support(s) surveillé(s). Le résultat est exprimé en pourcentage d'humidité maximale possible.	THUM	THUM	Humidité
Champ magnétique	Ce LN doit être utilisé pour représenter une mesure de l'intensité de champ magnétique à l'endroit où il est placé.	TMGF	TMGF	Champ magnétique
Température	Ce LN doit être utilisé pour représenter une mesure unique de température.	TTMP	TTMP	Capteur de température
Tension mécanique Contrainte mécanique	Ce LN doit être utilisé pour représenter une mesure de la tension mécanique exercée dans un objet.	TTNS	TTNS	Tension / contrainte mécanique
Pression	Ce LN doit être utilisé pour représenter la pression dans un gaz. Différents principes de mesure peuvent être utilisés, le résultat présenté est cependant le même.	TPRS	TPRS	Capteur de pression
Vibration	Ce LN doit être utilisé pour représenter une valeur de niveau de vibration. Lorsque la vibration peut être définie comme une fréquence, il est possible d'utiliser le nœud logique TFRQ à la place.	TVBR	TVBR	Capteur de vibration

8.6.7 Capteurs d'état de débit

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Débit de liquide	Le Nœud logique TFLW doit être utilisé pour représenter une mesure de débit des supports passant dans l'appareil où il est placé.	TFLW	TFLW	Débit de liquide
Niveau de milieu	Ce LN doit être utilisé pour représenter une mesure du niveau de milieu dans le conteneur où il est placé. Le niveau est exprimé en pourcentage du conteneur plein.	TLVL	TLVL	Niveau de milieu
Pression acoustique	Ce LN doit être utilisé pour représenter le niveau de pression acoustique à l'emplacement où est placé le capteur.	TSND	TSND	Capteur de pression acoustique
Acidité de l'eau	Ce LN doit être utilisé pour représenter la valeur du niveau de pH de l'eau.	TWPH	TWPH	Acidité de l'eau

8.6.8 Capteurs génériques

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Capteur générique	Le Nœud logique TGSN doit être utilisé pour représenter un capteur générique en l'absence de capteur particulier. Il peut également être utilisé pour modéliser l'état de santé et le nom d'un équipement externe (capteur).	TGSN	TGSN	Capteur générique

8.6.9 Transformateurs de puissance

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Transformateur de puissance	Connecte suivant diverses configurations (Δ , Y, deux/trois enroulements) les niveaux de tension du système électrique.	YPTR	YPTR	Transformateur de puissance
Changeur de prise	Appareil affecté à YPRT et permettant le changement de prises des enroulements pour le réglage de la tension.	YLTC	YLTC	Changeur de prise
Neutraliseur de défaut à la terre (Bobine de Peterson)	Inductance variable (bobine d'immersion) permettant la mise à la terre adaptative du point de l'étoile du transformateur pour minimiser le courant de défaut à la terre.	YEFN	YEFN	Neutraliseur de défaut à la terre (Bobine de Peterson)
Shunt de puissance	Court-circuite la résistance de la liaison de terre du point central de l'étoile transformateur pour le traitement des défauts.	YPSH	YPSH	Shunt de puissance
Ces nœuds logiques représentent les transformateurs de puissance mentionnés et leurs équipements associés avec toutes leurs données et les paramètres associés (s'il y a lieu) ainsi que leur comportement au titre de la communication dans le système d'automatisation de poste.				

8.6.10 Autres équipements du système électrique

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Réseau auxiliaire	Nœud générique pour les échanges de données avec les réseaux auxiliaires (alimentations de puissance)	ZAXN	ZAXN	Réseau auxiliaire
Batterie	Fournit les données relatives à l'état des batteries et assure le contrôle des cycles de charge/décharge.	ZBAT	ZBAT	Batterie
Traversée	Fournit les propriétés et la supervision des traversées utilisées comme transformateurs ou connexions de Ligne GIS.	ZBSH	ZBSH	Traversée
Câble de puissance	Élément surveillé du système électrique	ZCAB	ZCAB	Câble de puissance
Banc de condensateurs	Commande du flux de puissance réactive	ZCAP	ZCAP	Banc de condensateurs
Convertisseur	Conversion de fréquence y compris conversion CA/CC	ZCON	ZCON	Convertisseur
Générateur	Nœud générique pour les échanges d'information avec les générateurs	ZGEN	ZGEN	Générateur
Ligne à isolation gazeuse (GIL)	Combinaison de données de SIMS, SARC et SPDC	ZGIL	ZGIL	Ligne isolée au gaz
Ligne aérienne de puissance	Ligne aérienne supervisée	ZLIN	ZLIN	Ligne aérienne de puissance
Moteur	Nœud générique pour les échanges d'information avec les moteurs	ZMOT	ZMOT	Moteur
Bobine d'inductance	Commande du flux de puissance réactive	ZREA	ZREA	Bobine d'inductance
Résistance	Le nœud logique ZRES doit être utilisé pour représenter une résistance ohmique. Une application type est la résistance du point étoile (une résistance neutre). Cette résistance n'est généralement pas contrôlée.	ZRES	ZRES	Résistance
Composante réactive tournante	Commande du flux de puissance réactive	ZRRC	ZRRC	Composante réactive tournante
Parafoudre	Nœud générique pour les échanges d'information avec les parafoudres	ZSAR	ZSAR	Parafoudre
Redresseur commandé par semi-conducteur	Le nœud logique ZSCR doit être utilisé pour représenter un redresseur contrôlable. Une utilisation type consiste à fournir le courant c.c. contrôlable dans un système d'excitation.	ZSCR	ZSCR	Redresseur commandé par semi-conducteur
Machine synchrone	Le nœud logique ZSMC doit être utilisé pour représenter tout type de machine synchrone. Le nœud logique ne contient que des données de caractéristiques assignées.	ZSMC	ZSMC	Machine synchrone
Convertisseur de fréquence contrôlé par thyristor	Conversion de fréquence y compris conversion CA/CC	ZTCF	ZTCF	Convertisseur de fréquence contrôlé par thyristor
Composante réactive commandée par thyristor	Contrôle du flux de puissance réactive	ZTCR	ZTCR	Composante réactive commandée par thyristor
Ces nœuds logiques représentent les équipements du système électrique mentionnés avec toutes leurs données et les paramètres associés (s'il y a lieu) ainsi que leur comportement au titre de la communication dans le système d'automatisation de poste. Les entités telles que les générateurs, hors du domaine d'application de la présente norme relative aux postes, sont décrites uniquement par un LN simple. Si les échanges de données requièrent plus de détails, ceux-ci doivent être couverts par les PICOM appropriés ou l'utilisation complémentaire de LN génériques tels que GGIO.				

8.6.11 E/S de processus génériques

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
E/S générique	Les sorties de type analogique, relais auxiliaires, etc., qui ne sont pas couverts par les LN relatifs aux équipements de commutation mentionnés ci-dessus sont parfois nécessaires. Par ailleurs, d'autres E/S additionnelles existent et représentent des appareils non prédéfinis tels que klaxons, cloche, valeur de consigne, etc. Des entrées et des sorties liées à d'autres appareils auxiliaires non définis existent également. Pour toutes ces E/S, on utilise le nœud logique générique GIO pour représenter un appareil générique primaire ou auxiliaire (type X..., Y..., Z...).	GGIO		

8.7 Equipement primaire mécanique non électrique

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Ventilateur	Le Nœud logique KFAN doit être utilisé pour représenter un ventilateur. Il peut être considéré comme une plaque signalétique étendue qui permet le paramétrage temporaire de l'objet de données.	KFAN		Ventilateur
Filtre	Le Nœud logique KFIL doit être utilisé pour représenter un filtre (mécanique). Il peut être considéré comme une plaque signalétique étendue qui permet le paramétrage temporaire de l'objet de données.	KFIL		Filtre
Pompe	Le Nœud logique KPMP doit être utilisé pour représenter une pompe. Il peut être considéré comme une plaque signalétique étendue qui permet le paramétrage temporaire des objets de données.	KPMP		Pompe
Réservoir	Le Nœud logique KTNK doit être utilisé pour représenter l'appareil physique d'un réservoir, tel qu'un réservoir d'huile hydraulique. Le réservoir peut être mis sous pression ou non. S'il est utilisé pour représenter un réservoir de gaz comprimé, seule la pression MT est utilisée. S'il est utilisé pour un carter d'huile, seul le niveau MT est utilisé. Pour un capteur de niveau simple, le nœud logique SLVL peut être utilisé à la place.	KTNK		Réservoir
Vanne	Le Nœud logique KVLV doit être utilisé pour représenter une vanne ou un robinet dont la position peut être exprimée en pourcentage de la position de pleine ouverture (en option, l'angle 0°-90° peut être utilisé).	KVLV		Commande de vanne

9 Concept d'application des nœuds logiques

9.1 Exemples hors du domaine d'automatisation de poste

Le concept d'application des nœuds logiques est démontré dans le domaine d'automatisation de poste. Toutes les caractéristiques de modélisation sont données dans les parties CEI 61850-7-1 à CEI 61850-7-4. Des exemples plus dédiés d'application pour le domaine d'automatisation de poste et d'autres domaines d'automatisation de systèmes électriques sont donnés dans les parties programmées CEI 61850-7-5xx.

9.2 Attribution et utilisation typiques des nœuds logiques

9.2.1 Attribution libre des LN

La libre répartition (arbitraire) des fonctions ou des LN respectivement, n'est pas restreinte à la structure de niveau commune. Les niveaux ci-dessous sont mentionnés pour des raisons pratiques. Toutes les figures avec ces niveaux sont des exemples destinés uniquement à démontrer la flexibilité demandée et l'interaction.

9.2.2 Niveau poste

Ces nœuds logiques représentent le niveau poste, c'est-à-dire pas seulement l'IHMI du niveau poste mais toutes les autres fonctions comme le verrouillage général (CILO), le traitement des alarmes et des événements (CALH), le contrôle de tension global (ATCC), etc. Le préfixe le plus commun est I mais d'autres comme A et C peuvent apparaître aussi.

9.2.3 Niveau cellule

Ces nœuds logiques représentent la commande au niveau cellule et les fonctions automatiques (par exemple, CILO, ATCC, MMXU, CSWI) du système de la même façon que la plupart des LN de protection (par exemple, PDIS, PZSU, PDOC). De ce fait, pour les appareils combinant commande et protection, le LN protection et le LN de commande apparaissent ici ensemble. En l'absence de bus de processus, ce qui est courant aujourd'hui, les LN de niveau cellule et processus apparaissent ensemble dans un seul appareil physique. Le XCBR représente alors les fonctions des cartes d'E/S et le CSWI les fonctions de processeur de commande. Les préfixes les plus communs sont P, C et A mais d'autres comme X peuvent apparaître également.

9.2.4 Niveau processus/Équipement de commutation

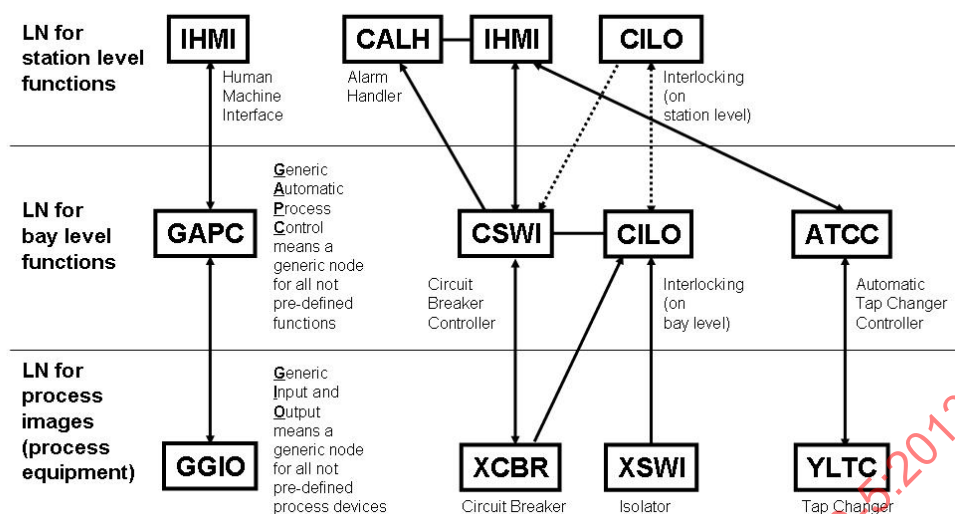
Ces nœuds logiques représentent le système électrique (primaire), c'est-à-dire le monde vu du système secondaire au travers des E/S. Ils peuvent couvrir quelques fonctions simples telles que la supervision des appareils et le blocage également. Dans le cas des E/S intelligentes, les nœuds logiques du niveau cellule peuvent aussi glisser au niveau processus. Les préfixes les plus communs sont X, Y, et Z.

9.2.5 Utilisation de nœuds logiques génériques

Les nœuds logiques génériques sont censés fournir des données pour les fonctions qui ne sont pas normalisées par les nœuds logiques avec signification sémantique. Les nœuds logiques génériques ne doivent pas être utilisés à la place des nœuds logiques avec signification sémantique car cette approche compliquerait bien davantage l'interopérabilité. Cette forte restriction vaut pour les créateurs d'IED comme pour les utilisateurs qui rédigent les spécifications.

9.3 Exemples de base

Dans les figures qui suivent (Figure 7, Figure 8) sont représentés quelques exemples basiques de modélisation de système avec nœuds logiques.

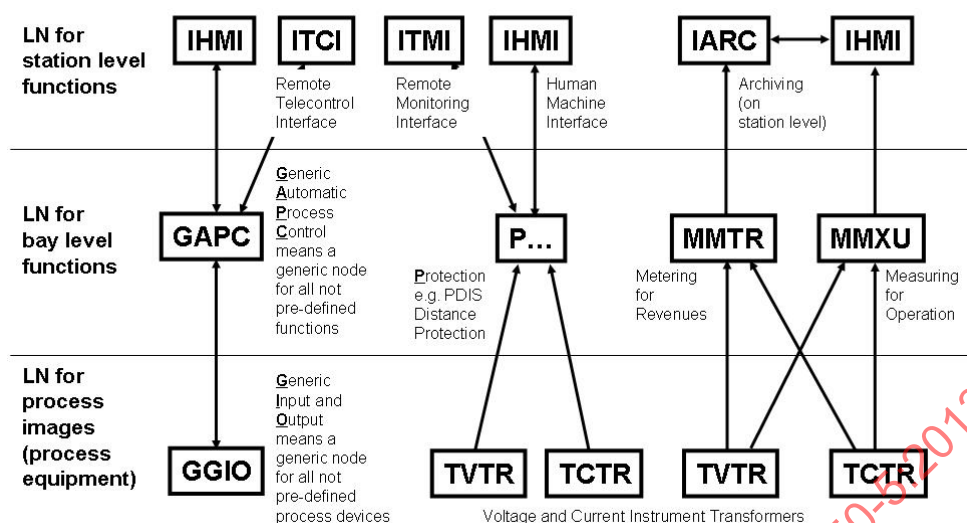


IEC 2385/12

Légende

Anglais	Français
LN for station level functions	LN pour les fonctions de niveau poste
LN for bay level functions	LN pour les fonctions de niveau cellule
LN for process images (process equipment)	LN pour les images du procédé (équipement de procédé)
Human machine interface	Interface homme-machine
Alarm handler	Gestionnaire d'alarmes
Interlocking (on station level)	Verrouillage (au niveau poste)
Generic automatic process control means a generic node for all not pre-defined functions	Commande automatique générique de processus, indique un nœud générique pour toutes les fonctions non prédéfinies
Generic input and output means a generic node for all not pre-defined process devices	Entrée et sortie générique, indique un nœud générique pour tous les appareils de procédé non prédéfinis
Circuit breaker controller	Contrôleur de disjoncteur
Interlocking (on bay level)	Verrouillage (au niveau cellule)
Automatic tap changer controller	Contrôleur automatique de changeur de prise
Circuit breaker	Disjoncteur
Isolator	Sectionneur
Tap changer	Changeur de prise

Figure 7 – Décomposition des fonctions en LN interactifs aux différents niveaux: exemples de fonction générique automatique, de fonction de commande de disjoncteur et de fonction de contrôle de tension



