

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



AMENDMENT 1 AMENDEMENT 1

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 fonctions et les modèles
d'appareils



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2022 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

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

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 300 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 19 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 300 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 19 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



AMENDMENT 1
AMENDEMENT 1

**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 fonctions et les modèles
d'appareils**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 33.200

ISBN 978-2-8322-1081-2

**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.**

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS FOR POWER UTILITY AUTOMATION –

Part 5: Communication requirements for functions and device models

AMENDMENT 1

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 document may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

Amendment 1 to IEC 61850-5:2013 has been prepared by IEC technical committee 57: Power systems management and associated information exchange.

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

Draft	Report on voting
57/2448/FDIS	57/2467/RVD

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

The language used for the development of this Amendment is English.

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

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

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

IMPORTANT – The "colour inside" logo on the cover page of this document indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013/AMD1:2022

FOREWORD

In the FOREWORD, below item 9), replace the first paragraph through the third paragraph including its bullet points with the following new paragraphs:

International Standard IEC 61850-5 Edition 2 and its Amendment 1 has been prepared by IEC technical committee 57: Power systems management and associated information exchange.

DISCLAIMER

This Consolidated version is not an official IEC Standard and has been prepared for user convenience. Only the current versions of the standard and its amendment(s) are to be considered the official documents.

This consolidated version of IEC 61850-5:2013 bears the edition number 2.1. It replaces the second edition (2013-01) and its amendment (2021-XX). The technical content is identical to the base edition and its Amendment.

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

The changes, corrections and updates have been made mainly according to the comments received.

The major changes of this consolidated version with regard to Edition 2 are as follows:

- a) extensions of the requirements with some Logical Nodes;
- b) errors and typos have been corrected;
- c) harmonization of all Logical Node descriptions (impact on all Logical Node tables);
- d) re-organization of selected clause structures;
- e) updating of headlines;
- f) re-ordering subclauses in the chapter about performances.

to provide

- ease of reading and understanding of the requirements for the IEC 61850 series
- consistent and updated requirement references for the data model and communication service parts

INTRODUCTION

Delete the existing fourth paragraph of the Introduction. Replace the existing text of the fifth paragraph of the Introduction with the following new text:

The IEC 61850 series shall be long living but allow following the fast changes in communication technology by both its technical approach and its document structure. The IEC 61850 series 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 IEC 61850-5 will not change the requirements defined in IEC 61850-5. 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.

Replace the existing text of the sixth paragraph of the Introduction with the following new text:

This consolidated version of IEC 61850-5:2013 and its Amendment 1 defines the communication requirements for functions and device models for power utility automation systems.

Replace the existing text of the seventh paragraph and the Note of the Introduction with the following new text:

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 IEC 61850-7 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 IEC 61850-8 and IEC 61850-9. A System configuration language (IEC 61850-6) for strong formal description of the system usable for software tools and a standardized conformance testing (IEC 61850-10) complement the standard.

NOTE 1 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 IEC 61850-5 (requirements). In IEC 61850-7 (modelling), -8 and -9 (specific communication service mapping) terms belonging to application requirements like PICOM are normally not used.

NOTE 2 Specific requirements concerning extensions of part 8 are covered in separate technical reports, e.g. IEC TR 61850-80-3.

Figure 1 – Relative position of this part of the standard

Delete existing Figure 1.

1 Scope

Replace the existing text of Clause 1 by the following new text:

The specifications of this document refer to general, respectively core, communication requirements of the application functions in all domains of power utility automation systems. Dedicated communication requirements and most examples of application functions in this document are from the domain substation automation but may be reused in or extended to other domains within power utility automation systems. 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) are regarded.

The description of the application functions is not used to standardize these functions, but to identify communication requirements between Intelligent Electronic Devices (IEDs) hosting these functions 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. In addition 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. Another prerequisite for interoperability is a commonly defined method for time synchronization.

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

The same or similar IEDs from substations like protective and control devices are found in other domains like power plants also. Using this document 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 the IEC 61850 series have been already defined and published.

2 Normative references

Replace the existing text of Clause 2 by the following new text:

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 60617, *Graphical symbols for diagrams – 12-month subscription to regularly updated online database comprising parts 2 to 13 of IEC 60617*

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 60870-4:1990, *Telecontrol equipment and systems. Part 4: Performance requirements*

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

IEC 61000-4-15:2010, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-15: Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications*

IEC 61000-4-30:2015, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods*

IEC 61508 (all parts), *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems*

IEC TR 61850-1:2013, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 1: Introduction and overview*

IEC TS 61850-2:2019, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 2: Glossary*

IEC 61850-3:2013, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 3: General requirements*

IEC 61850-4:2011, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 4: System and project management*

IEC 61850-6:2009, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs*
IEC 61850-6:2009/AMD1:2018

IEC 61850-7-1:2011, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-1: Basic communication structure – Principles and models*
IEC 61850-7-1:2011/AMD1:2020

IEC 61850-7-2:2010, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI)*
IEC 61850-7-2:2010/AMD1:2020

IEC 61850-7-3:2010, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-3: Basic communication structure – Common data classes*
IEC 61850-7-3:2010/AMD1:2020

IEC 61850-7-4:2010, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes*
IEC 61850-7-4:2010/AMD1:2020

IEC TR 61850-7-5, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-5: IEC 61850 modelling concepts*

IEC TR 61850-7-500:2017, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-500: Basic information and communication structure – Use of logical nodes for modeling application functions and related concepts and guidelines for substations*

IEC TR 61850-7-510:2012, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-510: Basic communication structure – Hydroelectric power plants – Modelling concepts and guidelines*

IEC TR 61850-7-6:2019, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-6: Guideline for definition of Basic Application Profiles (BAPs) using IEC 61850*

IEC TS 61850-7-7:2018, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-7: Machine-processable format of IEC 61850-related data models for tools*

IEC 61850-8-1:2011, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3*

IEC 61850-8-1:2011/AMD1:2020

IEC 61850-8-2:2018, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Mapping to Extensible Messaging Presence Protocol (XMPP)*

IEC 61850-9-2:2011, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3*

IEC 61850-9-2:2011/AMD1:2020

IEC/IEEE 61850-9-3:2016, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-3: Precision time protocol profile for power utility automation*

IEC 61850-10:2012, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 10: Conformance testing*

IEC TR 61850-80-3:2015, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 80-3: Mapping to web protocols – Requirements and technical choices*

IEC TR 61850-90-1:2010, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations*

IEC TR 61850-90-2:2016, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-2: Using IEC 61850 for communication between substations and control centres*

IEC TR 61850-90-4:2020, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-4: Network engineering guidelines*

IEC TR 61850-90-5:2012, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118*

IEC TR 61850-90-12:2020, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-12: Wide area network engineering guidelines*

IEC 61869 (all parts), *Instrument transformers*

IEC TR 62357-1:2016, *Power systems management and associated information exchange – Part 1: Reference architecture*

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

IEEE Std C37.2-2008, *Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms and Contact Designations*

3 Terms and definitions

Replace the existing text of the first two paragraphs of Clause 3 by the following new text:

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

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

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

3.1 General

Replace the existing text of terms and definitions 3.1.1 to 3.1.4 with the following new text:

3.1.1

application function

task which is performed in or by power utility automation systems

Note 1 to entry: Generally, an application 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

application 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

application 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.

3.1.16

logical node (LN)

Replace the existing text of term 3.1.16 with the following new text:

3.1.16

Logical Node (LN)

3.2 Connections

3.2.1

logical connection

Replace the existing text of definition 3.2.1 by the following new text:

communication link between application functions represented by Logical Nodes

3.2.2

physical connection

Replace the existing text of definition 3.2.2 by the following new text:

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

3.2.4

hidden connection

Replace the existing text of the note to 3.2.4 by the following new text:

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

3.5 Power utility automation functions at different levels

3.5.2

station level functions

Replace the existing text (not including the note) of definition 3.5.2 with the following new text:

power system application functions referring to the substation or plant as whole

3.5.3

bay level functions

Replace the existing text of definition 3.5.3 with the following new text:

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

3.5.4

process level functions

Replace the existing text of definition 3.5.4 and Note 1 with the following new text:

application functions interfacing to the process, i.e. basically binary and analogue I/O functions like data acquisition (including sampling) and issuing of commands related to one primary object (e.g. circuit breaker)

Note 1 to entry: These functions communicate via the logical interfaces IF4 and IF5 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

Replace the existing text of definition 3.5.5 and Note 1 with the following new text:

application 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 IF8.

3.5.6 interface related station level functions

Replace the existing text of definition 3.5.6 and Note 1 with the following new text:

application 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 IF1 and IF6 with the bay level and via the logical interface IF7 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

Replace the existing text of definition 3.6.1 (not including the note) with the following new text:

some functionality which is performed only inside an IED without communication to other IEDs which is outside the scope of IEC 61850 series

3.6.2 granularity

Replace the existing text of definition 3.6.2 (not including the note) with the following new text:

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

4 Abbreviations

Add the following new terms to the existing list of abbreviations:

CT	Current Transformer
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
SGAM	Smart Grid Architecture Model
VT	Voltage Transformer

5 Power utility automation functions

5.1 General

Replace "utility power automation system" by "power utility automation system".

Replace "connecting nodes" by "connecting node".

Add, at the end of Subclause 5.1, the following new paragraph:

How the domains and application functions are grouped is outside the scope of this document which is requirement focused. However it should be noted that a structured bridge between requirements and implementation exists by the Smart Grid Architecture Model (SGAM) as referenced in the IEC reference architecture (IEC 62357-1).

5.2 Example substation automation system

5.2.1 General

Replace "functions" by "application functions".

5.2.2 Logical allocation of application functions and interfaces

Replace, in the first paragraph of 5.2.2, "functions" by "application functions".

Replace, in the first paragraph of 5.2.2, "1 to 11" by "1 to 12".

Replace, in the second paragraph of 5.2.2, "Process level functions" by "Process level application functions".

Replace, in the third paragraph of 5.2.2, "Bay level functions" by "Bay level application functions".

Replace, in the third paragraph of 5.2.2, "are functions" by "are all functions".

Replace, in the third paragraph of 5.2.2, "primary equipment of one bay" by "primary equipment of this one bay".

Replace, in the third paragraph of 5.2.2, "the scope of IEC 61850 series" by "the scope of the IEC 61850 series".

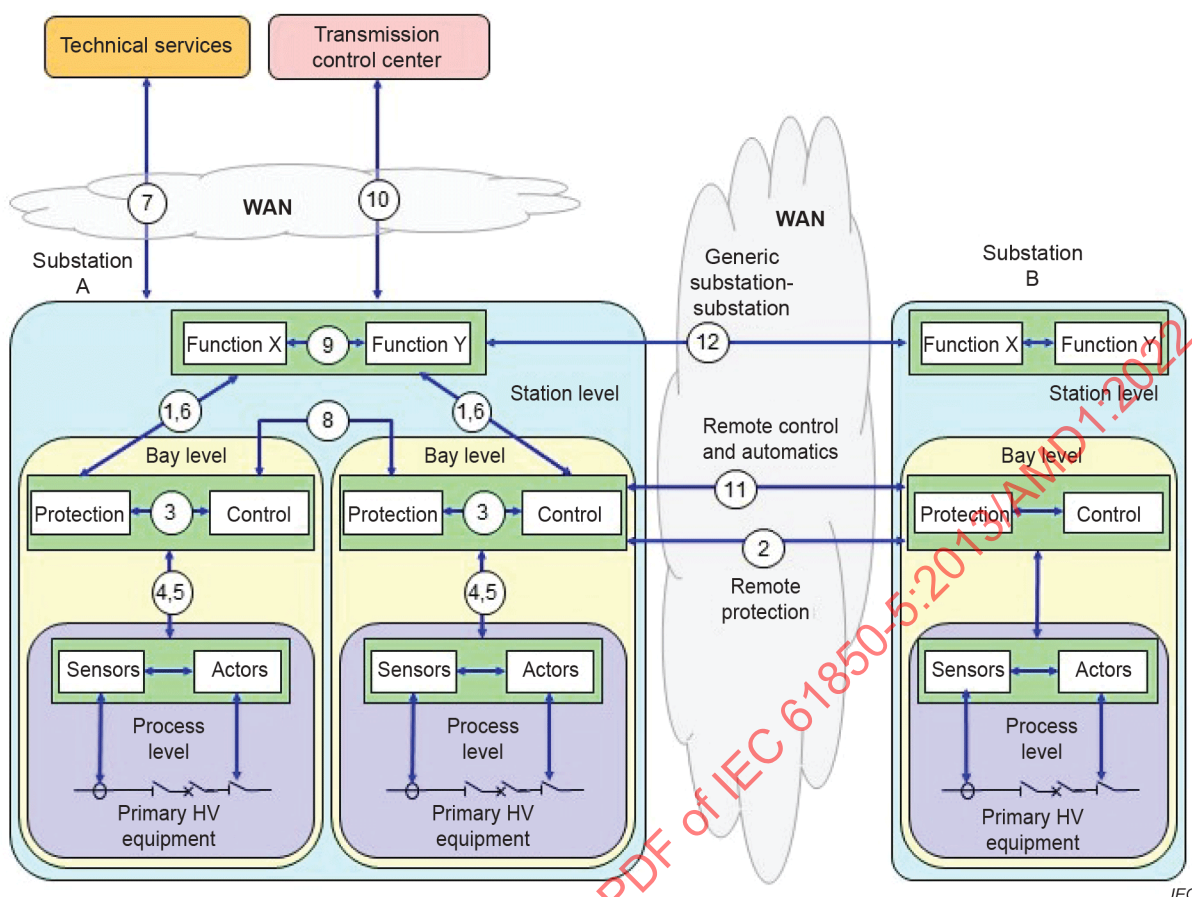
Replace, in the fifth paragraph of 5.2.2, "station level functions" by "station level application functions".

Replace, in the sixth paragraph of 5.2.2, "station level functions" by "station level application functions".

Figure 2 – Levels and logical interfaces in substation automation systems

Replace existing Figure 2 by the following new figure:

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013/AMD1:2022



Replace, in the seventh paragraph of 5.2.2, in line IF10, "control centre(s)" by "Network Control Centre(s)".

Add, after line IF11, the following new text:

IF12: generic substation-substation link e.g. for FACTS control

Replace the existing text of 5.2.2, following new item IF12, by the following new text:

Measurements in different kinds e.g. RMS values or synchrophasors, may be part of the different interfaces. Furthermore, requirements for time synchronization to be covered by the different interfaces are depending on the application functions.

The cloud(s) around IF2, IF11 and IF12 indicate(s) that there may be also an external communication system applied for which the requirements as defined in IEC 61850-90-1, IEC 61850-90-2, IEC 61850-90-5, IEC 61850-90-12 or IEC 61850-80-3 may apply. In case of implementation based on external communication systems, which are not in accordance with the data model and services defined in the IEC 61850 series, some kind of protocol conversion is needed.

NOTE The distribution of the functions in a communication environment may 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.

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

- 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;
- 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

Replace, in the first sentence of the second paragraph of 5.2.3, "functions" by "application functions".

Replace, in the third paragraph of 5.2.3, "functions" by "application functions".

Replace, in the third paragraph of 5.2.3, "Some may be moved" by "Some of these application functions may be also moved".

Replace, in the fourth paragraph of 5.2.3, "process level functions" by "process level application functions".

Replace, in the fourth paragraph of 5.2.3, "serial interfaces" by "interfaces".

Replace, in the sixth paragraph of 5.2.3, "7, 10 and 11" by "7, 10, 11 and 12".

5.2.4 The role of interfaces

Replace, in the third paragraph of 5.2.4, "The interfaces 4 and 5" by "Very common, the interfaces 4 and 5".

Replace, in the third paragraph of 5.2.4, "The process bus" by "Very common, the process bus".

Replace, in the fourth paragraph of 5.2.4, "monitoring" by "monitoring/maintenance".

Replace, in the fifth paragraph of 5.2.4, "free allocation of functions" by "free allocation of application functions".

Replace, in the third paragraph of 5.2.4, "common" by "commonly".

5.3 Other application examples

5.3.1 Substation – Substation

Replace, in the first paragraph of 5.3.1, "substations" by "Substations".

Add, at the end of Subclause 5.3.1, the following new text:

"and impact other constraints like jitter and channel symmetry."

5.3.2 Substation – Network Control

Replace the existing title of Subclause 5.3.2 by the following new title:

5.3.2 Substation – Network Control Center

Replace "substation and the network control centre" by "Substation and the Network Control Center".

Replace "analogue" by "measured".

Replace "functions" by "application functions".

Add, at the end of Subclause 5.3.2, the following new text:

"and impact other constraints like jitter."