Légende

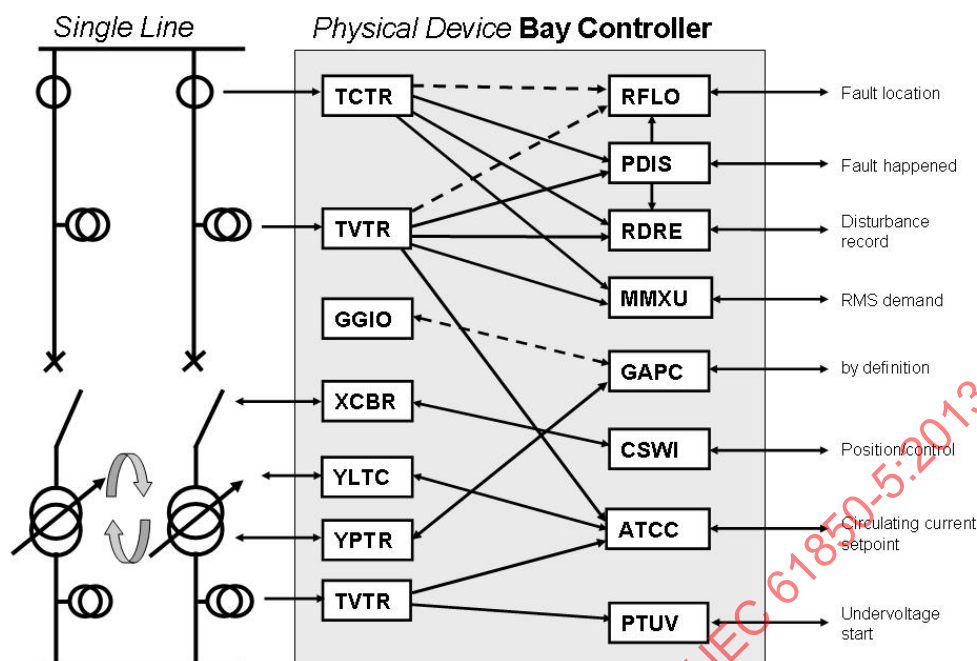
IEC 2386/12

Anglais	Français
LN for station level functions	LN pour les fonctions de niveau poste
LN for bay level functions	LN pour les fonctions de niveau cellule
LN for process images (process equipment)	LN pour les images du procédé (équipement de procédé)
Remote telecontrol interface	Interface de télécommande
Remote monitoring interface	Interface de télésurveillance
Human machine interface	Interface homme-machine
Archiving (on station level)	Archivage (au niveau poste)
Generic automatic process control means a generic node for all not pre-defined functions	Commande automatique générique de processus, indique un nœud générique pour toutes les fonctions non prédéfinies
Generic input and output means a generic node for all not pre-defined process devices	Entrée et sortie générique, indique un nœud générique pour tous les appareils de procédé non prédéfinis
Protection e.g. PDIS Distance protection	Protection ex. PDIS protection de distance
Metering for revenues	Comptage pour recettes
Measuring for operation	Mesure pour fonctionnement
Voltage and current instrument transformers	Transformateurs de mesure tension et courant

Figure 8 – Décomposition des fonctions en LN interactifs aux différents niveaux: exemples pour les fonctions génériques avec l'interface de télécommande, la fonction de protection et la fonction de mesure/comptage

9.4 Exemples complémentaires

Dans les figures qui suivent (Figure 9, Figure 10, Figure 11 et Figure 12) sont représentés quelques exemples de modélisation de systèmes et de fonctions plus complexes avec nœuds logiques.

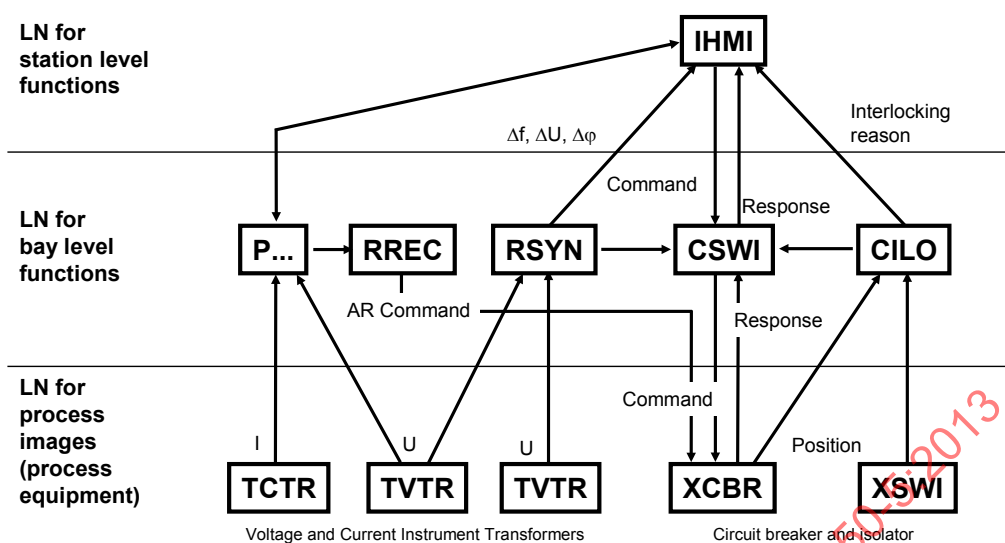


IEC 2387/12

Légende

Anglais	Français
Single line	Ligne simple
Physical device bay controller	Appareil physique de commande de cellule
Fault location	Localisation de défaut
Fault happened	Occurrence de défaut
Disturbance record	Enregistrement de perturbation
RMS demand	Demande efficace
By definition	Par définition
Position/control	Position/commande
Circulating current setpoint	Point de consigne de courant de circulation
Undervoltage start	Démarrage de sous-tension

Figure 9 – Exemple de LN de commande et de protection d'une cellule de transformateur combinés dans un même appareil physique (type de répartition maximale)

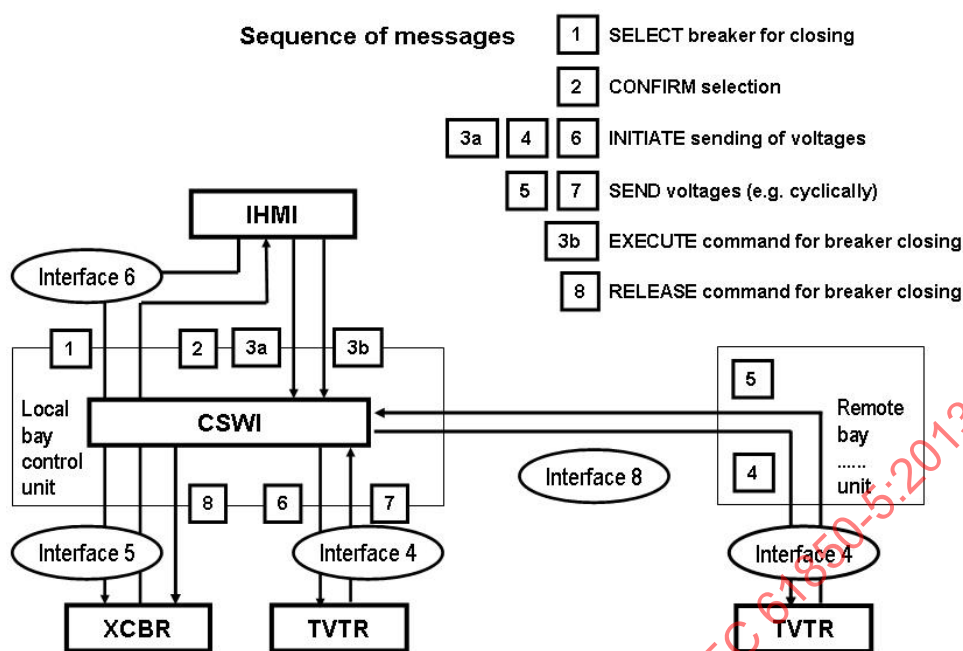


IEC 2388/12

Légende

Anglais	Français
LN for station level functions	LN pour les fonctions de niveau poste
LN for bay level functions	LN pour les fonctions de niveau cellule
LN for process images (process equipment)	LN pour les images du procédé (équipement de procédé)
$\Delta f, \Delta U, \Delta \phi$	$\Delta f, \Delta U, \Delta \phi$
Interlocking reason	Cause du verrouillage
Command	Commande
Response	Réponse
Position	Position
AR command	Commande AR
Voltage and current instrument transformers	Transformateurs de mesure tension et courant
Circuit breaker and isolator	Disjoncteur et sectionneur

Figure 10 – Exemple d'interaction des LN pour la commande des équipements de commutation, le verrouillage, la synchrovérification, l'autoréenclenchement et la protection (Voir plus haut pour les abréviations des LN)

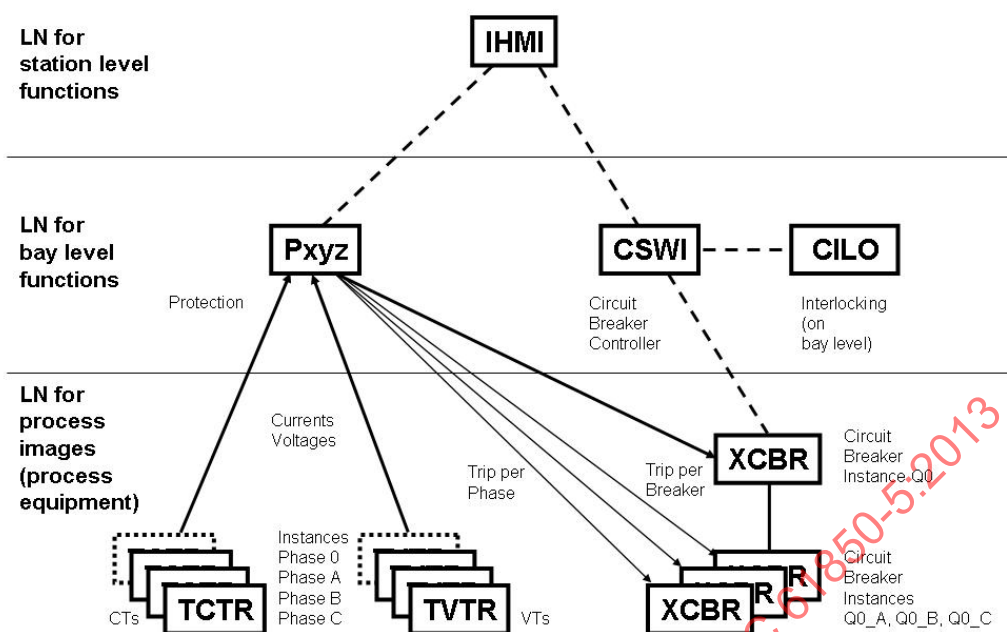


Légende

IEC 2389/12

Anglais	Français
Sequence of messages	Séquence de messages
SELECT breaker for closing	Sélection du disjoncteur pour fermeture
CONFIRM selection	Confirmation de la sélection
INITIATE sending of voltages	Lancement de l'émission des tensions
SEND voltages (e.g. cyclically)	Émission des tensions (par exemple de manière cyclique)
EXECUTE command for breaker closing	Exécution de la commande de fermeture du disjoncteur
RELEASE command for breaker closing	Libération de la commande de fermeture du disjoncteur
Local bay control unit	Unité de commande de cellule locale
Remote bay	Cellule à distance
Unit	Unité
Interface	Interface

Figure 11 – Exemple d'interaction séquentielle de LN (locaux et distants) pour une fonction complexe telle que la commutation en un point de l'onde (voir plus haut pour les abréviations des LN) – Vue séquentielle



Légende

IEC 2390/12

Anglais	Français
LN for station level functions	LN pour les fonctions de niveau poste
LN for bay level functions	LN pour les fonctions de niveau cellule
LN for process images (process equipment)	LN pour les images du procédé (équipement de procédé)
Protection	Protection
Circuit breaker controller	Contrôleur de disjoncteur
Interlocking (on bay level)	Verrouillage (au niveau cellule)
Currents, Voltages	Courants, tensions
Trip per phase	Ouverture par phase
Trip per breaker	Ouverture par disjoncteur
Circuit breaker instance(s)	Instance(s) disjoncteurs
Instances, phases 0, A, B, C	Instances, phases 0, A, B, C
CTs	TC
VTs	TP

Figure 12 – Disjoncteurs commandés par phase (instances XCBR par phase) et transformateurs de mesure avec leurs unités de mesure par phase (TCTR ou TVTR par phase)

9.5 Modélisation

9.5.1 Remarques importantes

Toute la modélisation pour la mise en œuvre est définie dans la série CEI 61850-7-x. Les remarques suivantes aident à montrer quelques points importants de la relation entre les Parties 5 et 7.

9.5.2 Classes d'objets et instances

Les LN décrits ici fournissent la fonctionnalité commune à toutes les mises en œuvre, c'est-à-dire qu'ils représentent les classes LN en termes de modélisation d'objet. Dans une mise en œuvre réelle, les LN apparaissent comme des individus simples ou multiples (identification individuelle, données individuelles à échanger), c'est-à-dire qu'ils représentent les instances LN en termes de modélisation d'objet.

9.5.3 Exigences et modélisation

Les exigences de communication décrites dans la présente norme sont indépendantes de toute modélisation. Pour atteindre l'objectif d'interopérabilité, une modélisation adéquate est nécessaire comme base de la mise en œuvre de la présente norme et décrite à dans la série CEI 61850-7.

9.5.4 LN et modélisation

Les nœuds logiques de la Partie 5 sont définis uniquement par les exigences. Si un modèle client-serveur est utilisé pour la modélisation, certaines interfaces de LN, comme IHMI, ITCI et ITMI peuvent apparaître comme clients et, en conséquence, ne sont pas modélisées, n'ayant pas d'objets de données.

L'introduction de structures additionnelles comme les appareils logiques (voir Partie 7) composés de nœuds logiques, n'est pas une exigence d'application mais peut être utile à la modélisation.

La division et les combinaisons de nœuds logiques pour la modélisation n'ont pas d'impact sur les exigences.

9.5.5 Utilisation des LN pour les applications

Des exemples informatifs concernant la manière d'utiliser les nœuds logiques pour des applications sont donnés dans les parties de la CEI 61850-7-5 (applications de base) et CEI 61850-7-5xx (applications spécifiques au domaine) concernant les définitions de modélisation complète des CEI 61850-7-1, CEI 61850-7-2, CEI 61850-7-3 et CEI 61850-7-4.

10 Description du système et exigences relatives au système

10.1 Nécessité d'une description formelle du système

La structure statique du système de communication, c'est-à-dire d'où les données proviennent potentiellement (LN émetteur) et où elles sont dirigées (LN récepteur), doit être conçue ou étudiée d'un point de vue technique pendant la phase d'installation du système. Toutes les fonctions dans les IED doivent connaître les données à envoyer et les données dont elles ont besoin et qu'elles ont besoin obtenir des fonctions dans d'autres IED pour pouvoir remplir leurs fonctions. Afin de contrôler la libre répartition des nœuds logiques des fonctions et de créer des systèmes interopérables, une description formelle d'appareil et de système forte pour l'ingénierie de communication doit être fournie. Cette description (Langage de configuration de description du système) est définie dans la Partie 6 de la présente norme (CEI 61850-6). Cette description formelle doit également prendre en charge l'échange de données entre différents outils, le cas échéant.

10.2 Exigences pour le comportement du nœud logique dans le système

Comme déjà indiqué ci-dessus, chaque fonction "récepteur" représentée par le "LN récepteur" doit savoir quelles données sont nécessaires à l'accomplissement de sa tâche, c'est-à-dire qu'il doit pouvoir vérifier si les données livrées sont complètes et valides et présentent la bonne qualité. Dans les systèmes d'automatisation des systèmes électriques en temps réel comme les automatisations de poste, le critère de validité le plus important est l'âge des

données. Le LN émetteur peut établir des attributs de la meilleure qualité possible. C'est la tâche originale du LN récepteur que de déterminer si les données sont "âgées" ou non. L'information manquante ou incomplète relève également de cette exigence puisque dans ce cas aucune donnée d'un âge acceptable n'est disponible. Par conséquent, les exigences de communication pour assurer l'interopérabilité entre les LN répartis sont réduites à la normalisation des données disponibles ou nécessaires, et à l'attribution des attributs de validité (qualité) à un modèle de données adéquat, comme défini à la Partie 7 de la présente série (CEI 61850-7-x).

Les exigences indiquées plus haut impliquent que le LN émetteur soit aussi la source des données primaires, c'est-à-dire qu'il conserve les valeurs les plus à jour de ces données, et que le LN récepteur traite ces données pour la fonctionnalité attribuée. Dans le cas de données-miroir (base de données image du processus, serveur proxy, etc.), ces données-miroir doivent être aussi à jour ("valides") que l'exige la fonction utilisant ces données.