5.3.5 DER

Replace the existing title and text of Subclause 5.3.5 by the following new title and text:

5.3.5 DER and distribution automation

Distributed Energy Resources (DER) may be defined as a distributed set of one or more energy service resources, including generators, energy storage, and controllable load, that are connected at the medium or low voltage levels (distribution power system). Some DERs are considered as sources of renewable energy, while others are fossil fuel based, or a combination of different types. They may provide energy as well as ancillary services. Communications may include direct interactions with utility automation systems, through facility energy management systems which manage their own DERs, and through aggregators. Some typical types of DER include:

- Wind turbines and wind power plants
- Photovoltaic systems (PV) and PV plants: PV plus battery storage
- Hydro and thermal generation
- Pumped water storage systems
- Battery-based energy storage systems
- Gas turbines
- Combined heat and power (CHP)
- Electric vehicles (EVs) and their chargers: electric vehicle service elements (EVSE)
- Virtual Power Plants (VPP) and micro grids
- Biomass plants
- Fuel cells

Automation systems for distributed energy resources may have also an interface to some higher level power control system similar as interface 10 in substations. Due to more limited amount of information to be exchanged and restrictions in bandwidth / and or communication technologies additional communication mappings like IEC 61850-8-2 may apply. Related requirements are gathered in IEC 61850-80-3.

Similar requirements and solutions may apply for Distribution Automation.

Add, after 5.3.5, the following new subclauses:

5.3.6 FACTS and power conversion

Flexible AC Transmission Systems (FACTS) devices or controllers are used to enhance controllability and increase or limit power transfer capability of the electric network. It uses power electronic or other static equipment to control AC power system parameters to achieve this. There exist several different power system applications of FACTS controllers classified in to two kinds based on how the FACTS Controller is connected to the power system grid; Shunt connected and Series connected. Some other examples for application may also exist.

Power converters are progressively used in all areas of an electrical system. Although their different technologies, various applications (e.g. HVDC long distance transmission, HVDC back-to-back, UHVDC, grid access, SFC, railway grid converters) and topologies (e.g. long-distance Overhead Lines, DC cable, back-to-back, mono/bipolar topologies, serial converters, parallel converters, multiterminal DC grids) may differ significantly from each other, they all have one thing in common: A power conversion process always considers and modifies the current flow between the converter as such and a connected electrical grid at a defined Point of Connection.

5.3.7 Distribution Automation and Feeder Automation

Distribution Automation (DA) is a concept emerged in the 1970s to promote the application of computer and communication technologies for the betterment of distribution system operating performance. It is in general used as an umbrella term to capture the deployment of automation technologies for protection, control, monitoring, and operation of distribution systems. These technologies enable electric utilities to monitor, control, and operate distribution components in a real-time or non-real-time mode. "The move towards smart and active distribution networks which support the high penetration of Distributed Energy Resources (DERs) and provide better supply reliability and operation efficiency has started. As a result, DA concepts are also being extended in the form of Advanced Distribution Automation or (ADA), which includes automation of DERs and demand response programs.

6 Goal and requirements

6.1 Interoperability

Replace, in the first paragraph of 6.1, "functions" by "application functions".

Replace, in the first paragraph of 6.1, "residing" by "hosted".

Replace the existing text of 6.1 following the first paragraph by the following new text:

Reaching this goal means to address four basic requirements:

- a) To have a lower layer connectivity;
- b) To talk the same language regarding syntax, semantic and convention;
- c) To use the same model (how to describe a device or an equipment);
- d) To have a common configuration language giving the means to organise all exchanges between IEDs (who is who, who needs what, who sends what to who...).

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.

To reach interoperability in systems with IEDs from different manufacturers, the dedicated task of the system integrator should be allocated to one party/person from the beginning. The system integrator is responsible that the delivered system is performing as specified by the customer.

6.2 Static design requirements

Replace, in the first paragraph of 6.2, "being applied" by "to be applied".

Replace, in points a), b), c), e) and f), "functions" by "application functions".

Replace, in point f), "be minimum" by "be a minimum".

Add, at the end of point f), the following new text:

"by an application domain"

6.3 Dynamic interaction requirements

Replace, in point a), "functions" by "application functions".

Add, at the end of point c), the following new text:

"If this is fixed information, they may be provided from the sender to the receiver already at engineering time."

Replace, in point d), "functions" by "application functions".

Replace, in point g), "communication processes" by "communication functions".

6.4 Response behaviour requirements

Replace, in the first paragraph of 6.4, "running of functions" by "running of all application functions in the system".

Replace, in the first paragraph of 6.4, ""off", "in test mode"" by ""off" or "in test mode"".

Replace, in the second paragraph of 6.4, "functions" by "application functions".

6.5 Approach to interoperability

Replace, in the first paragraph of 6.5, "functions" by "application functions".

Add, at the end of the second paragraph of 6.5, the following new text:

"Configuration files standardized in IEC 61850-6 support interoperability by appropriate engineering tools."

6.6 Conformance test requirements

Replace, in the first paragraph of 6.6, "the standard is interoperability" by "IEC 61850 is interoperability".

Replace, in the second paragraph of 6.6, "functions" by "application functions".

Replace the last two sentences of the third paragraph of 6.6 by the following new text:

"Therefore, the tools shall also fulfil all requirements for such an exchange of the relevant configuration files. Definitions of the configurations files and testable tool requirements are defined in IEC 61850-6. Definitions of the needed conformance tests both for IEDs and tools are given in IEC 61850-10."

7 Categories of application functions

7.1 General

Replace, in the first sentence of 7.1, "categories of functions" by "categories of application functions".

Replace the existing text of the third sentence of 7.1 by the following new text:

The category of the function is defined below but the functions are listed as bullet points in the following subclauses only.

7.2 System support functions

Delete, at the end of the fourth sentence of 7.2, "normally".

Add, at the end of 7.2, the following new bullet point:

- communication supervision-

7.4 Operational or control functions

Replace, in the first sentence of 7.4, "functions" by "application functions".

Replace "response times" by "feedback response times"

7.5 Bay local process automation functions

Replace, in the first paragraph of 7.5, "function means" by "application functions mean".

Replace, in the first paragraph of 7.5, "substructure of the system" by "of the substation, respectively of the substation automation system".

Replace, in the first sentence of the second paragraph of 7.5, "functions" by "application functions".

Replace the existing text of the first bullet by the following new text:

"protection functions like overcurrent or distance protection,"

7.6 Distributed process automation functions

Replace, in the first paragraph of 7.6, "function means" by "application functions mean".

Replace the existing text of the second paragraph (before the bullet points) by the following new text:

These application 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 safety related to avoid danger for people or damage for equipment. Normally, they consider information from the whole plant or substation and are implemented locally or distributed. Since the distributed implementations especially call for the standardization of communication, these functions are listed here. The local implementations behave always like a local automation function. Examples out of the domain substation automation:

Replace the existing text of the fourth bullet point by the following new text:

"automatic protection adaptation (generic): most simple example reverse blocking,"

8 Description and requirements of application functions

8.1 Approach

Replace, in the first sentence of the first paragraph of 8.1, "an" by "the".

Replace, in the second sentence of the first paragraph of 8.1, "contain" by "host".

Replace, in the third paragraph of 8.1, "functions" by "application functions".

Replace, in the third paragraph of 8.1, "will" by "may".

8.2 Function description

Replace the existing title of Subclause 8.2 by the following new title:

8.2 Application function description

Replace, in the second paragraph of 8.2, "decomposed using" by "decomposed by using".

8.3 The PICOM description

8.3.1 The PICOM approach

Replace, in the third paragraph of 8.3.1, "annex" by "Annex".

8.3.2 The content of PICOM description

Replace "information exchanged" by "information to be exchanged".

8.3.4 PICOM attributes to be covered by any message

Replace "Priority of transm.:" by "Priority of transmission:"

8.3.5 PICOM attributes to be covered at configuration time only

Replace, in the last bullet point, "see 11.3" by "see 11.4.2".

8.3.6 PICOM attributes to be used for data flow calculations only

Replace, in the second paragraph of 8.3.6, "from an implementation available" by "from the applied implementation".

8.5 List of Logical Nodes

8.5.1 Logical Node allocation and distributed application functions

Figure 5 – Protection function consisting of 3 logical nodes

Replace existing Figure 5 and its title by the following new figure and title:

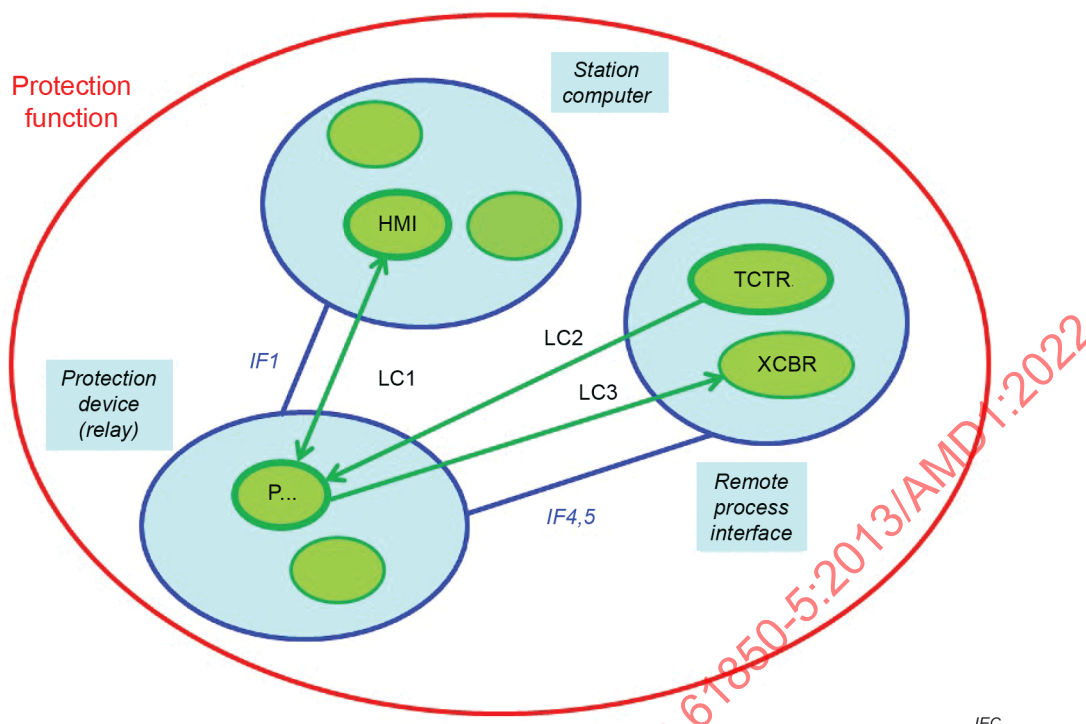


Figure 5 – Protection function consisting of three Logical Nodes

8.5.2 Explanation of tables

Replace, in the first paragraph of 8.5.2, "The following table columns are used" by "In the tables below the following columns are used".

Replace, in the third paragraph of 8.5.2, "IEC" by "IEC 60617".

Replace, in the fourth paragraph of 8.5.2, "IEEE" by "IEEE C37.2".

Replace, in the sixth paragraph of 8.5.2, "means abbreviations/acronyms" by "means the abbreviations/acronyms".

8.5.3 Protection

Replace the existing titles, texts and tables of Subclauses 8.5.3 to 8.5.11 by the following new text:

8.5.3 Defining and modelling of protection functions

In Table 8 the Logical Nodes for the requested protection functions are listed with related definitions and references.

Table 8 – Logical Nodes for protection functions

Functionality allocated to LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Transient earth fault protection			This LN shall be used to represent the transient earth fault protection function. This type of fault happens 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 LN shall be used to represent the directional earth fault protection function 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 function in a power plant. This function will typically be included in the excitation system.	PTHF	PTHF	Thyristor protection
Over speed protection	$\omega >$	12	This LN shall be used to represent a protection function that operates on machine overspeed.	POVS		
Zero speed and under speed protection	$\omega <$	14	This LN shall be used to represent a protection 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 60617	IEEE C37.2	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Distance protection	Z<	21	This LN shall be used to represent a protection 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	This LN shall be used to represent a protection function that operates when the ratio of voltage to frequency exceeds a preset value. The function 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
Over temperature protection	g>	26	This LN shall be used to represent a protection 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	This LN shall be used to represent a protection function that operates when its input voltage is less than a predetermined value.	PTUV	PTUV	Undervoltage
DC Undervoltage protection	U<	27DC	See above PTUV/27	PDUV	PTUV	Undervoltage
Directional power /reverse power protection	$\vec{P} >$	32	This LN shall be used to represent a protection 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 60617	IEEE C37.2	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Undercurrent/underpower protection	$P <$	37	This LN shall be used to represent a protection function that operates when the current decreases below a predetermined value. This LN shall be used to represent a protection function that operates when the power flow decreases below a predetermined value.	PUCP	PTUC	Under current
					PDUP	Directional under power
DC Undercurrent/underpower protection	$P <$	37DC	See above PUCP/37	PDUCP	PTUC	Under current
					PDUP	Directional under power
Loss of field/Underexcitation protection		40	This LN shall be used to represent a protection 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 AC 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	This LN shall be used to represent a protection 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	This LN shall be used to represent a protection 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) This LN shall be used to represent a protection 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) This protection function prevents any overload of the motor	PMSU	PMRI	Motor restart inhibition
					PMSS	Motor starting time supervision

Functionality allocated to LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Thermal overload protection	$\Theta >$	49	This LN shall be used to represent a protection 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
Rotor protection		49R 64R (40) 50 51	This LN shall be used to represent a rotor interturn short-circuit protection function based on the 6th harmonic (300 Hz). This protection is normally included in the excitation system. (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)	PROT	PRTR	6 th harmonic overcurrent as defined in the description field
					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	This LN shall be used to represent a protection 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	This LN shall be used to represent a protection function that operates when the AC 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 50/27	See above (PTOC/51) with voltage control/dependency.	PVOC	PVOC	Voltage controlled time overcurrent
Power factor protection	$\cos \varphi >$ $\cos \varphi <$	55	This LN shall be used to represent a protection function that operates when the power factor in an AC circuit rises above or falls below a predetermined value	PPFR	POPF	Over power factor
					PUPF	Under power factor
(Time) Overvoltage protection	$U >$	59	This LN shall be used to represent a protection function that operates when its input voltage exceeds a predetermined value.	PTOV	PTOV	Overvoltage

Functionality allocated to LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
DC-overvoltage protection		59DC	See above (PTOV/59)	PDOV	PTOV	Overvoltage
Voltage or current balance protection		60	This LN shall be used to represent a protection function that operates on a given difference in voltage, or current input or output, of two circuits.	PVCB	PTOV	Overvoltage
					PTOC	Time overcurrent
Earth fault protection, Ground detection	$I_E >$	64	This LN shall be used to represent a protection 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 AC time overcurrent function operating at a desired value of AC 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	This LN shall be used to represent a protection function that operates at a desired value of AC overcurrent flowing in a predetermined direction.	PDOC	PTOC	Time overcurrent
Directional protection		67B	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 67B associated.	PDIR	PDIR	Direction comparison

Functionality allocated to LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Directional earth fault protection	$\vec{I}_E >$	67N	See above (PDOC/67)	PDEF	PTOC	Time overcurrent
DC time overcurrent protection		76	This LN shall be used to represent a protection function that operates when the current in a DC circuit exceeds a given value.	PDCO	PTOC	Time overcurrent
Phase angle or out-of-step protection	$\varphi >$	78	This LN shall be used to represent a protection 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
Frequency protection		81 7	This LN shall be used to represent a protection function that responds to the frequency of an electrical quantity, operating when the frequency or rate of change of frequency exceeds or is less than a predetermined value.	PFRQ	PTOF	Over-frequency
					PTUF	Under-frequency
					PERC	Rate of change of frequency
Differential protection		87	This LN shall be used to represent a protection function that operates on a percentage, phase angle, or other quantitative difference of two or more currents or other electrical quantities.	PDIF	PDIF	Differential
Busbar protection ^a		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	Differential
					PDIF	Direction comparison
Generator differential protection ^b		87G	See above (PDIF/87)	PGDF	PDIF	Differential
Differential line protection		87L	See above (PDIF/87)	PLDF	PDIF	Differential
Motor differential protection ^b		87M	See above (PDIF/87)	PMDF	PDIF	Differential
Restricted earth fault protection		87N	See above (PDIF/87)	PNDF	PDIF	Differential
Phase comparison protection		87P	See above (PDIF/87)	PPDF	PDIF	Differential
Differential transformer protection		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	Differential

Functionality allocated to LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Voltage differential protection		87V	See above (PDIF/87 ... for other electrical quantities: voltage). A function that works as a capacitor unbalance function to detect internal element faults. This function is applied if the capacitor offers a voltage tap to measure the 3-phase voltage within the capacitor installation. By also measuring the 3-phase bus voltage, a differential voltage is calculated.	PTDV	PTDV	Voltage differential
Harmonic restraint			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 HaRst.	PHAR	PHAR	Harmonic restraint
Trip conditioning			This LN shall be used to represent a function which is used to connect the "trip/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 (equivalent to trip matrix). In addition specific requirements for the trip pulse may be defined also.	PTRC	PTRC	Trip conditioning
Switch on to fault protection		Prefix SOTF	This LN shall be used to represent a protection function intended to trip the circuit breaker when the breaker is closed onto a fault. Different methods to detect the switch-on-to-fault situation may be applied.	PSOF	PSOF	Switch on to fault

^a The decentralized busbar protection consists in addition to the central decision making instance of the PBDF also of an instance per bay with appropriate pre-processing and trip output.