En cas d'endommagement ou de perte de données, le LN récepteur ne peut pas fonctionner de façon normale mais dans un mode dégradé. C'est pourquoi le comportement des LN en mode normal et en mode dégradé doit être indiqué et bien défini, mais le comportement dégradé de la fonction doit être conçu individuellement selon chaque fonction; cela n'entre pas dans le domaine d'application de la présente norme. Ainsi les autres LN de la fonction répartie et le système de conduite, y compris l'IHM, doivent être informés de cette dégradation par un message normalisé ou par des attributs de qualité adéquats des données, afin d'agir en conséquence. Si le temps le permet, il est possible de réaliser une demande d'envoi de données valides (nouvelle tentative). Le comportement séquentiel détaillé des fonctions réparties ne peut en aucun cas être normalisé et est considéré comme point local.

Des exemples d'interopérabilité complexe basée sur des données sont fournis par les différents algorithmes de verrouillage (par exemple verrouillage booléen ou de topologie) qui peuvent fonctionner avec le même ensemble de données (les indications de positions de l'appareillage de commutation). La réaction du récepteur au-delà du blocage ou de la libération de l'appareillage de commutation prévu constitue un point local comme dans les cas d'indication de position de commutateur non définie.

Étant donné que le concept de nœud logique couvre les exigences essentielles de façon cohérente et complète, ce concept est considéré lui-même comme une exigence, qui doit être utilisée dans la modélisation détaillée décrite en Partie 7 de cette série (CEI 61850-7-x).

11 Exigences de performance

11.1 Exigences de performance des messages

11.1.1 Définitions et exigences de base

11.1.1.1 Généralités

La communication entre les LN est réalisée par de nombreux messages individuels décrits par des milliers de PICOM individuels (voir Annexe A et Annexe B). Néanmoins, il existe de nombreuses similitudes entre ces PICOM, par exemple tous les PICOM décrivant les déclenchements ont, en dehors des sources individuelles, des exigences de communication plus ou moins identiques à celles décrites par les attributs PICOM. C'est pourquoi une classification des PICOM en fonction de ces exigences similaires permet à la fois d'obtenir une vue globale des exigences, de prendre en charge une modélisation forte, de faciliter la mise en œuvre et de définir des exigences de performance des messages vérifiables.

Dans un premier temps, tous les PICOM de la plupart des LN du domaine d'automatisation de poste par exemple sont identifiés et attribués à un type de PICOM ayant un objet et des attributs communs. On trouve le résultat dans le Tableau B.2.

Les types de PICOM résultants avec leurs attributs communs les plus importants sont donnés dans le Tableau B.3. L'étendue des exigences de temps de transfert reflète les besoins individuels des fonctions d'application. Dans la mesure où les exigences les plus élevées couvrent toujours les exigences les plus basses, les exigences peuvent être condensées en classes d'exigence. Les chiffres qui en résultent pour les types de message sont présentés ci-dessous.

Pour l'utilisateur du système, le point important réside dans la performance des fonctions locales et réparties, c'est-à-dire la somme des durées de traitement et de communication. Dans la mesure où la CEI 61850 ne normalise pas les fonctions mais seulement la communication, il est nécessaire de définir de manière appropriée le temps maximum accordé pour l'échange de données. Ce temps nommé "temps global de transfert" est défini en 11.1.1.4 ci-après.

Pour définir les horodatages et les temps de transfert, les exigences de base pour la définition du temps et la synchronisation temporelle doivent être claires. Ces exigences sont indiquées ci-après en 11.1.1.2 et 11.1.1.3. Les exigences de temps de transfert sont des exigences du système, les exigences relatives à l'horodatage sont des exigences des appareils mais se réfèrent à la fonction de support système "synchronisation temporelle".

Dans le 11.2 ci-après, les types de PICOM sont condensés en types de message. L'étendue de leurs attributs est structurée selon les classes de performance. Des références aux applications typiques et à l'attribution des interfaces sont également données.

L'introduction et l'utilisation des types de message sont décrites en 11.1.2.1, l'introduction et l'utilisation des classes de performance sont décrites en 11.1.2.2.

Les exigences de performance du système doivent aussi être soumises à essai, par exemple avec des simulateurs de système. Les essais doivent être correctement traités dans la partie "essais de conformité" (CEI 61850-10).

La CEI 61850 ne s'applique pas uniquement à l'intérieur du poste ou de l'installation en fonction du domaine d'application d'intérêt, tel que le "poste" ou tout autre système local, mais également entre les îlots de la série CEI 61850. Des exemples sont fournis par la communication entre les postes (par exemple pour la "téléprotection") ou entre le poste et le centre de conduite de réseau (par exemple pour la "téléconduite"). Par conséquent, les exigences de performance des messages s'appliquent en principe également à des distances plus importantes selon les fonctions à prendre en charge. En revanche, les exigences au sein des îlots locaux sont souvent plus rigoureuses que celles applicables entre les îlots.

11.1.1.2 Temps et synchronisation temporelle

Les équipements compatibles avec la CEI 61850 peuvent être distribués par de nombreux fournisseurs non plus seulement dans les postes mais aussi dans l'ensemble du système électrique. Par conséquent, un format commun pour la datation effectuée par tous ces appareils doit être utilisé. Il doit être possible de comparer la séquence des événements dans le système pour tout type d'analyse d'événement. L'exigence qui en résulte stipule que le temps entre les IED et les horloges au sein de tous ces IED est synchronisé pour un fuseau horaire cohérent avec une précision raisonnable.

Si des données analogiques sont utilisées pour les calculs, telles que l'impédance (tension et courant pour la protection de distance) ou la différence (deux courants ou plus pour la protection différentielle), leurs échantillons correspondants doivent être cohérents dans le temps par échantillonnage synchronisé. L'exigence qui en résulte stipule que le temps entre les IED et les horloges au sein de tous les IED fournissant les échantillons est synchronisé pour un fuseau horaire cohérent avec une précision raisonnable.

Les exigences spécifiques pour le modèle et le format de temps sont les suivantes:

- a) Selon les applications, une précision temporelle variable est exigée. Ces exigences sont définies ci-après.
- b) L'horodatage doit être basé sur une norme temporelle existante. Le Temps Universel Coordonné (TUC) est généralement accepté comme norme temporelle de base.
- c) Le modèle de temps doit pouvoir suivre les secondes sautées et de fournir suffisamment d'informations pour permettre à l'utilisateur d'effectuer des calculs d'écart de temps pour les événements appariés se produisant dans la zone des secondes sautées.
- d) L'horodatage doit contenir suffisamment d'informations pour permettre au client de calculer une date et heure sans information supplémentaire telle que le nombre de secondes sautées depuis le début du temps pour la norme de temps utilisée.
- e) L'horodatage doit être facilement dérivé de sources temporelles disponibles dans le commerce (par exemple GPS).
- f) Le modèle de temps global doit inclure l'information permettant de calculer l'heure locale.
- g) Le modèle de temps doit permettre un écart d'une demi-heure de l'heure locale.
- h) Le modèle de temps doit indiquer si l'heure d'été/hiver est effective ou non.
- i) Le format doit avoir une durée de vie d'au moins 100 ans.
- j) Le format d'horodatage doit être compact et être facilement manipulable par une machine.

Les exigences particulières relatives à la synchronisation temporelle sont les suivantes:

- 1) Le temps de synchronisation temporelle doit être facilement dérivé d'un système de référence de temps global, comme le GPS.
- 2) La précision représente toujours la différence entre l'horloge maître (GPS) et l'horloge esclave dans l'appareil (IED) hébergeant la fonction d'application, c'est-à-dire $\Delta t_{acc} = |t_{master} - t_{slave}|$. Par conséquent, la différence maximale de temps entre deux IED est de $2 \Delta t_{acc}$ puisque la différence entre l'horloge maître et l'horloge esclave peut avoir un signe différent pour deux IED.
- 3) La procédure de synchronisation temporelle doit dans toute la mesure du possible satisfaire aux classes de performance selon le Tableau 2 de 11.1.3.3.
- 4) Il convient que les télégrammes de synchronisation temporelle utilisent la même infrastructure de communication que celle de l'échange de données, afin de faciliter la conception de l'IED et du système de communication.

Ces exigences de base relatives au temps sont des exigences système mais le système est constitué d'appareils. En conséquence, les appareils doivent répondre à ces exigences quand elles sont applicables.

11.1.1.3 Définition du moment d'un événement

Il existe trois différents types d'événements, qui nécessitent des procédures dédiées d'horodatage:

- Si un événement est défini en tant que résultat d'un calcul (événement interne ou calculé), l'horodatage doit être effectué immédiatement lorsque le résultat est disponible dans la résolution temporelle de l'horloge. Aucune mesure spéciale n'est nécessaire. Il convient de noter que la précision du marquage de temps ne peut pas être supérieure à la résolution temporelle de l'horloge. La différence d'horodatage du résultat calculé à partir des entrées de processus reflète la durée (cycle) du calcul.
- Si un événement est défini en tant que changement d'une entrée binaire, le délai de la procédure antirebond du contact d'entrée doit également être pris en considération. La date de l'événement doit être corrigée localement, c'est-à-dire que l'horodatage doit donner le moment de l'événement avant de procéder à l'antirebond. L'origine de l'événement est à l'extérieur de l'IED (appareil électronique intelligent) mais la résolution temporelle ne peut pas être supérieure au cycle de supervision d'entrée qui est, au moins par définition, indépendant du cycle de calcul de toute fonction d'application.

- Si un évènement est défini en tant que changement d'une entrée analogique, le délai de la procédure de filtrage du circuit d'entrée doit être pris en considération. La date de l'évènement doit être corrigée localement. L'origine de l'évènement est la supervision limite des données de l'extérieur de l'IED mais la résolution temporelle ne peut pas être supérieure au cycle de supervision d'entrée analogique à l'intérieur de l'IED qui est, au moins par définition, indépendant du cycle de calcul de toute fonction d'application.
- Les résultats issus des calculs et les modifications engendrant les évènements doivent être surveillés et détectés au moins à des intervalles de temps correspondant à la classe de précision de l'horodatage indiqué. Sinon, la précision de l'horodatage n'a pas de signification. Cette exigence s'applique à tous les IED qui revendiquent la conformité à la série CEI 61850.

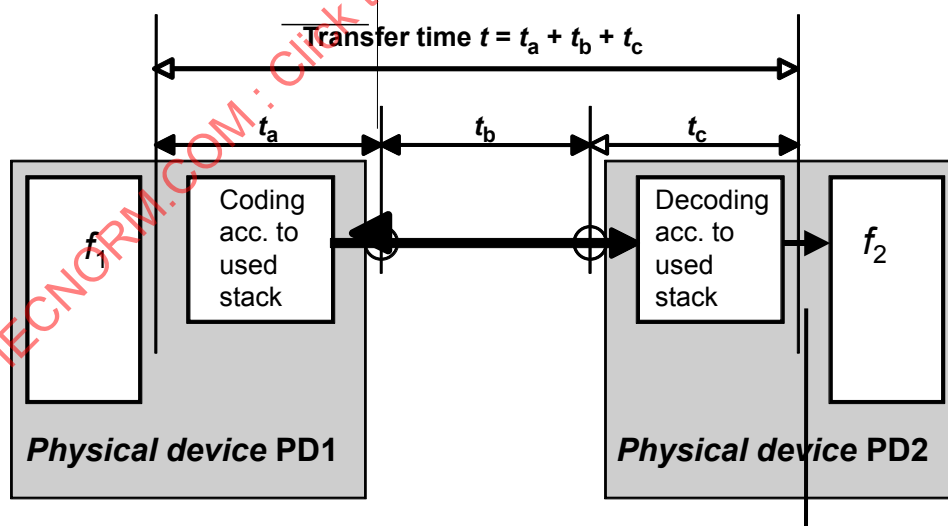
Cette définition rigoureuse de la date de l'évènement est issue des exigences selon lesquelles la datation des valeurs/évènements binaires ou analogiques transmis

- doit être aussi précise que possible pour l'analyse de la séquence d'évènements postdéfaut/anomalie,
- ne doit nécessiter aucune correction au niveau du récepteur.

11.1.1.4 Temps de transfert

11.1.1.4.1 Définitions de base

Lorsque le temps de transfert t complet est spécifié, il correspond à la transmission complète d'un message, y compris le traitement nécessaire à chaque extrémité (émetteur, récepteur). Le temps est compté dès le moment où l'émetteur place le contenu des données d'application en haut de sa pile de transmission (codage et émission) et jusqu'à ce que le récepteur extraie les données de sa pile de transmission (réception et décodage). Ces processus de codage/décodage peuvent être gérés par le processeur principal ou par un processeur de communication dédié (hors du domaine d'application de la norme). Cette exigence est indépendante de la pile sélectionnée dans les autres parties de la série.



Légende

IEC 2391/12

Anglais	Français
Transfer time	Temps de transfert
Coding acc. to used stack	Codage selon la pile utilisée
Decoding acc. to used stack	Décodage selon la pile utilisée
Physical device	Appareil physique

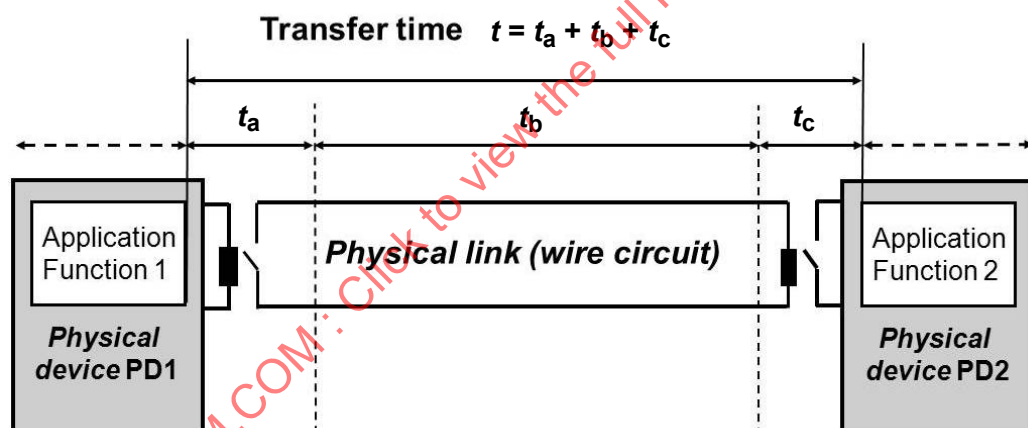
Figure 13 – Définition du "temps de transfert global" t et indication des temps de traitement

La définition de temps est applicable à la chaîne complète de transmission, comme indiqué dans la Figure 13. Dans l'appareil physique PD1, une fonction f_1 envoie des données à une autre fonction f_2 , située dans l'appareil physique PD2. Le temps de transfert global t comprend toutefois les temps individuels de traitement de la pile (t_a , t_c) et le temps de transfert du réseau (t_b). Le temps de transfert du réseau (t_b) comprend les temps d'attente et le temps utilisé par les routeurs et autres équipements de communication actifs faisant partie du chemin de communication complet.

Les temps de codage et de décodage donnés dans la Figure 13 correspondent aux temps de contact (relais électromécaniques) de la Figure 14 pour des IED connectés par câble, y compris la conversion des positions de contact binaires de et en données numériques (conversion B/N). Pour les valeurs analogiques, elles représentent la conversion A/N (voir 11.1.3.2). Si des collisions ou des pertes doivent être compensées, par exemple par répétitions, ces temps constituent également une contribution, donnant lieu dans la plupart des cas à une distribution statistique de la longueur du temps de transfert.

11.1.1.4.2 Traitement en fonction du temps de transfert

Le temps de traitement revêt une certaine importance pour l'utilisateur lorsqu'il s'agit de réagir après l'émission d'un stimulus par le processus. Un exemple est fourni par une fonction de protection répartie comprenant deux appareils physiques ayant le courant et/ou la tension comme entrée et l'ordre d'ouverture comme sortie. Étant donné que la communication est tout aussi importante que la seule fonction auxiliaire, le temps de transfert doit normalement être court comparé aux temps de traitement: $t \ll t_{f1} + t_{f2}$.



IEC 2392/12

Légende

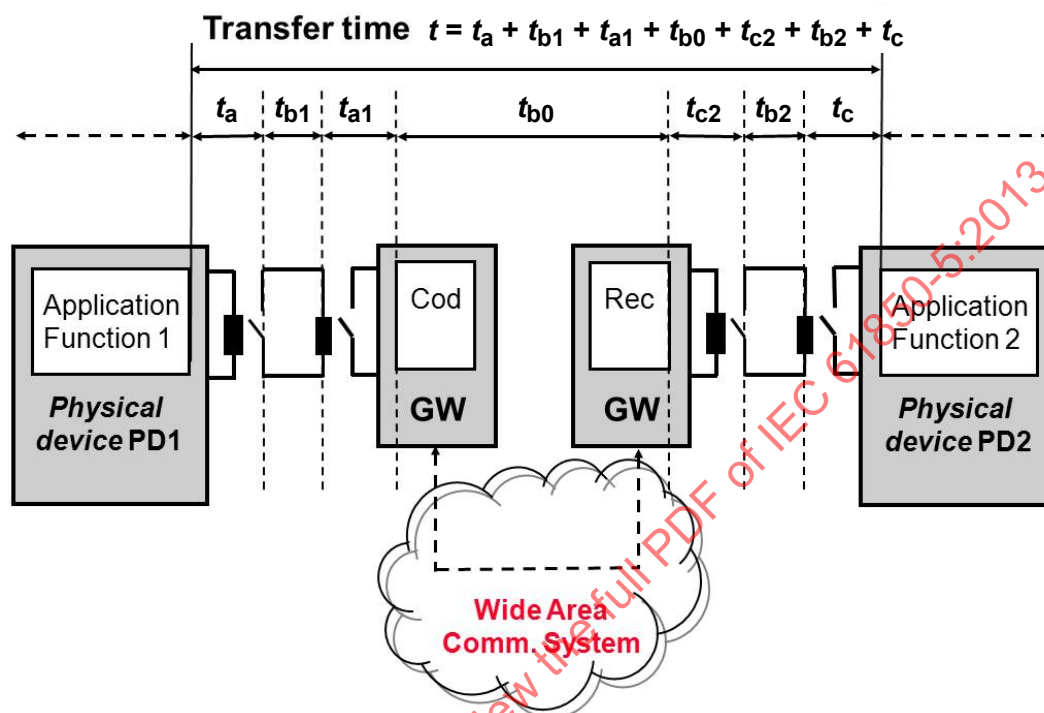
Anglais	Français
Transfer time	Temps de transfert
Application function	Fonction d'application
Physical link (wire circuit)	Liaison physique (circuit câblé)
Physical device	Appareil physique

Figure 14 – Temps de transfert pour un signal binaire avec relais conventionnels d'entrée et de sortie

11.1.1.5 Temps de transfert pour connexions poste-poste

Si la connexion entre deux IED est une liaison directe, le temps t_b pour les distances interpostes et dans les systèmes de puissance est négligeable car la vitesse du signal dépend du mode de transmission et que l'impédance de la ligne pour les signaux de ce mode est comprise entre 2/3 et la pleine vitesse de la lumière, c'est-à-dire environ entre

200 millions de mètres et 300 millions de mètres par seconde. Si des commutateurs, routeurs et autres appareils de communication actifs sont présents dans le chemin de communication, leurs temps de traitement contribuent dans une mesure raisonnable au temps de transfert du réseau t_b . Si des collisions ou des pertes doivent être compensées, par exemple par répétitions, ces temps constituent également une contribution, donnant lieu dans la plupart des cas à une distribution statistique de la longueur du temps de transfert.



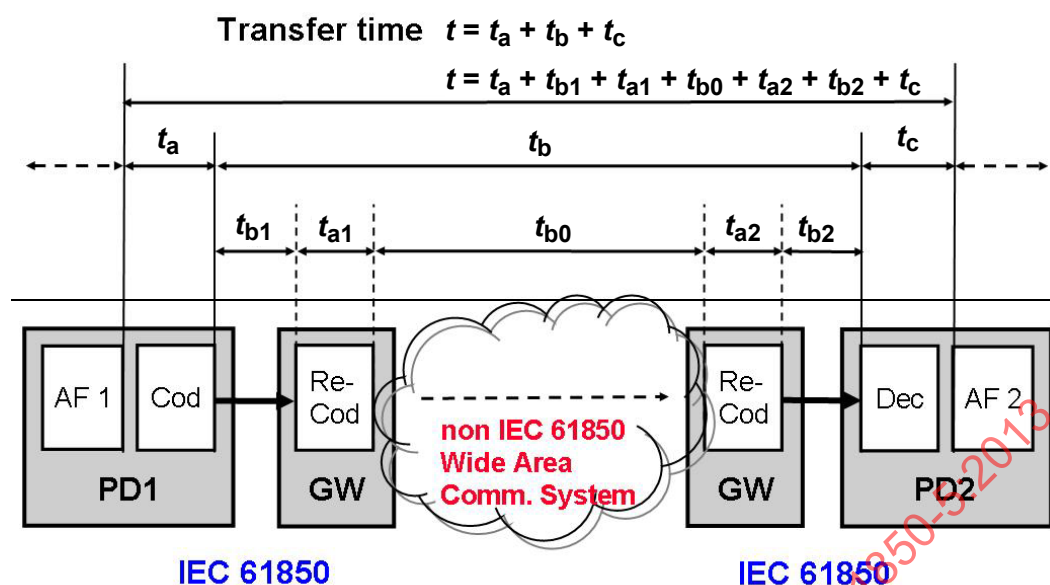
IEC 2393/12

Légende

Anglais	Français
Transfer time	Temps de transfert
Application function	Fonction d'application
Cod	Codage
Rec	Enr.
Physical device	Appareil physique
Wide area comm. system	Système de communication étendu

Figure 15 – Définition du temps de transfert t pour des signaux binaires en cas de protection de ligne

Cela s'applique également aux liaisons s'étendant au-delà de la limite de poste, pour lesquelles le délai dans le réseau d'interconnexion fait également partie de t_b . La Figure 15 et la Figure 16 montrent des temps dédiés contribuant à t_b . Les temps de contact (Figure 15) sont remplacés par les temps de codage et de décodage (Figure 16). Dans le cas d'une communication numérique totale (Figure 16), le codage et le décodage du système de communication étendu sont remplacés par le recodage de la communication local.



IEC 2394/12

Légende

Anglais	Français
Transfer time	Temps de transfert
AF	Fonction d'application
Cod	Codage
Rec	Enr.
Re-cod	Recodage
Dec	Décodage
Non IEC 61850 wide area comm. system	Système de communication étendu non-conforme à la CEI 61850
PD	Appareil physique

**Figure 16 – Définition du temps de transfert t
sur une liaison série en cas de protection de ligne**

Le temps de fonctionnement de téléprotection t_A sur la Figure 2 de la CEI 60834-2:1993 est défini à peu près de la même manière que le temps de transfert t du présent document.

Toutes les exigences de temps de transfert sont issues des besoins des fonctions d'application, elles doivent par conséquent être conservées dans tous les cas dans les conditions normales sans perturbation. Si ces exigences sont conservées, c'est la mise en œuvre qui décide si le transfert a lieu au moyen d'un type de tunnellation des messages non modifiés, dans le cas de canaux à large bande, ou d'un type de recodage dans le cas de canaux à bande étroite, le cas échéant. Les mesures en fonction des perturbations ne relèvent pas du domaine d'application de la présente norme.

Les perturbations peuvent nécessiter de procéder à une nouvelle connexion logique de la liaison de communication, à une répétition des messages ou à l'application de tout autre moyen permettant d'augmenter le temps de transfert. Ce comportement relève de la responsabilité des services définis dans la CEI 61850-7-2 et de la mise en œuvre au sein des IED. Tout retard possible doit être défini et pris en considération pour le temps de transfert. La détermination des temps de transfert normaux et retardés acceptables dépend de la spécification de projet des fonctions.

11.1.1.6 Transmission de signaux analogiques

La définition des temps de transfert des signaux binaires correspond aux temps de contact associés. Les signaux analogiques n'ont pas de contact qui sont en revanche déjà dans la conversion A/N de systèmes classiques. La différence réside dans le fait que les données analogiques numérisées ne sont généralement pas reconverties en données analogiques après la transmission. Les exigences de temps pour la transmission de signaux analogiques sont identiques à celles applicables aux signaux binaires.

11.1.1.7 Liaisons vers les postes opérateur

Depuis déjà longtemps, les postes opérateur sont connectés par des liaisons série à des appareils de commande, de protection, de surveillance et autres fonctionnalités. Les exigences relatives à ce type de liaisons sont moins rigoureuses car elles sont associées à un temps de réponse de l'opérateur humain ≥ 1 s.

11.1.2 Types de messages et classes de performance

11.1.2.1 Introduction et utilisation des types de messages

Comme mentionné plus haut, les exigences de communication en termes de PICOM entre les LN entraînent des exigences applicables aux liaisons de communication dans un système d'automatisation de poste. Les messages ont une complexité variable quant à leur contenu, leur longueur, le temps de transfert permis et leur sécurité. Par conséquent, tous les types de messages utilisés par les messages réels varient dans le temps selon l'activité du Système d'Automatisation de Poste ou des systèmes de tout autre domaine d'application.

La principale différence entre les PICOM et les types de messages est que les PICOM font référence à un transfert d'information basé strictement sur une fonction dédiée unique, et incluent la source et le destinataire. Les types de messages sont basés sur un regroupement de PICOM selon des attributs de performance communs et, par conséquent, définissent les exigences de performance à satisfaire pour le groupe complet (voir Annexe B).

Étant donné que les exigences de performance des messages sont définies par message, elles sont valables indépendamment de la taille du système. Étant donné que les exigences de message sont données par les fonctions d'application au moyen de ces messages, il est de la plus haute importance que ces exigences pour chaque message soient satisfaites dans pratiquement toutes les situations. La taille du système peut avoir une incidence quant à la manière dont ces exigences sont satisfaites. Cela peut nécessiter que les priorités de message satisfassent également aux exigences de performance de temps critique. De nombreuses conditions peuvent parfois donner lieu à l'augmentation des temps de transfert. Le niveau acceptable de ces conditions doit être déterminé par projet et à défaut établi par l'architecture du système de communication et les paramètres de communication des IED, le cas échéant.

Toutes les exigences s'appliquent dans des conditions normales sans perturbation des liaisons de communication. Ces perturbations peuvent nécessiter de procéder à une nouvelle connexion logique de la liaison de communication, à une répétition des messages ou à l'application de tout autre moyen permettant d'augmenter le temps de transfert. Ce comportement est spécifié par la définition des services (CEI 61850-7-2) et par les piles sélectionnées (CEI 61850-8-x et CEI 61850-9-x). Le mode de gestion des perturbations et l'étendue de l'augmentation des temps de transfert dépendent de la mise en œuvre. Les éléments qui peuvent être tolérés dépendent de l'application. Cela pourrait impliquer que certaines mises en œuvre ne conviennent pas à certaines applications.

11.1.2.2 Introduction et utilisation des classes de performance

Pour satisfaire aux différentes exigences de plusieurs fonctions, les types de message sont divisés en classes de performance.

Pour certains types de messages, il existe par exemple deux groupes de classes de performance liées aux fonctions, l'un pour la commande et la protection, l'autre pour le comptage et la qualité de l'alimentation. Pour les autres messages, il existe une dépendance plus spécifique aux fonctions.

Dans un poste donné, toutes les liaisons de communication ne doivent pas nécessairement appartenir à la même classe de performance. Par exemple, les événements de niveau poste et les échantillons de niveau processus pour la protection peuvent relever de différentes exigences indépendantes les unes des autres. Ces liaisons peuvent être mises en œuvre dans des interfaces dédiées ou dans un réseau LAN commun. Le réseau LAN commun doit satisfaire à toutes les exigences des liaisons de communication intégrées dans le LAN.

À titre de référence pour la classe présentant l'exigence de temps de transfert la plus élevée, le meilleur temps de fonctionnement d'un contact électromécanique (5 ms) est utilisé. Si aucune référence de contact ne s'applique, des valeurs de performance plus élevées peuvent également être introduites.

Pour ce qui concerne les valeurs analogiques instantanées telles que courants et tensions CA, la fonction demande au moyen des données le nombre d'échantillons par intervalle de temps. Le délai du temps de transfert doit être suffisamment court pour ne pas affecter la performance de la fonction associée, par exemple le temps de suppression de défaut d'une protection (généralement jusqu'à 40 ms).

Les classes de performance sont numérotées en continu dans tous les types de message. Il n'existe aucune relation explicite avec les niveaux de tension ou les configurations de poste.

11.1.2.3 Points relatifs à la mise en œuvre

Sur une connexion directe entre deux IED, tous les messages transitent à la même vitesse (voir t_b dans la Figure 16). Différentes priorités et classes de performances ne sont pas réalisables. Tous les éléments actifs dans la liaison de communication, tels que les organes de coupure (le cas échéant) mais également l'émetteur et le récepteur aux deux extrémités de la liaison effectuent des opérations de codage et de décodage qui consomment du temps (voir t_a et t_c dans la Figure 13) qui peuvent être différentes pour les divers types de message. Il peut se révéler nécessaire d'utiliser différentes piles et files d'attente avec différentes priorités afin de réaliser plusieurs classes de performance. Ces points de mise en œuvre doivent être pris en compte dans les parties applicables de la série (CEI 61850-8-x et CEI 61850-9-x) et lors de la sélection des éléments actifs.

11.1.3 Définition des classes de temps de transfert et de synchronisation

11.1.3.1 Classes de temps de transfert pour la commande et la protection

Les exigences de temps de transfert pour les fonctions peuvent être différentes en fonction du niveau de tension et du rôle du poste, c'est-à-dire au niveau distribution et transport. Ces exigences algorithmiques sont importantes pour les utilisateurs mais elles ne relèvent pas du domaine d'application de la série CEI 61850.

Le temps de fonctionnement du relais (contact) est court comparé au temps de performance de la fonction, et en général, il est identique pour les deux IED de transport et de distribution. Le temps de transfert demandé doit être suffisamment court pour ne pas affecter le temps de fonctionnement de la fonction. Étant donné que pour les solutions classiques, les temps de transfert sur des fils en cuivre sont identiques pour la distribution et le transport, le délai acceptable dépend de la fonction et non pas du niveau de tension.

Tableau 1 – Classes des temps de transfert

Classe de temps de transfert	Temps de transfert [ms]	Exemples d'application: Transfert de
TT0	>1 000	Contenu de fichiers, événements, journal
TT1	1 000	Événements, alarmes
TT2	500	Commandes opérateur
TT3	100	Interactions automatiques lentes
TT4	20	Interactions automatiques rapides
TT5	10	Libérations, changements d'état
TT6	3	Déclenchements, blocages

11.1.3.2 Données analogiques de protection, commande et comptage

Les données analogiques de protection et de commande sont principalement les tensions et courants réels. Dans la mesure où elles sont fournies par les transformateurs de mesure ou les capteurs directement à partir du système électrique, elles sont souvent appelées données brutes par opposition aux valeurs efficaces qui sont des données traitées.

Dans les systèmes de communication série, les données analogiques sont numérisées et transmises comme échantillons ou, par exemple dans le cas de la surveillance continue du système électrique, courant et tension, comme un flux d'échantillons. Par conséquent, trois caractéristiques de performance caractérisent les données analogiques, à savoir la fréquence d'échantillonnage, le temps de transfert et la précision. Les caractéristiques de performance requises sont déterminées par les fonctions qui utilisent ces données.

En règle générale, le temps de transfert requis pour les valeurs analogiques doit être suffisamment court pour ne pas affecter le temps de fonctionnement, par exemple de la fonction de protection qui utilise ces données. Par conséquent, les classes de temps de transfert répertoriées dans le Tableau 1 s'appliquent également au transfert des données analogiques. Pour ce qui concerne le fonctionnement rapide requis pour les fonctions de protection, au moins pour le courant et la protection, la classe de temps de transfert TT6 est requise.

La précision, c'est-à-dire la manière dont le signal primaire est représenté, dépend du principe de détection donné (magnétique, optique, etc.), de la fréquence d'échantillonnage (peut être un paramètre) et de la réponse dynamique de la conversion A/N (réponse en fréquence et réponse par pas en fonction de l'algorithme de conversion). Cette précision ne relève pas du domaine d'application de la série CEI 61850.