^b Both the Motor Protection and the Generator Protection are no single LNs but a set of related LNs. The most important component is the differential LN mentioned here.

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

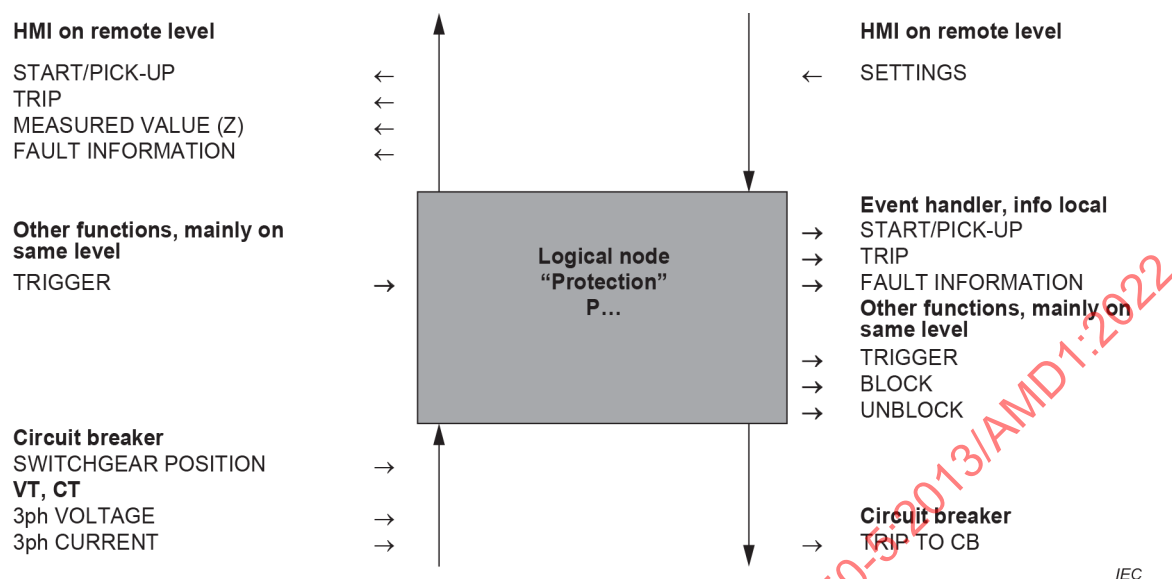


Figure 6 – The basic communication links of a logical node of main protection type

Data from and to the process (switchgear XCBR, CT TCTR, VT 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 Defining and modelling of protection related functions

In Table 9 the Logical Nodes for the requested protection related functions are listed with definitions and references.

Table 9 – Logical Nodes for protection related functions

Logical node	IEC 60617	IEEE C37.2	Description or comments	LN function	LN class	LN Class naming
Disturbance recording (bay/process level: acquisition)			This LN shall be used to represent an acquisition function 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)			This LN shall be used to represent the disturbance recording evaluation function which 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	This LN shall be used to represent a function that controls the automatic reclosing and locking out of an AC circuit breaker. After any successful protection trip the automatic reclosing function tries up to a preset number of times to reclose the open breaker again with different time delays assuming a transient fault.	RREC	RREC	Autoreclosing
Breaker failure		50BF	This LN shall be used to represent a function that operates after an unsuccessful trip command if the current still exceeds a pre-set 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	This LN shall be used to represent a function based on the exchange of signals from the protections units at the line ends, in order to operate, restrain or modify the protection function.	RCPW	PSCH	Protection scheme
Fault locator			This LN shall be used to represent a function which calculates the location of the fault out of the protection information (e.g. fault impedance).	RFLO	RFLO	Fault locator

Logical node	IEC 60617	IEEE C37.2	Description or comments	LN function	LN class	LN Class naming
Synchrocheck/ Synchronizing or Synchronism- Check		25	This LN shall be used to represent a synchronizing function that produces a 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
Power swing blocking		78	This LN shall be used to represent 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 represent a function which provides 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 (C37.2) designation. 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 Defining and modelling control functions

In Table 10 the Logical Nodes for the requested control functions are listed with related definitions and references.

Table 10 – Logical Nodes for control functions

Logical node	IEEE C37.2	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Alarm handling (creation of group alarms and group events)		This LN shall be used to represent a function for the alarm handling. 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	Alarm handling
Switch controller controls any switchgear, i.e. the devices described by XCBR and XSWI		This LN shall be used to represent a function to control all switchgear operations from the operator 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 checks for releases from interlocking, synchrocheck, autoreclosure, etc. if applicable.	CSWI	CSWI	Switch controller
Point-on-wave breaker controller controls a circuit breaker with point-on-wave switching capability		This LN shall be used to represent a function to control a circuit breaker with point-on-wave switching capability. It provides all the 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 a request either from switchgear controller or from recloser. Based on the specific load that is being switched on or off, the point-on-wave application will try to close or open the contacts exactly at a specific time. For these calculations, the conditions in all three phases are considered. If switching per phase is applicable, three execution times are provided.	CPOW	CPOW	Point-on-wave switching
Interlocking function at station and/or bay level	3	This LN shall be used to represent a function to prevent switchgear maloperation. 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 (CILO). - 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. - 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

Logical node	IEEE C37.2	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Cooling group control		This LN shall be used to represent a function to control the cooling equipment. One LN instance per cooling group shall be used.	CCGR	CCGR	Cooling group control
Synchronizer control		This LN shall be used to represent a function to control the synchronizing conditions i.e. voltage, frequency and phase.	CSYN	CSYN	Synchronizer controller

8.5.6 Definition and modelling Interfaces, logging and archiving functions

In Table 11 the Logical Nodes for the requested interface, logging and archiving functions are listed with related definitions and references.

Table 11 – Logical Nodes for interface functions

Logical Node	Description or Comments	LN Function	LN Class	LN Class naming
Operator interface – control local at bay level – control at station level	This LN shall be used to represent a function to interface the system to the operator, e.g. 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 station level	This LN shall be used to represent a generic physical human-machine interface. e.g. a push-button or another physical device that can be used as input to the controller (see IEEE 1: Master element in the initiation device)	IHND	IHND	Hand interface
Remote control interface, Telecontrol interface	This LN shall be used to represent a 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	This LN shall be used to represent a telemonitoring interface to be used for remote monitoring and maintenance using a subset of all information available in the substation but 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	This LN shall be used to represent a 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. The role of the different interfaces is not fixed for most of the functions and defined in the engineering phase.	ITPI	ITPI	Teleprotection interface
Logging	This LN shall be used to represent 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

Logical Node	Description or Comments	LN Function	LN Class	LN Class naming
Archiving	This LN shall be used to represent a function which is used as sink and source for archiving 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 Defining and modelling automatic process control functions

In Table 12 the Logical Nodes for the requested automatic process control functions are listed with related definitions and references.

Table 12 – Logical Nodes for automatic process control functions

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Automatic tap changer control	This LN shall be used to represent an automatics function 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	This LN shall be used to represent an automatics function to control the voltage of a busbar within a specific range independent of the means used	AVCO	AVCO	Voltage control
Reactive control	This LN shall be used to represent an automatics function to control the reactive power flow in a substation within a specific range using capacitors and/or reactances.	ARCO	ARCO	Reactive power control
Resistor control	This LN shall be used to represent an automatics function to control the resistor between neutral (star point) and ground. This Logical Node is used for the automatic wattmetric increase with thermal supervision.	ARIS	ARIS	Resistor control
Earth fault neutralizer control (control of Petersen coil)	This LN shall be used to represent an automatics function for grounding the transformer star point which influences the short circuit in a network. This grounding is dynamically determined by a Petersen coil (LN YENF) controlled by ENFC.	ANCR	ANCR	Neutral current regulator
Zero-voltage tripping	This LN shall be used to represent an automatics function to automatically switched off a line without voltage longer than a predefined time which is connected to a substation.	AZVT	PTUV	Under-voltage

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Generic automatic process control Means a generic, programmable LN for sequences, unknown functions, etc. Also member of the Generic LN group <i>IEEE C73.2 reference:</i> <i>LGC—scheme logic</i>	This LN shall be used to represent an automatics function without standardized semantics. This is a generic node for all undefined automation or control functions at the same control level as the LNs of the A, P or the C group. These functions may be implemented using 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 switch-over 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 switch-over 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 Defining and modelling functional block functions

In Table 13 the Logical Nodes for the requested functional block functions are listed with related definitions and references.