Si la vitesse de transfert est identique à la fréquence d'échantillonnage créant le flux d'échantillons et si la résolution de bit est suffisamment élevée pour la précision requise, les caractéristiques de précision des données analogiques ne sont pas affectées par la communication. En règle générale, la résolution commune de 16 bits couvre toutes les exigences de précision de manière générale dans les systèmes électriques et plus particulièrement dans les systèmes d'automatisation de poste. Le flux d'échantillons doit être utilisable par les fonctions, de protection par exemple, comme pour les valeurs analogiques câblées. La mise en œuvre de la communication série doit fournir une largeur de bande suffisante pour les trains de données appliqués.

Si des données issues de différents points de mesure analogique (différents flux d'échantillons) doivent être traitées ensemble, comme les courants pour la protection différentielle, ces données doivent être fournies avec cohérence temporelle, c'est-à-dire datées ou échantillonnées par synchronisation avec une précision élevée raisonnable. Les classes d'exigences de synchronisation temporelle sont données en 11.1.3.3.

La précision relative à la protection, aux mesures, au comptage aux fins de facturation, à la surveillance de la qualité de l'alimentation et à d'autres fonctions est définie dans de nombreuses normes de produits ne relevant pas du domaine d'application de la série CEI 61850.

11.1.3.3 Classes de synchronisation temporelle

Pour obtenir une séquence correcte d'événements dans différents emplacements dans le système électrique, une datation avec un temps global précis doit être fournie. Par conséquent, tous les appareils associés doivent être synchronisés avec la précision requise. Une valeur courante pour les événements est de 1 ms.

Pour comparer les valeurs issues de différents emplacements (par exemple les courants pour la protection différentielle, la synchrovérification) ou pour en calculer les expressions (par exemple courant et tension pour la protection de distance, puissance réelle), ces valeurs doivent être cohérentes avec une précision adaptée aux valeurs CA. Une valeur courante pour des échantillons analogiques à une fréquence industrielle de 50 Hz ou 60 Hz est de 1 μ s.

Les différentes exigences peuvent être ordonnées en classes comme représenté dans le Tableau 2.

Pour des raisons de simplification de la définition et de la vérification, la précision est définie comme la différence par rapport à une référence de temps commune, un GPS global basé sur l'horloge maître.

Tableau 2 – Classes de synchronisation temporelle pour synchronisation d'IED

Classe de synchronisation temporelle	Précision [μ s]	Angle de phase précision pour 50 Hz [°]	Angle de phase précision pour 60 Hz [°]	Localisation de défaut précision ^b [%]
TL ^a	> 10 000	> 180	> 216	n.a.
T0	10 000	180	216	n.a.
T1	1 000	18	21,6	7,909
T2	100	1,8	2,2	0,780
T3	25	0,5	0,5	0,195
T4	4	0,1	0,1	0,031
T5	1	0,02	0,02	0,008
^a TL indique la Synchronisation temporelle "faible". ^b Ne tenant compte que du quotient de la tension et du courant avec la gigue temporelle de la précision donnée. Dans la mesure où les détails des algorithmes de localisation de défaut ne sont pas pris en compte, cette colonne indique seulement quelques raisons justifiant de demander certaines classes de synchronisation temporelle pour obtenir la précision demandée de la localisation de défaut. La référence de 100 % est la longueur totale de la ligne.				

Les classes de synchronisation temporelle peuvent également être attribuées aux fonctions d'application types qui nécessitent une synchronisation temporelle, comme représenté dans le Tableau 3.

Tableau 3 – Application des classes de synchronisation temporelle pour horodatage ou échantillonnage

Classe de synchronisation temporelle	Précision [μ s] Erreur de synchronisation	Application
TL	> 10 000	Précision de synchronisation temporelle faible – divers
T0	10 000	Horodatage des événements avec une précision de 10 ms
T1	1 000	Horodatage des événements avec une précision de 1 ms
T2	100	Horodatage des passages à zéro et des données pour la synchroverification répartie. Estampilles pour prendre en charge la commutation en un point de l'onde
T3	25	Divers
T4	4	Horodatage des échantillons par échantillonnage synchronisé
T5	1	Horodatage de précision élevée des échantillons par échantillonnage synchronisé élevé

11.2 Types de messages et classes de performance

11.2.1 Type 1 – Messages rapides ("Protection")

11.2.1.1 Généralités

Ce type de message contient typiquement un code simple binaire comprenant des données, commande ou message simple, par exemple "Trip" (déclencher), "Close" (fermer), "Reclose" (ordre de refermeture), "Start" (démarrer), "Stop" (arrêter), "Block" (bloquer), "Unblock" (débloquer), "Trigger" (déclencher), "Release" (libérer), "State change" (changement d'état) ou encore "State" (état) pour certaines fonctions. L'IED récepteur agit normalement immédiatement par le biais de la fonction associée sur réception de ce type de message, sinon aucun message rapide n'est nécessaire. Tous ces messages rapides correspondent à des fonctions de protection à temps critique. Les ordres de déclenchements, blocages, libérations et signaux analogues envoyés au poste voisin (par exemple pour la protection de ligne (see IEC 61850-90-1)) appartiennent à cette classe. La classe de performance P1 est typique pour ces messages à l'intérieur du poste ou tout autre système local, la classe de performance P2 est typique pour les messages entre les postes.

11.2.1.2 Type 1A "Trip" (déclencher)

Le message lié à l'ouverture est le message rapide le plus important du poste. C'est pourquoi ce message est soumis à des exigences plus fortes que tous les autres messages rapides. Une même performance peut être requise pour le verrouillage, les interdéclenchements et la discrimination logique entre les fonctions de protection.

Classe de performance	Description de l'exigence	Temps de transfert		Typique pour l'Interface (IF ^a)
		Classe	ms	
P1	Le temps de transmission total doit être inférieur à l'ordre d'un quart de cycle (5 ms pour 50 Hz, 4 ms pour 60 Hz).	TT6	≤ 3	3,5,8
P2	Le temps de transmission total doit être de l'ordre d'un demi-cycle (10 ms pour 50 Hz, 8 ms pour 60 Hz).	TT5	≤ 10	2,3,11

^a Interfaces selon la Figure 2.

11.2.1.3 Type 1B "Others" (autres)

Tous les autres messages rapides sont importants pour l'interaction du système d'automatisation avec les processus, mais ont des exigences moins élevées que ceux relatifs au déclenchement. Les performances pour les fonctions d'automatisation sont généralement

comprises entre le temps de réponse des opérateurs (de l'ordre de 1 000 ms) et celui de la protection (de l'ordre de 10 ms). Cette performance s'applique également aux messages entre^a les systèmes d'automatisation de poste et d'autres systèmes locaux.

Classe de performance	Description de l'exigence	Temps de transfert		Typique pour l'Interface (IF)
		Classe	ms	
P3	Le temps de transmission total doit être de l'ordre d'un cycle (20 ms pour 50 Hz, 17 ms pour 60 Hz).	TT4	≤ 20	2,3,8,11

11.2.2 Type 2 – Messages à vitesse moyenne ("Automatics" (automatique))

Il s'agit des messages tels qu'indiqué en 11.2.1, où l'heure de départ du message est importante mais où le temps de transmission est moins critique. Les IED sont censés avoir leur propre horloge. Le message doit inclure une datation définie par l'émetteur, et le récepteur réagit normalement après un délai interne, qui est alors calculé d'après l'heure donnée sur la datation. Les informations "d'état" normales appartiennent également à ce type de message. Tous ces messages à vitesse moyenne correspondent à des messages associés d'automatisation à temps moins critique.

Ce type peut inclure des valeurs analogiques telles que des valeurs efficaces calculées à partir de messages (échantillons) de type 4. Ce type de performance s'applique également aux messages entre postes pour des fonctions automatiques.

Classe de performance	Description de l'exigence	Temps de transfert		Typique pour l'Interface (IF)
		Classe	ms	
P4	Le temps de transfert pour les fonctions d'automatisation est moins sévère que les messages de type protection (ouverture, blocage, libération, changement d'état critique) mais plus sévère que les actions opérateur.	TT3	≤ 100	2,3,8,9,11

11.2.3 Type 3 – Messages à basse vitesse ("Operator" (opérateur))

Ce type comprend des messages complexes qui peuvent demander à être horodatés. Il convient d'utiliser ce type pour les fonctions d'autocontrôle à basse vitesse, les enregistrements de transmission d'événements, la lecture ou le changement de valeurs de point de consigne et la présentation générale des données système. Le besoin d'un horodatage (normalement) ou non (exceptionnellement) est indiqué par l'application réelle. Les alarmes et les événements datés pour le traitement normal d'alarmes/événements et les grandeurs mesurées non électriques comme la température appartiennent également à ce type, mais certains automatismes et valeurs (par exemple la pression) peuvent exiger des messages de type 2. Tous ces messages à basse vitesse correspondent aux messages opérateur à temps non critique, faisant référence au type de réponse lente d'un être humain (temps de réaction > 1 s).

Classe de performance	Description de l'exigence	Temps de transfert		Typique pour l'Interface (IF)
		Classe	ms	
P5	Le temps de transmission total doit être égal à la moitié du temps de réponse opérateur de ≥ 1 s pour ce qui concerne l'événement et la réponse (bidirectionnel)	TT2	≤ 500	1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10
P6	Le temps de transmission total doit correspondre au temps de réponse opérateur de ≥ 1 s pour ce qui concerne l'événement unidirectionnel	TT1	≤ 1 000	1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10

11.2.4 Type 4 – Messages de données brutes ("Samples" (échantillons))

Ce type de message inclut les données de sortie de transducteurs et transformateurs de mesure numériques indépendants de la technologie des transducteurs (magnétique, optique, etc.). Les données consistent en flux continu de données synchronisées de chaque IED, intercalées avec des données d'autres IED.

Le temps de transfert indique pour le flux des échantillons synchronisés un délai constant donnant lieu à un délai pour les fonctions qui utilisent les échantillons, par exemple pour la protection. Par conséquent, ce temps de transfert doit être suffisamment court pour ne pas affecter la fonction d'application correspondante.

Classe de performance	Description de l'exigence	Temps de transfert		Typique pour l'Interface (IF)
		Classe	ms	
P7 ^a	Délai acceptable pour les fonctions de protection qui utilisent ces échantillons	TT6	≤ 3	4,8
P8 ^b	Délai acceptable pour les autres fonctions qui utilisent ces échantillons	TT5	≤ 10	2,4,8
^a équivalent à P1. ^b équivalent à P2.				

11.2.5 Type 5 – Fonctions de transferts de fichiers

Ce type de message est utilisé pour transférer de larges fichiers de données pour enregistrement de perturbations, information, réglages des IED, etc. Il faut que les données soient décomposées en blocs de longueur limitée, afin d'autoriser les autres activités de communication du réseau. En général, la longueur en bits des PICOM de type fichiers est égale ou supérieure à 512 bits.

Classe de performance	Description de l'exigence	Temps de transfert		Typique pour l'Interface (IF)
		Classe	ms	
P9	Les temps de transfert des fichiers ne sont pas critiques. En général, les fichiers avec données de processus sont utilisés pour analyse d'autopsie ou statistiques hors ligne. Les fichiers avec données de configuration nécessitent une installation et vérification de processus attentive. Par conséquent, aucune action opérateur rapide d'environ 1 s n'est requise. Par conséquent, une valeur de 10 000 ms satisfait totalement aux exigences de transfert de fichiers.	TT0	≤ 10 000	1, 4, 5, 6,7,10

11.2.6 Type 6 – Messages de commande et transfert de fichier avec contrôle d'accès

Ce type de message sert à transférer des ordres de commande, émis par des fonctions IHM locales ou à distance, pour lesquels un degré plus élevé de sécurité est requis. Tous les messages utilisant l'interface 10 (commande à distance) et l'interface 7 (services techniques externes) doivent inclure un contrôle d'accès. Ce type de message est basé sur le Type 3, avec un mot de passe supplémentaire et/ou des procédures de vérification.

Classe de performance	Description de l'exigence	Temps de transfert		Typique pour l'Interface (IF)
		Classe	ms	
P10 ^a	Message Type 3.P5 avec contrôle d'accès: le temps de transmission total doit être égal à la moitié du temps de réponse opérateur de ≥ 1 s pour ce qui concerne l'événement et la réponse (bidirectionnel)	TT2	≤ 500	1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10
P11 ^b	Message Type 3.P6 avec contrôle d'accès: le temps de transmission total doit correspondre au temps de réponse opérateur de ≥ 1 s pour ce qui concerne l'événement unidirectionnel	TT1	$\leq 1\ 000$	1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10
P12 ^c	Message Type 5 avec contrôle d'accès: les temps de transfert des fichiers ne sont pas critiques. En général, les exigences de temps sont de l'ordre du temps de réponse opérateur (≥ 1 s) ou des archives pour analyse d'autopsie ($>> 1$ s).	TT0	$\leq 10\ 000$	1, 4, 5, 6, 7, 10
^a équivalent à P5. ^b équivalent à P6. ^c équivalent à P9.				

Ces exigences concernant les temps de transfert sont valables indépendamment du nombre de niveaux de commande intermédiaires représentés par les appareils intermédiaires tels que des IED et des passerelles qui se trouvent entre l'IHM distante et l'IED exécutant la commande sur le processus.

Ces messages de commande se propageant sur certains niveaux de commande intermédiaires entre l'opérateur et l'appareillage de commutation ou un autre objet commandable peuvent être convertis en messages exigeant des propriétés de type 1 au moins de niveau processus; cependant, il est nécessaire que les exigences relatives au temps de transfert total soient satisfaites.

11.3 Exigences relatives à la qualité des données et de la communication

11.3.1 Remarques générales

Les exigences relatives à la qualité des données et de la communication, non mentionnées explicitement dans la première édition de la présente norme, sont également valables pour la communication sur le LAN de poste mais leur importance croît avec l'extension de la communication selon la CEI 61850 du LAN au WAN. Afin de faciliter la comparaison avec la première édition de la présente norme, ces exigences ne sont pas intégrées à l'article relatif aux performances mais conservées séparément au 11.3.

11.3.2 Intégrité des données

Le bruit de fond et les interférences électromagnétiques (EMI) peuvent produire dans les appareils électroniques et les liaisons de communication des erreurs dans les données numériques. Dans les postes notamment, la manœuvre des organes de coupure à fonctionnement lent (sectionneurs, sectionneurs de terre) crée un bruit à haute fréquence du fait des contournements d'arc entre les contacts qui sont amplifiés dans les enveloppes GIS par les réflexions aux extrémités. Dans la mesure où les appareils électroniques des systèmes d'automatisation de poste et d'autres systèmes d'automatisation des systèmes électriques sont construits dans des IED à enveloppe métallique qui sont pour la plupart également installés dans des armoires blindées, les parties mises en danger sont le réseau de communication qui les relie. L'intégrité des données implique que pour un taux d'erreur donné (par exemple dû au bruit), les erreurs non détectées qui en résultent (taux d'erreurs résiduelles) restent en dessous de certaines limites acceptables.

Dans les réseaux de communication, la dégradation des données qui en résulte est traditionnellement mise en relation avec le bruit de signal. Dans les réseaux de données à

fibre optique câblés de haute qualité tels que les réseaux commutés, les modes de défaillance au sein des appareils et émetteurs-récepteurs sont dans la plupart des cas prédominants et compensent le bruit transitoire sur le support. Par conséquent, cette approche ne s'applique pas de la même manière.

Néanmoins, l'intégrité des données est exprimée en fonction du taux d'erreurs résiduelles, indépendamment de l'origine et de la source d'alimentation. Le niveau de bruit est supposé être donné par l'environnement de fonctionnement comme par l'appareillage de commutation HT dans le poste extérieur. Indépendamment de l'origine des perturbations, l'exigence repose sur le taux d'erreurs résiduelles garanti.

La CEI 61850-3 fait référence à trois classes d'intégrité conformément à la CEI 60870-4. La CEI 61850-5, au 8.3.3, introduit également l'intégrité des données comme un attribut de PICOM. Tous les messages relatifs à la sécurité comme la commande et l'ouverture, avec un impact direct sur le processus doivent avoir la classe d'intégrité la plus haute, c'est-à-dire la classe 3. Tous les autres messages peuvent être transmis avec une classe plus faible mais non inférieure à la classe 2.