Table 13 – Logical Nodes for functional block functions

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Counter	This LN shall be used to represent a function which is used to count incoming pulses not related to the electrical network i.e. not for energy counting.	FCNT	FCNT	Counter
Curve shape description	This LN shall be used to represent a function which comprises the data object classes that model the 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 non-linear transmitters to the correct physical values or, by instantiation, for 3-dimensional surface mapping.	FCSD	FCSD	Curve shape description
Generic filter	This LN shall be used to represent a function which is 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 LN shall be used to represent a function which is used to set temporary or permanent operational limits to create an output signal of a control function. The FLIM logical node should not be used to replace FXOT or FXUT.	FLIM	FLIM	Control function output limitation
PID regulator	This LN shall be used to represent a function which comprises the data that represent proportional, integral and derivative information for a PID controller.	FPID	FPID	PID regulator
Ramp function	This LN shall be used to represent a function which is used to provide output data in form of a generic ramp if for an analogue set-point a continuous change is needed.	FRMP	FRMP	Ramp function
Schedule controller	This LN shall be used to represent a function which is used to control the assignment of schedules to the scheduled entities. LN FSCH manages the selection of different running schedules according to highest priority.	FSCC	FSCC	
Schedule	This LN shall be used to represent a function which is used to set and run a schedule. The LN FSCH shall be modelled together with a schedule controller LN FSCC.	FSCH	FSCH	
Set-point control function	This LN shall be used to represent a function which is 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	This LN shall be used to represent a function which is used to set a high-level threshold value if needed in control sequences. If a second level is necessary, a second instance may be modelled. FXOT may be typically 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	This LN shall be used to represent a function which is used to 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 may be modelled. FXUT may be typically 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 Defining and modelling metering and measurement functions

In Table 14 the Logical Nodes for the requested metering and measurement functions are listed with related definitions and references.

Table 14 – Logical Nodes for metering and measurement functions

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Environmental measurements	This LN shall be used to represent a function which is used to model 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 to represent a function which is used to calculate flicker inducing voltage fluctuations according to IEC 61000-4-15. The main use is for operative applications.	MFLK	MFLK	Flicker measurement
Flow measurement	This LN shall be used to represent a function which is used to measure flows of liquid or gas materials (air, water, steam, oil, etc.) used for heating, cooling, lubrication, and other auxiliary functions.	MFLW	MFLW	Flow measurement
Harmonics and interharmonics – e.g. for power quality purpose	This LN shall be used to represent a function which is used 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
Heat measurement	This LN shall be used to represent a function which is used to measure the heat of the medium used for heating and cooling (air, water, steam, etc.).	MHET	MHET	Heat measurement
Metering – for commercial purpose <i>IEEE C37.2 Group reference MET Substation Metering</i>	This LN shall be used to represent a function which is used to calculate the integrated values of energy out of the acquired magnitudes of voltages and currents. Metering is normally used for billing and has to provide the requested accuracy. A dedicated instance of this LN may calculate energy values e.g. by collecting pulses from external meters.	MMTR	MMTR	Metering 3 Phase
			MMTN	Metering Single Phase
Measuring – for operative purpose <i>IEEE C37.2 Group reference MET Substation Metering</i>	This LN shall be used to represent a function which is used to calculate measurands like rms values for current and voltage or power flows out of the acquired magnitudes of voltages and currents. 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
Sequences and imbalances – e.g. for stability purpose	This LN shall be used to represent a function which is used to calculate the sequence and imbalance values in a three/multi-phase power system.	MSQI	MSQI	Sequence and imbalance

8.5.10 Defining and modelling power quality functions

In Table 15 the Logical Nodes for the requested power quality functions are listed with related definitions and references. *IEEE C37.2 group reference PQM (Power Quality Monitoring)*

Table 15 – Logical Nodes for power quality functions

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Frequency supervision	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise the frequency for variations. A frequency variation event is started if the frequency exceeds the settable boundary for the frequency and is finalized as soon as 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	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise the rms current value for variations. The current transient event is started if the rms current value exceeds the settable boundary for current and is finalized as soon as 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	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise the current for balance variations. The current unbalance variation event is started if in a poly-phase circuit the rms phase currents are unbalanced (the negative sequence current exceeds a settable boundary) and is finalized as soon as 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	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise the voltage for variations. The voltage transient event is started if the rms voltage exceeds the settable boundary for voltage and finalized as soon as 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	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise the voltage for balance variations. The voltage unbalance variation event is started if in a poly-phase circuit the rms phase voltages are unbalanced (the negative sequence voltage exceeds a settable boundary) and finalized as soon as 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

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Voltage variation	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise the voltage for variations. The voltage variation event is started if the rms voltage exceeds the settable boundary for the voltage and finalized as soon as 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 Defining and modelling physical device functions and common data

In Table 16 the Logical Nodes for the requested physical device functions and common data are listed with related definitions and references.

Table 16 – Logical Nodes for physical device functions and common data

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Physical device data	This LN shall be used to represent a function which is used to model common features of the physical device (IED).	LPHD	LPHD	Physical device information
Logical device data	This LN shall be used to provide 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 related 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!				

Delete existing Subclause 8.6.

8.6.1 System and device security

Replace the existing titles, texts and tables of Subclause 8.6 by the following new text:

8.5.12 Defining and modelling of system services

8.5.12.1 System time, supervision and testing

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 as listed in Table 17.

In Table 17 the Logical Nodes for the requested time, supervision and testing functions are listed with related definitions and references.

Table 17 – Logical Nodes for time, supervision and testing

Logical node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Time master	This LN shall be used to represent a function which is used to provide the time to the system (configuration, setting and synchronization).	STIM	LTIM LTMS	Time management Time master supervision
Physical channel supervision	This LN shall be used to represent a function which is used to model common issues of 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	This LN shall be used to represent a function which is used to start, collect and process all data for system supervision.	SSYS	n.a.	
Test generator	This LN shall be used to represent a function which is used to perform tests by using process signals but avoiding any impact on the process (blocking of process outputs).	GTES	n.a.	

8.5.12.2 System and device security

In Table 18 the Logical Nodes for the requested system and device security are listed with related definitions and references.

Table 18 – Logical Nodes for system and device security

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
General security application	This LN shall be used to represent a function which collects data about security violations	GSAL	GSAL	Generic security application

8.5.13 Definition and modelling of switching devices

The switchgear related logical nodes represent the power system, i.e. the process 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 as listed in Table 19.

Table 19 – Logical Nodes for switching devices

Logical Node	IEEE C37.2	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	This LN shall be used to represent a circuit breaker which is a device that is used to close and interrupt a power circuit under normal conditions or to interrupt this circuit under fault or emergency conditions. If phase selective operating is required, then one LN instance per phase shall be used.	XCBR	XCBR	Circuit breaker
Fuse		This LN shall be used to represent a fuse which is a one-way/one-time operating equipment with a thermal characteristic for open conditions.	XFUS	XFUS	Fuse
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	This LN shall be used to represent a switch which is a device that is used to disconnect, load-interrupt, isolate or earth a power circuit. If phase selective operating is required, then one LN instance per phase shall be used.	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 substation automation system.					

8.5.14 Definition and modelling of supervision and monitoring functions

In Table 20 the Logical Nodes for the requested supervision and monitoring functions are listed with related definitions and references.