Tableau 4 – Classes d'intégrité des données

Classe d'intégrité des données	Probabilité d'erreurs résiduelles
I1	10^{-6}
I2	10^{-10}
I3	10^{-14}

Normalement, le niveau de bruit est donné par l'environnement de fonctionnement et ne peut être influencé. Toutefois, pour atteindre la classe d'intégrité requise définie par la probabilité d'erreurs résiduelles (voir Tableau 4), trois groupes de mesures connues existent pour limiter l'interférence électromagnétique:

- Conception correcte des appareils et du système de communication pour conserver une faible probabilité d'erreur binaire, par exemple enveloppes de protection, câbles correctement blindés, et plus efficace encore, utilisation de câbles à fibres optiques au moins à l'extérieur des armoires de protection.
- Application d'un codage de détection d'erreurs approprié des données dans les télégrammes qui garantit que la probabilité d'erreurs résiduelles est en dessous des limites acceptables pour le taux d'erreur sur les bits donné. L'application de ce codage au signal sur la liaison de communication uniquement n'assure cependant pas la protection contre les défaillances des IED. Cela est cependant moins courant comme mentionné ci-dessus.
- Utilisation pour les applications critiques d'au moins deux pas de séquence comme pour les commandes sélectionner-avant-exécuter (SBO) pour les commandes de commutation et les vérifications d'intégrité appropriées, si elles ne sont pas interdites par les fonctions d'application comme pour les déclenchements provenant de la protection.

L'application de ces mesures est hors du domaine d'application de cette Partie 5 mais l'intégrité des données exigée doit être considérée lorsqu'on modélise les services (CEI 61850-7-2, par exemple SBO) et lorsqu'on définit la mise en correspondance (CEI 61850-8-x, 61850-9-x, par exemple le codage), la mise en œuvre de la norme et la sélection des équipements de communication.

11.3.3 Fiabilité

11.3.3.1 Sécurité et sûreté de fonctionnement

Pour ce qui concerne les divers programmes de protection, la brochure technique 192 de la Cigre (TB192) (voir bibliographie) traite des exigences de protection pour les interfaces de téléprotection et les canaux de communication. Le terme "téléprotection" fait référence à la

protection de ligne en tant que telle ou à l'équipement nécessaire pour assurer l'interface entre l'équipement de protection et le réseau de télécommunication. Ces liaisons de communication généralement situées entre les postes peuvent également être utilisées pour des automatismes non protecteurs tels que le verrouillage. Ce paragraphe s'intéresse plus particulièrement à la communication en fonction des exigences de sécurité et de sûreté de fonctionnement. Ces exigences s'appliquent tant à l'intérieur qu'à l'extérieur du poste, le cas échéant.

11.3.3.2 Exigences de sécurité pour les programmes de protection

S "Sécurité" signifie la sécurité contre des "commandes indésirables", par exemple des ouvertures ou déclenchements indésirables de protection s'ils ne sont pas demandés par le programme de protection en situation réelle. Si la probabilité de commandes indésirables est P_{uc} , la sécurité S est définie comme suit

$$S = 1 - P_{uc}$$

Ces exigences de sécurité pour les programmes de protection en matière de télécommunication sont indiquées dans les Tableaux 6-1-1 et 6-1-2 du document TB192 selon une classification de "moyenne" à "élevée" avec une référence à la CEI 60834-1. La Figure 21 de la CEI 60834-1:1999 montre que P_{uc} doit être inférieure à 10^{-4} pour les programmes de blocage et jusqu'à 10^{-8} pour les programmes inter-déclenchement. Par conséquent, le chemin de communication complet, comprenant l'application de protection dans l'IED de déclenchement, doit permettre d'utiliser une P_{uc} inférieure à 10^{-8} pour les programmes de protection inter-déclenchement. La division entre les différents contributeurs relève de la modélisation et de la répartition des fonctions. Ces exigences s'appliquent tant à l'intérieur qu'à l'extérieur du poste, le cas échéant. Le Tableau 5 récapitule les classes de sécurité.

Tableau 5 – Classes de sécurité

Classe de sécurité: $S = 1 - P_{uc}$		P_{uc}	Application
S1	Moyenne	10^{-4}	Programmes de blocage
S2	Elevée	10^{-8}	Programmes inter-déclenchement

11.3.3.3 Exigences de sûreté de fonctionnement pour les plans de protection

La sûreté de fonctionnement D signifie la sûreté de fonctionnement vis-à-vis de "commandes manquantes", c'est-à-dire pour des déclenchements de protection manquants s'ils ne sont pas demandés par le programme de protection en situation réelle. Si la probabilité de commandes manquantes est P_{mc} , la sûreté de fonctionnement est définie comme suit

$$D = 1 - P_{mc}$$

Les exigences de "sûreté de fonctionnement" pour les programmes de protection en matière de télécommunications sont indiquées dans les Tableaux 6-1-1 et 6-1-2 du document TB192 selon une classification de "moyenne" à "élevée" avec une référence à la CEI 60834-1. La Figure 21 de la CEI 60834-1:1999 montre qu'il convient que P_{mc} soit inférieure à 10^{-2} pour les plans de données de portée inférieure autorisés et jusqu'à 10^{-4} pour les programmes inter-déclenchement. La Figure 21 montre également qu'il convient que le "temps de transmission maximal réel" soit < 10 ms pour tous les programmes de protection (voir également 12.2.1.1 ci-dessus).

Par conséquent, le chemin de communication complet, comprenant l'application de protection dans l'IED de déclenchement, doit permettre d'utiliser une probabilité de latence de message > 10 ms inférieure à 10^{-4} pour les programmes de protection inter-déclenchement. La division entre les différents contributeurs relève de la modélisation et de la répartition des fonctions.

Ces exigences s'appliquent tant à l'intérieur qu'à l'extérieur du poste, le cas échéant. Le Tableau 6 récapitule les classes de sûreté de fonctionnement.

Tableau 6 – Classes de sûreté de fonctionnement

Classe de sûreté de fonctionnement: D = 1 - P_{mc}		P_{mc}	Application
D1	Faible	10^{-2}	Programmes inter-déclenchement
D2	Moyenne	10^{-3}	
D3	Elevée	10^{-4}	Plans de données de portée inférieure autorisées
D4	Très élevée	10^{-5}	

11.3.4 Disponibilité

11.3.4.1 Disponibilité en général

La disponibilité est la probabilité qu'un système soit opérationnel à un moment donné. La disponibilité dépend de deux facteurs: le taux de défaillance des éléments et le taux de réparation. Le taux de défaillance peut être amélioré grâce à des éléments de meilleure qualité, la surveillance d'état et la redondance. Le taux de réparation dépend pour sa part de la stratégie de maintenance de l'opérateur et ne relève pas du domaine d'application de la présente norme.

Le niveau de disponibilité requis doit être fourni par la conception du système. Il peut dans de nombreux cas être nécessaire d'utiliser des éléments redondants. Si la disponibilité prévue est dégradée et se révèle insuffisante, les éléments redondants doivent être activés automatiquement, si possible. Si cette possibilité existe mais si l'activation dure trop longtemps, le système à l'étude passe normalement à un état de sécurité. Le délai maximal, par exemple en cas d'interruption de la communication, que le système tolère est appelé temps de grâce. Le temps de grâce relatif à la communication dépend de la fonction activée par le système de communication. Il est nécessaire que le délai de récupération du système soit plus court que son temps de grâce.

Les exigences suivantes s'appliquent dans le cadre du critère de premier défaut, c'est-à-dire que si un défaut survient, une deuxième défaillance non associée affectant le système est supposée ne pas se produire avant réparation de la première. En particulier, les défaillances de mode commun sont censées être exclues de par la conception (par exemple alimentations séparées pour des éléments redondants en paire). Selon cette hypothèse, la probabilité d'une défaillance du système est définie par la probabilité d'occurrence d'une deuxième défaillance avant réparation de la première.

11.3.4.2 Disponibilité de poste

Les postes comme nœuds dans le système électrique fonctionnent en permanence tous les jours de l'année et sont rarement arrêtés pour raison de maintenance. Cela s'applique également aux autres systèmes d'automatisation des systèmes électriques, par exemple les centrales électriques. Le retrait et la réinsertion de composants en service sont des opérations communément nécessaires, le cas échéant. Cela signifie que les mêmes critères s'appliquent pour l'insertion de composants redondants en cas de défaillance tout comme pour la réinsertion de composants réparés.

Dans les systèmes de puissance protégés, une défaillance d'un composant de protection peut donner lieu à l'une des deux situations suivantes:

- surprotection: le système électrique est arrêté inutilement;

- sous-protection: le système électrique n'est plus protégé; des défauts internes ultérieurs ou des menaces extérieures survenant dans cet état peuvent provoquer des pertes graves.

Pour cette deuxième classe de systèmes de protection, la CEI 61508 privilégie à la place du terme "disponibilité" la notion de "probabilité de défaillance sur sollicitation (PFD – Probability to Fail on Demand)" qui exprime la probabilité qu'un système soit dans un état non protégé lorsqu'un défaut survient.

11.4 Exigences relatives au système de communication

11.4.1 Défaillances de communication

Les défaillances du système de communication peuvent avoir plusieurs effets:

- incapacité à commander tout ou partie de l'installation. Cette situation peut être tolérée pendant un certain temps (par exemple, quelques secondes selon les exigences de l'opérateur) car les manœuvres de commutation contrôlées sont peu fréquentes;
- incapacité à déterminer l'état de l'installation suite à une situation de défaut provoquant une surprotection. Par exemple, si le réseau de communication est utilisé pour la protection de différentiel de courant, le fait de ne pas calculer le différentiel ni vérifier le zéro du fait de modifications imprévues dans le chemin de communication (changement brusque de délai) peut déclencher l'ordre d'ouverture de protection;
- incapacité à étendre l'opération de protection en blocage inverse provoquant une surprotection. Par exemple, des parties du poste plus importantes qu'il n'est nécessaire peuvent être arrêtées (perte de sélectivité).

Lorsque le système de communication est utilisé directement pour activer les éléments de protection, la disponibilité du système de communication dépend de la sécurité (sous-protection). Dans ce cas, il convient d'observer que ces composants sont totalement redondants (par exemple protection principale/de secours).

S'agissant de la définition de l'opérabilité d'un système de communication, on peut distinguer deux niveaux d'exigences:

- définition opérationnelle forte qui spécifie que le système de communication n'est opérationnel que lorsque tout nœud peut communiquer avec n'importe quel autre nœud;
- définition opérationnelle faible qui spécifie que le système de communication est en mode dégradé tout en étant toujours opérationnel uniquement lorsqu'un nœud n'est pas opérationnel et qu'il n'est pas secouru par un nœud redondant. Cela suppose que dans le poste ou le système électrique, des zones fonctionnelles indépendantes peuvent être définies. Cela indique, par exemple, que la défaillance d'une fonction dans une zone n'a pas d'incidence sur une fonction dans l'autre zone.

Compte tenu de la complexité de l'automatisation du poste ou de l'automatisation des systèmes électriques, toute analyse par fonction peut se révéler trop complexe à réaliser. Dans les postes, les deux zones de communication à considérer peuvent être le bus de poste et le bus de processus avec fonctionnalités dédiées. Dans ce cas, la définition faible peut être appliquée. Si des parties de la fonctionnalité du bus de processus et du bus de poste sont fusionnées sur le même système de communication, la définition plus forte s'applique.

11.4.2 Exigences relatives à la communication niveau poste et cellule

La communication et ses exigences peuvent être regroupées. La communication verticale est la communication entre différents niveaux de commande, l'horizontale est la communication au sein du même niveau de commande.

- Communication verticale, par exemple entre SCADA ou l'équipement de téléconduite au niveau poste et des IED au niveau cellule qui assurent principalement la conduite.

Des interruptions de communication peuvent se produire tant qu'elles ne perturbent pas l'opérateur humain de sorte que le temps de grâce est relativement long mais aucun événement ne doit être perdu. L'exigence "aucune perte d'événement" peut être couverte par une combinaison de retransmission et de mise en mémoire tampon des événements dans les IED.

- Communication horizontale entre des IED, notamment au niveau cellule. Une interruption de la communication ne doit pas provoquer une perte de commande, par exemple le fait qu'un organe de coupure ne peut pas être activé, car le verrouillage suppose, du fait du manque de communication, qu'un autre organe de coupure est dans un état non défini. Dans certaines applications, la communication horizontale est également utilisée pour exécuter un blocage décalé ou inverse. Un dysfonctionnement de la communication horizontale provoque alors une surprotection car des parties non défaillantes du poste ou du système électrique peuvent être arrêtées par mesure de précaution du fait que la source exacte du défaut ne peut pas être identifiée. Le temps de grâce est par conséquent assez court.
- Les mêmes interconnexions faibles et fortes des fonctions peuvent se produire également au-delà du poste.

11.4.3 Exigences relatives à la communication au niveau processus

Pour ce qui concerne le niveau processus, le terme vertical ou horizontal ne peut pas être défini sans ambiguïté. Dans la mesure où ces services sont critiques pour le fonctionnement du poste, le processus doit être conçu de sorte qu'aucune sous-protection ne puisse se produire. Le besoin d'une transmission à temps critique des échantillons synchronisés dans un flux de données revêt une importance particulière. Le temps de récupération acceptable pour le flux d'échantillons dépend de l'algorithme; quelques pertes d'échantillons sont généralement tolérées. Une sous-protection peut avoir lieu si la communication qui envoie des ordres d'ouverture simples au disjoncteur est interrompue. Par conséquent, cette interruption doit être détectée et gérée avant que ne survienne le déclenchement. En règle générale, la sous-protection doit être limitée par le programme de protection appliqué.

11.4.4 Exigences relatives au délai de récupération

Le tableau suivant donne un exemple d'exigences de délai de récupération sur une base de communication d'extrémité (émetteur) à extrémité (récepteur) dans le domaine d'automatisation de poste. En cas de récupération au cours du temps spécifié, la fonction est considérée comme toujours disponible. Si la récupération dure plus longtemps, la fonction est considérée comme n'étant plus disponible. Le délai de récupération de la communication (comme fonction de service) doit être plus court que celui de l'application (comme fonction d'application à réaliser). Le Tableau 7 présente des exemples.

Tableau 7 – Exigences relatives au délai de récupération (exemples)

Partenaires de communication	Délai de récupération d'application	Délai de récupération de communication
SCADA vers IED, client-serveur	800 ms	400 ms
IED vers IED, verrouillage	12 ms	4 ms
IED vers IED, blocage inverse		
Déclenchement de protection, à l'exclusion de la protection de jeu de barres	8 ms	4 ms
Protection de jeu de barres	< 1 ms	sans discontinuité
Valeurs échantillonnées	Moins de quelques échantillons consécutifs	sans discontinuité
NOTE Le temps de récupération absolu n'est pas très important si une récupération n'est que rarement nécessaire, c'est-à-dire si même avec des temps de récupération longs, le temps de réponse spécifié reste dans la classe de sûreté de fonctionnement spécifiée.		

11.4.5 Exigences relatives à la redondance de communication

La redondance ne constitue pas une exigence de base, elle représente une option pour obtenir la disponibilité requise. La redondance de communication dans l'automatisation de poste ou les systèmes de centrale électrique implique une redondance à double port. Il doit être pris en compte que tout IED peut avoir deux ports qui envoient ou reçoivent des données de manière redondante. Il doit être possible de connecter les appareils équipés d'un seul port à un réseau redondant, le cas échéant. Les IED à deux ports ne doivent pas nécessiter une configuration de communication dédiée par rapport aux IED non redondants. La redondance à double port doit être prise en charge de la même manière sur tous les niveaux, le cas échéant. Des liaisons de communication redondantes peuvent également être requises au-delà du poste ou de l'installation.

L'un des objectifs de la norme est d'utiliser des moyens de communication répandus faisant référence à la pile de communication (codage/décodage). Ces moyens de communication répandus peuvent également être utilisés par d'autres protocoles de communication. Pour favoriser des systèmes dont les sous-systèmes CEI 61850 et autres sous-systèmes peuvent bénéficier de l'utilisation de la même infrastructure de communication, la redondance doit être basée sur un niveau de pile commun non spécifique à la CEI 61850.

En raison de la présence d'appareils de communication ou d'autres protocoles non CEI 61850 (voir ci-dessus), toute gestion de réseau ne doit pas nécessairement reposer sur des niveaux de pile dédiés à la CEI 61850. Cependant, il doit être possible de consigner les résultats de la supervision comme des données CEI 61850.

11.5 Exigences de performance du système

Afin de s'assurer que les temps de transmission spécifiés à l'Article 10 sont respectés dans toutes les conditions et contraintes de fonctionnement du poste avec la sûreté de fonctionnement requise, il est nécessaire que la performance dynamique soit prise en considération et étudiée pendant la phase de planification, notamment en cas de situations en sursis nécessitant des actions associées au processus.