Table 20 – Logical Nodes for supervision and monitoring functions

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Supervision, monitoring and diagnostics for arcs	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise the gas compartments of GIS (Gas Insulated Switchgear) regarding arcs caused by switching or fault.	SARC	SARC	Monitoring and diagnostics for arcs
Circuit breaker supervision	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise the operation of a circuit breaker and to provide data about the circuit breaker status and maintenance like the switched current, contact abrasion and increasing time delays indicating ageing. If phase selective supervision is required, then one LN instance per phase shall be used.	SCBR	SCBR	Circuit breaker supervision
Insulation Medium Supervision	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise the insulation medium like the gas of GIS (Gas Insulated Switchgear) regarding density, pressure, temperature.	SIMS	SIMG	Insulation medium supervision (gas)
			SIML	Insulation medium supervision (liquid)

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Tap changer supervision	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise a 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
Switch drive supervision	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise 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. 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 either by hydraulic or 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
Supervision, monitoring and diagnostics for partial discharge	This LN shall be used to represent a function which is used 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 objects such as shafts, turbines, generators etc. regarding pressure	This LN shall be used to represent a function which is used to represent various devices that supervise the pressure of major plant objects. It provides alarm and trip / shutdown functions. If more than one sensor (LN TPRS) is connected, then LN SPRS shall be instantiated for each sensor.	SPRS	SPRS	Pressure supervision
Power transformer supervision	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise a 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
Switch supervision	This LN shall be used to represent a function which is used to supervise 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. If phase selective supervision is required, then one LN instance per phase shall be used.	SSWI	SSWI	Circuit switch supervision
Supervision of temperature	This LN shall be used to represent a function which is 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, then LN STMP shall be instantiated for each sensor.	STMP	STMP	Temperature supervision

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Supervision, monitoring and diagnostics of vibrations	This LN shall be used to represent a function which is 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, then LN SVBR shall be instantiated for each sensor.	SVBR	SVBR	Vibration supervision
These logical nodes represent the mentioned supervision with their entire inputs and communication relevant behaviour in the substation automation system.				

8.5.15 Definition and modelling of Instrument transformer functions

In Table 21 the Logical Nodes for the requested instrument transformer functions are listed with related definitions and references.

Table 21 – Logical Nodes for instrument transformers functions

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Current transformer	This LN shall be used to represent a function which is used to model a current transformer. There is one instance per phase.	TCTR	TCTR	Current transformer
Voltage transformer	This LN shall be used to represent a function which is used to model a voltage transformer. There is one instance 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 substation automation system.				

8.5.16 Definition and modelling of position sensors functions

In Table 22 the Logical Nodes for the requested position sensor functions are listed with related definitions and references.

Table 22 – Logical Nodes for position sensor functions

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Angle	This LN shall be used to represent a function which is used to measure 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 a function which is used to measure 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 function which is used to measure the distance between a fixed location and a movable object. The distance is given in m.	TDST	TDST	Distance
Movement	This LN shall be used to represent a function which is used to measure 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

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Position indication	This LN shall be used to represent a function which is used to model 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.	TPOS	TPOS	Position indicator
Rotation transmitter	This LN shall be used to represent a function which is used to measure the rotational speed of a rotating device. Different measurement principles may be used, the presented result is however the same.	TRTN	TRTN	Rotation transmitter

8.5.17 Definition and modelling of material status sensors functions

In Table 23 the Logical Nodes for the requested material status functions are listed with related definitions and references.

Table 23 – Logical Nodes for material status sensor functions

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Frequency	This LN shall be used to represent a function which is used to measure frequency. It is intended for any frequency that is not related to electrical AC measurements. It can be used e.g. 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 Logical Node TVBR is recommended.	TFRQ	TFRQ	Frequency
Humidity	This LN shall be used to represent a function which is used to measure 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 function which is used to measure the magnetic field strength at the place where the measurement is located.	TMGF	TMGF	Magnetic field
Pressure	This LN shall be used to represent a function which is used to measure the pressure of a gas. Different measurement principles may be used.	TPRS	TPRS	Pressure sensor
Temperature	This LN shall be used to represent a function which is used to measure a single temperature.	TTMP	TTMP	Temperature sensor
Mechanical tension Mechanical stress	This LN shall be used to represent a function which is used to measure the mechanical tension in an object.	TTNS	TTNS	Mechanical tension / stress
Vibration	This LN shall be used to represent a function which is used to measure a vibration. In case the vibration can be defined as a frequency, the TFRQ logical node could be used instead.	TVBR	TVBR	Vibration sensor

8.5.18 Definition and modelling of flow status sensor functions

In Table 24 the Logical Nodes for the requested flow status sensor functions are listed with related definitions and references.

Table 24 – Logical Nodes for flow status sensor functions

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Liquid flow	This LN shall be used to represent a function which is used to measure a media flow rate through the device where it is located.	TFLW	TFLW	Liquid flow
Media level	This LN shall be used to represent a function which is used to measure 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 a function which is used to measure the sound pressure at the location where the sensor is located.	TSND	TSND	Sound pressure sensor
Water acidity	This LN shall be used to represent a function which is used to measure a water pH value.	TWPH	TWPH	Water acidity

8.5.19 Definition and modelling of generic sensor functions

In Table 25 the Logical Nodes for the requested generic sensor functions are listed with related definitions and references.

Table 25 – Logical Nodes for Generic Sensor Functions

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Generic sensor	This LN shall be used to represent a function which is used to measure the value of a generic sensor. The use of TGSN is only allowed if for the intended use no LNs with standardised semantics are existing	TGSN	TGSN	Generic sensor

8.5.20 Definition and modelling of power transformer functions

In Table 26 the Logical Nodes for the requested power transformer functions are listed with related definitions and references.

Table 26 – Logical Nodes for power transformer functions

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Power transformer	This LN shall be used to represent a power transformer which is a device that is used to connect the voltage levels of the power system.	YPTR	YPTR	Power transformer
Tap changer	This LN shall be used to represent a tap changer which is a device that is used to select the taps of the winding for voltage regulation.	YLTC	YLTC	Tap changer
Earth fault neutralizer (Petersen coil)	This LN shall be used to represent an earth-fault neutralizer which is a device with a variable inductance (plunge core coil) which is used to adapt the grounding of the transformer star point to minimize the ground fault current.	YEFN	YEFN	Earth fault neutralizer (Petersen coil)
Power shunt	This LN shall be used to represent a power shunt which is a device which is used to connect the grounding of the transformer star point over resistance.	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 substation automation system.				

8.5.21 Definition and modelling of further power system equipment

In Table 27 the Logical Nodes for the requested power system equipment are listed with related definitions and references.

Table 27 – Logical Nodes for further power system equipment

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Auxiliary network	This LN shall be used to represent a function to model the auxiliary network (power supply).	ZAXN	ZAXN	Auxiliary network
Battery	This LN shall be used to represent a function to model a battery, providing status information and allowing control of the charging/de-charging cycles.	ZBAT	ZBAT	Battery
Bushing	This LN shall be used to represent a function to model a bushing as used for transformers or GIS-line connections.	ZBSH	ZBSH	Bushing
Power cable	This LN shall be used to represent a function to model a power cable.	ZCAB	ZCAB	Power cable
Capacitor bank	This LN shall be used to represent a function to model a capacitor bank for controlling the reactive power flow.	ZCAP	ZCAP	Capacitor bank
Converter	This LN shall be used to represent a function to model a generic frequency converter including AC/DC conversion.	ZCON	ZCON	Converter
Generator	This LN shall be used to represent a function to model (operation, supervision) a generic generator.	ZGEN	ZGEN	Generator
Gas isolated Line (GIL)	This LN shall be used to represent a function to model a gas-isolated line. This LN provides the rating data. For supervision, relevant LNs like SIMS, SARC and SPDC shall be used.	ZGIL	ZGIL	Gas insulated line
Power overhead line	This LN shall be used to represent a function to model an overhead power line. This LN provides the rating data.	ZLIN	ZLIN	Power overhead line
Motor	This LN shall be used to represent a function to model a generic motor.	ZMOT	ZMOT	Motor
Reactor	This LN shall be used to represent a function to model a reactor for controlling the reactive power flow.	ZREA	ZREA	Reactor
Resistor	This LN shall be used to represent a function to model an ohmic resistor.	ZRES	ZRES	Resistor
Rotating reactive component	This LN shall be used to represent a function to model a rotating reactive component controlling the reactive power flow.	ZRRC	ZRRC	Rotating reactive component
Surge arrester	This LN shall be used to represent a function to model a surge arrester which cuts off line surges at a line end.	ZSAR	ZSAR	Surge arrester
Semi-conductor controlled rectifier	This LN shall be used to represent a function to model a semiconductor-controlled rectifier. A typical use for such a rectifier is to provide the controllable DC current within an excitation system.	ZSCR	ZSCR	Semi-conductor controlled rectifier
Synchronous machine	This LN shall be used to represent a function to model a generic synchronous machine. This LN provides the rating data.	ZSMC	ZSMC	Synchronous machine
Thyristor controlled frequency converter	This LN shall be used to represent a function to model a generic thyristor-controlled frequency converter including AC/DC conversion.	ZTCF	ZTCF	Thyristor controlled frequency converter

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Thyristor controlled reactive component	This LN shall be used to represent a function to model a thyristor-controlled reactive component for controlling the reactive power flow	ZTCR	ZTCR	Thyristor controlled reactive component
These logical nodes represent the mentioned power system equipment with all its data and related settings (if applicable), and communication relevant behaviour in the substation automation 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.				