La CEI/TR 61850-1 définit les principaux types de postes avec des exemples de niveaux de fonctionnalité typiques. Un certain nombre de structures de bus possibles sont également présentées; il est nécessaire que la structure réelle des bus de communication soit choisie sur la base des exigences et de la classe de performance requise, comme indiqué au 11.1.2.

12 Exigences complémentaires pour le modèle de données

12.1 Sémantique

Pour l'interopérabilité, un modèle de données doit décrire la sémantique des données échangées du point de vue de l'utilisateur.

12.2 Identification et adressage des nœuds logiques et physiques

L'objet des systèmes d'automatisation des systèmes électriques est de faire fonctionner le système de puissance. Par conséquent, les objets du système électrique sont étroitement liés à ceux du système d'automatisation et doivent de ce fait être utilisés pour l'identification des objets de ce dernier.

Par conséquent, pour le programme d'adressage logique dans les systèmes d'automatisation des systèmes électriques, par exemple le domaine d'automatisation de poste, la structure hiérarchique de nom et le dictionnaire des données d'objet spécialisés pour les postes électriques tels que la série CEI 81346 doivent être utilisés.

Étant donné que les communications ont lieu entre des nœuds logiques qui ne sont pas spécifiquement affectés aux appareils, chaque nœud logique (LN) doit être adressable en lui-même (exigence).

12.3 Autodescription

Le modèle de données doit avoir les caractéristiques suivantes:

- Une autodescription doit être fournie par tous les appareils concernant les fonctions (LN) et les données transmissibles. Des règles normalisées doivent permettre des extensions interopérables dans le cadre de la norme. Ces deux points suppriment le besoin d'introduire une gamme privée dans la norme.
- Les interfaces IHM, outre les informations contenues dans le modèle de données, nécessitent également des informations textuelles qu'il convient de récupérer du système en anglais et au minimum, en option, dans la langue de l'opérateur. Ceci peut nécessiter des champs de texte dans les objets de données du modèle de données. La présentation des informations elles-mêmes par l'IHM n'entre pas dans le domaine d'application de la présente norme.
- Pour éviter toute ambiguïté dans la communication machine-machine, c'est-à-dire pour l'échange de données sans interférence de l'opérateur, les identifiants de données et d'attributs doivent être compréhensibles par des machines sans interprétation humaine.

12.4 Points d'ordre administratif

Il convient que les parties du modèle de données hébergées par les IED puissent être récupérées au moyen de procédures simples.

Le modèle de données doit également définir les données importantes pour maintenir l'interopérabilité tout au long du cycle de vie du système, telles que l'identification de version et les indices de révision.

Le modèle de données doit également fournir toutes les données relatives à la gestion des actifs depuis les informations de plaque signalétique statiques jusqu'aux informations dynamiques sur la condition des actifs.

Annexe A (informative)

Nœuds logiques et PICOM associés

Les exemples suivants concernent le domaine d'automatisation de poste.

Les PICOM sont définis du point de vue de la source. Pour une description compacte, les PICOM communs à de nombreux LN de protection sont combinés en groupes de PICOM. (voir Tableau A.1).

Les noms de LN utilisés dans le Tableau A.2 font référence aux abréviations/acronymes définis dans la CEI 61850-5 avec la syntaxe systématique utilisée dans la CEI 61850 concernant les exigences fonctionnelles (voir 8.5.2).

Tableau A.1 – Groupes de PICOM

Gr	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
Traitement de défaut avec démarrage (P_fh_1)		P...					
	Indication de démarrage	P...	CALH	IHMI	ITCI		
	Indication d'ouverture	P...	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	
	Commande d'ouverture	P...	XCBR				
	Réglages	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	Information de défaut	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	<Selon la fonction/quelques exemples fournis>	P...					
Traitement de défaut sans démarrage (P_fh_2)		P...					
	Indication d'ouverture	P...	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	
	Commande d'ouverture	P...	XCBR				
	Réglages	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	Information de défaut	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	<Selon la fonction/quelques exemples fournis>	P...					
Traitement de défaut sans démarrage et ouverture (P_fh_3)		P...					
	Indication de déclenchement	P...	CALH	IHMI	ITCI		
	Déclenchement	P...	P...	R ...	A ...	C...	
	Réglages	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	Information de défaut	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	<Selon la fonction/quelques exemples fournis>	P...					

Tableau A.2 – Liste des nœuds logiques

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
Protection de défaut de terre fugitif		PTEF					
	P_fh_3	PTEF	CALH	IHMI	ITCI	P...R...	A...C...
	<signature de défaut>	PTEF					
Protection de vitesse nulle et minimale		PZSU					
	P_fh_1	PZSU	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Rotor bloqué>	PZSU	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
	<Sous-vitesse>	PZSU	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
Protection de distance		PDIS					
	P_fh_1	PDIS	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Impédance de défaut Z>	PDIS					
	Actionné	PDIS	RREC				
	Déclenchement	PDIS	RDRE	RFLO			
Protection de tension par Hz		PVPH					
	P_fh_1	PVPH	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
Protection de tension minimale		PTUV					
	P_fh_1	PTUV	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<tension minimale>	PTUV					
Protection de puissance directionnelle/inverse		PDPR					
	P_fh_1	PDPR	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<direction de puissance>	PDPR					
Protection directionnelle de défaut de terre wattmétrique		PSDE					
	P_fh_1	PSDE	CALH	IHMI	ITCI	XCBR	
	<direction de défaut>	PSDE					
Protection à minimum de courant et puissance		PUCP					
	P_fh_1	PUCP	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<courant minimal>	PUCP					
	<puissance minimale>	PUCP					
Perte de protection de champ/excitation minimale		PUEX					
	P_fh_1	PUEX	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Valeur de champ>	PUEX					
Protection de courant de phase inverse ou équilibrée		PPBR					
	P_fh_1	PPBR	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<séquence de phase>	PPBR					
	<composante de séquence de phase négative>	PPBR					
Protection de tension de séquence de phase		PPBV					
	P_fh_1	PPBV	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<séquence de phase>	PPBV					
Protection de démarrage de moteur		PMSU					
	P_fh_1	PMSU	CALH	IHMI	ITCI	ZMOT	XCBR
	<Redémarrage inhibé>	PMSU					
	<Temps d'inhibition de redémarrage>	PMSU					
Protection de surcharge, protection thermique		PTTR					
	P_fh_1	PTTR	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Température réelle>	PTTR					
	<Courant intégré>	PTTR					
Protection de surcharge thermique rotor		PROL					
	P_fh_1	PROL	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Température réelle>	PROL					
	<Courant intégré>	PROL					

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
Protection de surcharge thermique stator		PSOL					
	P_fh_1	PSOL	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Température réelle>	PROL					
	<Courant intégré>	PROL					
Protection instantanée contre surintensité ou vitesse de montée		PIOC					
	P_fh_1	PIOC	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<courant de crête>	PIOC					
	<gradient de courant>	PIOC					
Relais de surintensité temporisée en courant alternatif le même vaut pour		PTOC					
	P_fh_1	PTOC	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<courant de crête>	PTOC					
Protection de tension contrôlée/Surintensité temporisée		PVOC					
	P_fh_1	PVOC	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<courant de crête>	PVOC					
Protection de facteur de puissance		PPFR					
	P_fh_1	PPFR	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<facteur de puissance>	PPFR					
Protection de surtension		PTOV					
	P_fh_1	PTOV	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<tension maximale>	PTOV					
Protection de surtension CC		PDOV					
	P_fh_1	PDOV	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
Protection d'équilibre de tension ou courant		PVCB					
	P_fh_1	PVCB	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Différence de tension>	PVCB					
Protection de défaut à la terre / détection de terre		PHIZ					
	P_fh_1	PHIZ	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Courant zéro>	PHIZ					
Défaut à la terre rotor		PREF					
	P_fh_1	PREF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Courant zéro>	PREF					
Défaut à la terre stator		PSEF					
	P_fh_1	PSEF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Courant zéro>	PSEF					
Défaut inter-spire		PITF					
	P_fh_1	PITF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Courant zéro>	PITF					
Protection directionnelle contre surintensité CA		PDOC					
	P_fh_1	PDOC	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<courant de crête>	PDOC					
	<direction>	PDOC					
Protection directionnelle de défaut à la terre		PDEF					

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
	P_fh_1	PDEF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<courant de crête>	PDEF					
	<direction>	PDEF					
Surintensité temporisée CC		PDCO					
	P_fh_1	PDCO	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<courant de crête>	PDCO					
Protection d'angle de phase ou hors pas (ouverture)		PPAM					
	P_fh_1	PPAM	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<angle de phase>	PPAM					
Protection de fréquence		PFRQ					
	P_fh_1	PFRQ	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Fréquence>	PFRQ					
	<Changement de taux>	PFRQ					
	Rétablissement libération	PFRQ	GAPC				
	Demande de délestage	PFRQ	GAPC				
Protection différentielle (voir ci-dessous)		PDIF					
Protection de comparaison de phase		PPDF					
	P_fh_1	PPDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<différence d'angle de phase>	PPDF					
Protection différentielle de ligne		PLDF					
	P_fh_2	PLDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Différence de courant>	PLDF					
	Actionné	PLDF	RREC				
	Déclenchement	PLDF	RDRE				
Protection limitée de défaut à la terre		PNDF					
	P_fh_2	PNDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Différence de courant>	PNDF					
Protection différentielle de transformateur		PTDF					
	P_fh_2	PTDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Différence de courant>	PTDF					
Protection de jeu de barres		PBDF					
	P_fh_2	PBDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Différence de courant>	PBDF					
	<Information de zone défailante>	PBDF					
Protection différentielle de moteur		PMDF					
	P_fh_2	PMDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Courant de démarrage>	PMDF					
	<Valeur de violation>	PMDF					
Protection différentielle de générateur		PGDF					
	P_fh_2	PGDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Différence de courant>	PGDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<Tension maximale>	PDOV					

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
Enregistrement de perturbation (acquisition au niveau cellule/processus)		RDRE					
	Enregistrement défaut	RDRE	RDRS				
	<heure et date d'enreg.>	RDRE					
	<Cause d'enreg.>	RDRE					
	<données de forme d'onde>	RDRE					
	<phase de courant 1>	RDRE					
	<phase de courant 2>	RDRE					
	<phase de courant 3>	RDRE					
	<phase de tension 1>	RDRE					
	<phase de tension 2>	RDRE					
	<phase de tension 3>	RDRE					
	<Données d'événement>	RDRE					
	<réglages>	RDRE					
	<dernier défaut de paramètres>	RDRE					
	<dernier défaut de paramètres -1>	RDRE					
	<dernier défaut de paramètres -2>	RDRE					
	Enregistreur défectueux	RDRE	CALH	IHMI	ITCI	RDRS	
	Mémoire enregist. pleine	RDRE	CALH	IHMI	ITCI	RDRS	
	Enregistreur activé	RDRE	CALH	RDRS			
	Déclenchement	RDRE	RDRE				
	Réglages	RDRE	IHMI	ITCI	RDRS		
Enregistrement de perturbation (évaluation au niveau poste)		RDRS					
	Date et heure	RDRS	RDRE				
	Enregistrement défaut	RDRS	IARC				
	<heure et date d'enreg.>	RDRS					
	<Cause d'enreg.>	RDRS					
	<données de forme d'onde>	RDRS					
	<phase de courant 1>	RDRS					
	<phase de courant 2>	RDRS					
	<phase de courant 3>	RDRS					
	<phase de tension 1>	RDRS					
	<phase de tension 2>	RDRS					
	<phase de tension 3>	RDRS					
	<Données d'événement>	RDRS					
	<réglages>	RDRS					
	<dernier défaut de paramètres>	RDRS					
	<dernier défaut de paramètres -1>	RDRS					
	<dernier défaut de paramètres -2>	RDRS					
	Réglages	RDRS	IHMI	ITCI	RDRE		
Réenclenchement automatique		RREC					
	Alarmes	RREC	CALH				
	Événements	RREC	CALH				

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
	État ré-enclenchement auto de cellule	RREC	IHMI	ITCI			
	Commandes vers disjoncteur directement ou or via CPOW	RREC	XCBR	CPOW			
	<Fermeture vers disjoncteur>	RREC					
	Demande sync	RREC	RSYN				
	Commande vers disjoncteur avec commutation contrôlée	RREC	CSWI				
	<Fermeture vers disjoncteur>	RREC					
	Réglages	RREC	IHMI	ITCI			
Panne de disjoncteur		RBRF					
	Information de défaut	RBRF	IHMI	ITCI			
	Indication d'ouverture	RBRF	CALH	IHMI	ITCI		
	Commande d'ouverture	RBRF	XCBR				
	Réglages	RBRF	IHMI	ITCI			
Protection de porteuse ou fil pilote		RCPW					
	P_fh_3	PMDf	CALH	IHMI	ITCI	P...R...	A...C...
Fonction de localisation de défaut		RFLO					
	Localisation de défaut	RFLO	IHMI	ITCI			
	Réglages	RFLO	IHMI	ITCI			
Synchrovérification		RSYN					
	Dans indication de synchronisme	RSYN	CSWI	IHMI	ITCI	RREC	GAPC
	Réglages	RSYN	IHMI	ITCI			
Blocage oscillation de puissance		RPSB					
	P_fh_3	PMDf	CALH	IHMI	ITCI	P...R...	A...C...
Traitement d'alarme		CALH					
	Surveillance fonction	CALH	IHMI	ITCI	SSYS		
	Alarmes (somme)	CALH	IHMI	ITCI			
	Indication d'alarme	CALH	IHMI	ITCI			
	Mise à jour liste alarmes	CALH	IHMI	ITCI			
	Alarmes (liste)	CALH	IARC				
	Acquittement	CALH	IHMI	ITCI			
	Indication d'événement	CALH	IHMI	ITCI			
	Événements (somme)	CALH	IHMI	ITCI			
	Mise à jour liste d'événements	CALH	IHMI	ITCI			
	Événements (liste historique)	CALH	IARC				
	Réglages	CALH	IHMI	ITCI			
Dispositif de commande de commutateur (traitement de commande au niveau cellule)		CSWI					
	Commandes vers commutateur directement ou via CPOW le cas échéant	CSWI	X...	XCBR	XSWI	CPOW	
	<commutateur ON>	CSWI					
	<commutateur OFF>	CSWI					
	Surveillance fonction	CSWI	CALH	IHMI	ITCI		
	Indications	CSWI	SSYS				
	Événements / Changement position	CSWI	CALH	IHMI	ITCI		

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
	Indication de positions	CSWI	IHMI	ITCI			
	Information de non fonctionnement	CSWI	IHMI	ITCI			
	Libérations	CSWI	IHMI	ITCI			
	Demande	CSWI	CILO				
	Demande sync	CSWI	RSYN				
	Réglages	CSWI	IHMI	ITCI			
Dispositif de commande disjoncteur en point sur l'onde		CPOW					
	Commandes vers disjoncteur directement	CPOW	XCBR				
	<Disjoncteur ON>	CPOW					
	<Disjoncteur OFF>	CPOW					
	Surveillance fonction	CPOW	CALH	IHMI	ITCI		
	Indications	CPOW	SSYS				
	Événements / Changement position	CPOW	CALH	IHMI	ITCI		
	Indication de positions	CPOW	IHMI	ITCI			
	Information de non fonctionnement	CPOW	IHMI	ITCI			
	Libérations	CPOW	IHMI	ITCI			
	Réglages	CPOW	IHMI	ITCI			
Verrouillage		CILO					
	Événements	CILO	CALH	IHMI	ITCI	SSYS	
	Indications	CILO	CSWI	IHMI	(CILO)	SSYS	
	Libérations	CILO	CSWI	(CILO)			
	Demande	CILO	(CILO)				
	Position d'appareillage de commutation	CILO	(CILO)				
	Réglages	CILO	IHMI	ITCI	(CILO)		
Interface opérateur au niveau appareil ou poste – même pour		IHMI					
Interface de contrôle à distance (peut-être avec certaines restrictions)		ITCI					
	Acquittement	IHMI	CALH				
	Commandes	IHMI	GGIO	GAPC	...		
	Commandes vers appareillage de commutation et transformateurs	IHMI	CSWI	ATCC			
	Exemples	IHMI					
	<Commutateur ON>	IHMI					
	<Commutateur OFF>	IHMI					
	<changeur de prise UP>	IHMI					
	<changeur de prise DOWN>	IHMI					
	Indications	IHMI	CALH	ITCI	IHMI	ITMI	SSYS
	Réglages (pour configuration/manœuvre vers tous LN si applic.)	IHMI	P...	A ...	C...	I...	A ...
	Réglages (pour configuration/manœuvre vers tous LN si applic.)	IHMI	G...	M ...	L...	T...	X...
	Réglages (pour configuration/manœuvre vers tous LN si applic.)	IHMI	Y...	Z...	S...		
	Exemples	IHMI					

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
	<Date et heure>	IHMI					
	<Mode de fonctionnement>	IHMI					
	<En service>	IHMI					
	<Libération ré-enclenchement>	IHMI					
	<paramètres pour disjoncteur>	IHMI					
	<paramètres pour sectionneurs>	IHMI					
	<paramètres pour changeur de prise >	IHMI					
	<paramètres pour acquisition données de courant>	IHMI					
Interface de surveillance à distance		ITMI					
	Acquittement	ITMI	CALH	IHMI			
	Commandes (le cas échéant/pas de manœuvre de l'appareillage de commutation)	ITMI	GGIO	GAPC	ATCC	...	
	Réglages (pour configuration/manœuvre vers tous LN si applic.)	ITMI	P...	A ...	C...	I...	A ...
	Réglages (pour configuration/manœuvre vers tous LN si applic.)	ITMI	G...	M ...	L...	T...	X...
	Réglages (pour configuration/manœuvre vers tous LN si applic.)	ITMI	Y...	Z...	S...		
Archivage		IARC					
	Événements	IARC	IHMI	ITCI			
	Surveillance fonction	IARC	IHMI	ITCI			
	Indications	IARC	IHMI	ITCI	SSYS		
	Valeurs stockées/enregistrements	IARC	IHMI	ITCI	ITMI	RDRS	
	<enregistrements de perturbations>	IARC					
	<statistiques>	IARC					
	Réglages	IARC	IHMI	ITCI	ITMI		
Commande automatique de changeur de prise		ATCC					
	Commandes	ATCC					
	<changeur de prise UP>	ATCC	YLTC				
	<changeur de prise DOWN>	ATCC	YLTC				
	Manœuvre d'appareillage de commutation	ATCC	CSWI				
	Surveillance fonction	ATCC	CALH	IHMI	ITCI		
	<état M-Processus non o.k.>	ATCC					
	<état périphériques non o.k. >	ATCC					
	<état sous-unités>	ATCC					
	<tension d'alimentation>	ATCC					
	<débordement tampon instantané>	ATCC					
	<erreur de fonctionnement parallèle>	ATCC					
	Surveillance de fonctionnement	ATCC	CALH	IHMI	ITCI		
	<sous-tension>	ATCC					
	<surtension>	ATCC					
	<surintensité>	ATCC					
	Mode de fonctionnement	ATCC	IHMI	ITCI			
	<fonctionnement local>	ATCC					
	<fonctionnement à distance>	ATCC					

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
	<fonctionnement manuel>	ATCC					
	<fonctionnement automatique>	ATCC					
	<fonctionnement simple>	ATCC					
	<fonctionnement parallèle>	ATCC					
	Réglages	ATCC	IHMI	ITCI			
	<fonctionnement local>	ATCC					
	<fonctionnement à distance>	ATCC					
	<fonctionnement manuel>	ATCC					
	<fonctionnement automatique>	ATCC					
	<limite sous-tension>	ATCC					
	<limite surtension>	ATCC					
	<limite surintensité>	ATCC					
	<point de consigne sélectionné>	ATCC					
	<comp. ligne sélectionnée.>	ATCC					
Contrôle automatique de tension		AVCO					
	Commandes	AVCC					
	<changeur de prise UP>	AVCC	YLTC				
	<changeur de prise DOWN>	AVCC	YLTC				
	Surveillance fonction	AVCO	CALH	IHMI	ITCI		
	Mode de fonctionnement	AVCO	CALH	IHMI	ITCI		
	Réglages	AVCO	IHMI	ITCI			
Contrôle de réactif		ARCO					
	Surveillance fonction	ARCO	CALH	IHMI	ITCI		
	Mode de fonctionnement	ARCO	CALH	IHMI	ITCI	ZRRC	ZTCR
	Réglages	ARCO	IHMI	ITCI			
	Manœuvre d'appareillage de commutation	ARCO	CSWI				
Contrôle de neutraliseur de défaut à la terre (Bobine de Petersen)		ANCR					
	Commandes	ANCR					
	<noyau d'immersion UP>	ANCR	YEFN				
	<noyau d'immersion DOWN>	ANCR	YEFN				
	Surveillance fonction	ANCR	CALH	IHMI	ITCI		
	Mode de fonctionnement	ANCR	CALH	IHMI	ITCI		
	Réglages	ANCR	IHMI	ITCI			
Déclenchement tension zéro		AZVT					
	P_fh_2	PGDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
Contrôle automatique de processus (générique, programmable)		GAPC					
	Exemples ci-dessous:	GAPC					
Délestage		GAPC					
	Surveillance fonction	GAPC	IHMI	ITCI			
	Mode de fonctionnement	GAPC	IHMI	ITCI			
	Indication de fonctionnement	GAPC	IHMI	ITCI			

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
	Manœuvre d'appareillage de commutation	GAPC	CSWI				
	Réglages	GAPC	IHMI	ITCI			
Commutation de transfert d'alimentation		GAPC					
	Surveillance fonction	GAPC	IHMI	ITCI			
	Indication de fonctionnement	GAPC	IHMI	ITCI			
	Manœuvre d'appareillage de commutation	GAPC	CSWI				
	Réglages	GAPC	IHMI	ITCI			
Changement de transformateur		GAPC					
	Surveillance fonction	GAPC	IHMI	ITCI			
	Indication de fonctionnement	GAPC	IHMI	ITCI			
	Manœuvre d'appareillage de commutation	GAPC	CSWI				
	Réglages	GAPC	IHMI	ITCI			
Changement de jeu de barres		GAPC					
	Surveillance fonction	GAPC	CALH	IHMI	ITCI		
	Indication de fonctionnement	GAPC	CALH	IHMI	ITCI		
	Manœuvre d'appareillage de commutation	GAPC	CSWI				
	Position d'appareillage de commutation	GAPC	IHMI	ITCI			
	Commandes	GAPC	CSWI				
	Réglages	GAPC	IHMI	ITCI			
Annulation automatique et rétablissement tension		GAPC					
	Surveillance fonction	GAPC	CALH	IHMI	ITCI		
	Indication de fonctionnement	GAPC	IHMI	ITCI			
	Manœuvre d'appareillage de commutation	GAPC	IHMI	ITCI			
	Demande sync	GAPC	RSYN				
	Indications	GAPC	IHMI	ITCI			
	Commandes	GAPC	CSWI				
	Réglages	GAPC	IHMI	ITCI			
Mesure (acquisition et calcul)		MMXU					
	Surveillance fonction	MMXU	CALH	IHMI	ITCI		
	Totaux intégrés	MMXU	IARC	IHMI	ITCI		
	<énergie (quadrant I)>	MMXU					
	<énergie (quadrant II)>	MMXU					
	<énergie (quadrant III)>	MMXU					
	<énergie (quadrant IV)>	MMXU					
	<puissance max (quadrant I)>	MMXU					
	<puissance max (quadrant II)>	MMXU					
	<puissance max (quadrant III)>	MMXU					
	<puissance max (quadrant IV)>	MMXU					
	Valeurs de comptage	MMXU	IHMI	ITCI			
	Réglages	MMXU	IHMI	ITCI	MMXU		
Comptage (acquisition et calcul)		MMTR					
	Surveillance fonction	MMTR	CALH	IHMI	ITCI		

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
	Totaux intégrés	MMTR	IARC	IHMI	ITCI		
	<énergie (quadrant I)>	MMTR					
	<énergie (quadrant II)>	MMTR					
	<énergie (quadrant III)>	MMTR					
	<énergie (quadrant IV)>	MMTR					
	<puissance max (quadrant I)>	MMTR					
	<puissance max (quadrant II)>	MMTR					
	<puissance max (quadrant III)>	MMTR					
	<puissance max (quadrant IV)>	MMTR					
	Valeurs de comptage	MMTR	IHMI	ITCI			
	Réglages	MMTR	IHMI	ITCI			
	Rapports	MMTR	IHMI	ITCI			
Séquences et déséquilibres		MSQI					
	Surveillance fonction	MSQI	CALH	IHMI	ITCI		
	Valeurs calculées	MSQI	IARC	IHMI	ITCI		
Harmoniques et interharmoniques		MHAI					
	Surveillance fonction	MHAI	CALH	IHMI	ITCI		
	Valeurs calculées	MHAI	IARC	IHMI	ITCI		
Appareil de nœud logique		LLNO					
	Données ID	LLNO	IHMI	ITCI	ITMI		
	<identifiants/...>	LLNO					
	Réglages	LLNO	IHMI	ITCI	ITMI		
	<configuration>	LLNO					
Application de sécurité générale		GSAL					
	Événements	GSAL	CALH	IHMI	ITCI	ITMI	
	Données de diagnostic	GSAL	IHMI	ITCI	ITMI		
Disjoncteur		XCBR					
	Surveillance fonction	XCBR	CALH	IHMI	ITCI		
	<position/blocage pour fermeture>	XCBR					
	<position/blocage pour ouverture>	XCBR					
	<Blocage auto réenclenchement>	XCBR					
	<alarme circuit principal>	XCBR					
	<avertissement circuit principal>	XCBR					
	<alarme circuit auxiliaire>	XCBR					
	<avertissement circuit auxiliaire>	XCBR					
	<alarme de mécanisme de fonctionnement>	XCBR					
	<avertissement de mécanisme de fonctionnement>	XCBR					
	<alarme alimentation>	XCBR					
	<avertissement alimentation>	XCBR					
	Événements	XCBR	CALH	IHMI	ITCI		

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
	Indication de position	XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
	<position/disjoncteur ON>	XCBR					
	<position/disjoncteur OFF>	XCBR					
	<position/disjoncteur INTERMED>	XCBR					
	Schéma –s-t	XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
	Indications d'état	XCBR	XCBR	IHMI	ITCI		
	<mode local>	XCBR					
	<mode distant>	XCBR					
	<temps d'ouverture>	XCBR					
	<temps de fermeture>	XCBR					
	<blocage général>	XCBR					
	Grandeurs mesurées/valeurs de compteur	XCBR	TCPT				
	<position/manœuvres compteur, perm>	XCBR					
	<position/manœuvres compteur, réinitialisable>	XCBR					
	<données diverses>	XCBR					
	Données de diagnostic	XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
	Données ID	XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
	<identifiants/...>	XCBR					
	<.../id fabricant>	XCBR					
	<.../id cellule HT>	XCBR					
	<.../adresse>	XCBR					
	<.../version matériel>	XCBR					
	<.../version logiciel>	XCBR					
	<.../version logiciel>	XCBR					
	<plaque signalétique/...>	XCBR					
	<.../tension assignée>	XCBR					
	<.../tension assignée de tenue aux chocs de foudre>	XCBR					
	<.../tension assignée de courte durée de tenue à la fréquence industrielle >	XCBR					
	<.../fréquence assignée>	XCBR					
	<.../courant assigné normal>	XCBR					
	<.../courant assigné de tenue de courte durée>	XCBR					
	<.../courant de coupure assigné>	XCBR					
	<.../cycle de service assigné>	XCBR					
	<.../tension auxiliaire>	XCBR					
	Réglages	XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
	Sectionneur/commutateur de terre/...	XSWI					
	Surveillance fonction	XSWI	CALH	IHMI	ITCI		
	Événements	XSWI	CALH	IHMI	ITCI		
	Indication de position	XSWI	IHMI	ITCI			
	<position ON>	XSWI					
	<position OFF>	XSWI					
	<position INTERMED>	XSWI					

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
	Schéma –s-t	XSWI	IHMI	ITCI			
	Réglages	XSWI	IHMI	ITCI			
Surveillance de support d'isolation, par exemple GIS-SF6-Mon.		SIMS					
	Surveillance fonction	SIMS	CALH	IHMI	ICTI		
	Alarmes	SIMS	CALH	IHMI	ICTI		
	<basse pression alarme 3 >	SIMS					
	Événements	SIMS	IHMI	ICTI			
	<surpression>	SIMS					
	<basse pression avertissement 1>	SIMS					
	<basse pression avertissement 2>	SIMS					
	Données de diagnostic	SIMS	IHMI	ICTI			
	Réglages	SIMS	IHMI	ICTI			
Surveillance GIS-ARC		SARC					
	Surveillance fonction	SARC	CALH	IHMI	ITCI		
	Alarmes	SARC	CALH	IHMI	ITCI		
	<occurrence alarme ARC>	SARC					
	Événements	SARC	CALH	IHMI	ITCI		
	Données de diagnostic	SARC	IHMI	ITCI			
	Réglages	SARC	CSDA	IHMI	ITCI		
Surveillance GIS-PD		SPDC					
	Surveillance fonction	SPDC	CALH	IHMI	ICTI		
	Événements	SPDC	CALH	IHMI	ICTI		
	<occurrence avertissement AP>	SPDC					
	Données de diagnostic	SPDC	IHMI	ICTI			
	Réglages	SPDC	IHMI	ICTI			
Transformateur de courant (TC)		TCTR					
	Valeur de processus (échantillon de courant)	TCTR	P...	R ...	M ...	A ...	
	Réglages	TCTR	IHMI	ITCI			
Transformateur de Tension (TT)		TVTR					
	Valeur de processus (échantillon de tension)	TVTR	P...	R ...	M ...	A ...	
	Réglages	TVTR	IHMI	ITCI			
Transformateur de puissance		YPTR					
	Surveillance fonction	YPTR	CALH	IHMI	ITCI		
	Événements	YPTR	CALH	IHMI	ITCI		
	Réglages	YPTR	ATCC	IHMI	ITCI		
Changeur de prise		YLTC					
	Surveillance fonction	YLTC	CALH	IHMI	ITCI		
	Événements	YLTC	CALH	IHMI	ITCI		
	moteur changeur de prise en marche	YLTC	ATCC				
	Position de prise (BCD)	YLTC	ATCC	IHMI	ITCI		

LN	Nom de PICOM	Source	Dest 1	Dest 2	Dest 3	Dest 4	Dest 5
	Réglages	YLTC	ATCC	IHMI	ITCI		
Neutraliseur de défaut à la terre (Bobine de Peterson)		YEFN					
	Surveillance fonction	YEFN	CALH	IHMI	ITCI		
	Événements	YEFN	CALH	IHMI	ITCI		
	Moteur changeur de bobine en marche	YEFN	GAPC				
	Position de bobine	YEFN	IHMI	ITCI	ITCI		
	Réglages	YEFN	GAPC	IHMI	ITCI		
Shunt de puissance		YPSH					
	Surveillance fonction	YPSH	CALH	IHMI	ITCI		
	Événements	YPSH	CALH	IHMI	ITCI		
	Commutateur de dérivation en marche	YPSH					
	position de dérivation	YPSH	GAPC	IHMI	ITCI		
	Réglages	YPSH	GAPC	IHMI	ITCI		
Réseau auxiliaire		ZAXN					
Batterie		ZBAT					
Traversée		ZBSH					
Câble HT		ZCAB					
Banc de condensateurs		ZCAP					
Convertisseur		ZCON					
Générateur		ZGEN					
Ligne isolée au gaz (GIL)		ZGIL					
Ligne aérienne de puissance		ZLIN					
Moteur		ZMOT					
Bobine d'inductance		ZREA					
Composante réactive tournante		ZRRC					
Parafoudre		ZSAR					
Convertisseur de fréquence contrôlé par thyristor		ZTCF					
Composante réactive contrôlée par thyristor		ZTCR					
E/S générale générique		GGIO					
	Alarmes	GGIO	CALH	IHMI	ITCI		
	Événements	GGIO	CALH	IHMI	ITCI		
	Surveillance appareils aux.	GGIO	GAPC	CALH	ARCO	ATCC	
	Indications	GGIO	IHMI	ITCI			
	Réglages	GGIO	IHMI	ITCI			
	État	GGIO	SSYS				
Synchronisation temporelle/horloge centrale		STIM					
	Indication de fonctionnement	STIM	LLN0				
	Temps	STIM	Tous si applic.				
Surveillance du système		SSYS					
	Événements	SSYS	IHMI	ITCI	CALH		