8.5.22 Definition and modelling of generic process I/O

In Table 28 the Logical Nodes for the generic process I/O equipment are listed with related definitions and references.

Table 28 – Logical Nodes for generic process I/O

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Generic I/O	This LN shall be used to represent a function which is used to model and operate a process device (as such modelled by LN groups X, Y, Z) which is not semantically pre-defined like switchgear and other switchyard devices. The use of LN GGIO is only allowed if for the intended application no LNs with standardised semantics are existing.	GGIO	GGIO	Generic I/O

8.7 Mechanical non-electrical primary equipment

Replace the existing title and text of Subclause 8.7 by the following new title and text:

8.6 Definition and modelling of mechanical non-electrical process equipment

In Table 29 the Logical Nodes for the mechanical non-electrical process equipment are listed with related definitions and references.

Table 29 – Logical Nodes for mechanical non-electrical process equipment

Logical Node	Description or comments	LN function	LN class	LN class naming
Fan	This LN shall be used to represent a function which is used to model and operate a fan..	KFAN	KFAN	Fan
Filter	This LN shall be used to represent a function which is used to model a mechanical filter.	KFIL	KFIL	Filter
Pump	This LN shall be used to represent a function which is used to model and operate a pump.	KPMP	KPMP	Pump
Tank	This LN shall be used to represent a function which is used to model a physical tank, such as a hydraulic oil tank. The typical content is a liquid like oil. The typical magnitude is the liquid level. If the tank is filled with gas, then the typical magnitude is the gas pressure.	KTNK	KTNK	Tank
Valve	This LN shall be used to represent a function which is used to model and operate a mechanical valve or gate where the position can be given as a percentage of total open position (optionally, the angle 0°-90° may be used).	KVLV	KVLV	Valve control

9 The application concept for logical nodes

Replace the existing title of Clause 9 by the following new title:

9 The application concept for Logical Nodes

9.1 Example out of the domain substation automation

Replace the existing title of Clause 9.1 by the following new title:

9.1 Example out of the substation automation domain

9.2 Typical allocation and use of logical nodes

Replace the existing title of Clause 9.2 by the following new title:

9.2 Typical allocation and use of Logical Nodes

9.2.1 Free allocation of LNs

Replace the existing title and text of Clause 9.2.1 by the following new title and text:

9.2.1 Free allocation of Logical Nodes

The free (arbitrary) allocation of functions or Logical Nodes 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

Replace "logical nodes" by "Logical Nodes".

9.2.3 Bay level

Replace, in the first line of 9.2.3, "logical nodes" by "Logical Nodes".

Delete, in the fourth line of 9.2.3, "as very common today".

Replace, in the fifth line of 9.2.3, "appear" by "are hosted".

9.2.4 Process/switchgear level

Replace, in the first line of 9.2.4, "logical nodes" by "Logical Nodes".

Replace, in the fourth line of 9.2.4, "X, Y and Z" by "T, X, Y and Z".

9.2.5 The use of generic logical nodes

Replace the existing title of 9.2.5 by the following new title:

9.2.5 The use of generic Logical Nodes

9.4 Additional examples

Replace, in the second line of 9.4, "logical nodes" by "Logical Nodes".

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

Replace, in the title of Figure 11, "for a" by "in a".

9.5 Modelling

9.5.1 Important remarks

Delete, in the second line of 9.5.1, "help".

Replace "Part 7" by "Part 7 of this series (IEC 61850-7-x)"

9.5.4 LN and modelling

Replace the existing title and text of 9.5.4 by the following new title and text:

9.5.4 Logical Nodes 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, ITCL, and ITMI may appear as clients and, therefore, will be modelled having no data objects.

The introduction of additional structures like Logical Devices (see Part 7 of this series (IEC 61850-7-x)) grouping Logical Nodes is not an application requirement but may be helpful for handling common management features like switching a group of functions in test mode.

Split and combinations of Logical Nodes for more convenient modelling do not impact the requirements.

10 System description and system requirements

10.1 Need for a formal system description

Replace the existing text of 10.1 by the following new text:

Where the data is coming from (sending Logical Node) and is going to (receiving Logical Node), 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

Replace the existing title and text of 10.2 by the following new title and text:

10.2 Requirements for Logical Node behaviour in the system

As indicated already above each “receiving” function represented by the “receiving Logical Node” shall know what data is needed for performing his task; i.e. it shall be able to check if the delivered data are complete, valid and have 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 Logical Node may set most quality attributes. The decision if data are “old” is the genuine task of the receiving Logical Node. 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 Logical Nodes 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 Logical Node is also the source of the primary data, i.e. it keeps the most actual values of these data, and the receiving Logical Node 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 Logical Node cannot operate in a normal way but may be in a degraded mode. Therefore, the behaviour of the Logical Node 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 Logical Nodes 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

Replace the existing title of 11.1 by the following new title:

11.1 Time synchronisation

11.1.1 Basic definitions and requirements

Replace the existing title of 11.1.1 by the following new title:

11.1.1 Basics

11.1.1.1 General

Replace the existing titles and texts of Subclauses 11.1.1.1 to 11.2.1.1 by the following new titles and texts:

11.1.1.1 Applications and definitions

To compare two or more data (values, events) with highest precision all have to be sampled or at the identical time ($\Delta t = 0$) without any jitter. Since this is conceptually and technically impossible, the term "real-time" for capturing and processing data was introduced. But this term consists same ambiguity since real time may mean something totally different for the impacted entities e.g. is not the same for a racing horse or a snail. They have different embedded time scales. This is valid also for technical constructs like IEDs with different functions.

The term time-critical refers to the different requirements of functions. It refers to the time which is critical to perform a dedicated function. It should be noted that time requirements are explicitly requested for communication i.e. for transmission and response times. Since application functions are not standardized in IEC 61850, the time for performing such a function is out of scope.

IEC 61850 compatible devices from multiple manufacturers may not only be used in substations but also everywhere in the power system. Therefore, a common global format for time tagging done by all these devices shall be used. It shall be possible to compare the sequence of events system-wide ("globally") for any kind of event analysis to detect causal relationships. The resulting requirement is that the time between the IEDs respectively the clocks within all IEDs shall be synchronized with reasonable accuracy. Since not all data have to be globally synchronized, for the clocks under consideration the term "time-coherent" data is introduced.

11.1.1.1.1 Event time tagging

Events could be e.g. signal changes on binary inputs of the IED from the process or calculated ones in the application functions. To get a correct sequence of events across different places in the power system an event time tagging with a precise coherent time has to be provided. Therefore, all devices in this coherent time zone shall be synchronized with the requested accuracy. The commonly requested time accuracy for time tagging of events is 1 ms. This means, that the detection of state changes (scanning cycle) for events shall be short enough for allocating the event to the correct time slot. The time-coherent zone includes normally at least the responsibility area of a utility allowing for sequence of events (timely ordered list) representing the diary of the system.

11.1.1.1.2 Coherent samples of analogue values

Analogue data which are used for calculations like impedance (voltage and current for distance protection) or difference (two or more currents for differential protection) must be taken from the same instant in time with a minimum jitter, i.e. the corresponding samples shall be time coherent. To compare values from different places (e.g. sampled values from different merging units, 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. The resulting requirement is that the time between the IEDs respectively the clocks within all IEDs providing the samples shall be synchronized for a coherent time zone with reasonable accuracy. The common time accuracy for synchronized samples is 1 μ s. The common order for analogue samples with 50 Hz or 60 Hz power frequency is 1 μ s. Synchronized samples may be created by high-precision interpolation to a common sample base or, more convenient, by synchronized sampling.

NOTE The samples must be delivered as continuous data stream similar as with wires allowing the detection of deviations from the normal state like faults by protection at any time.

11.1.1.2 Time synchronisation and master clocks

To compare data in one IED only, no external reference clock named master clock is needed. The micro-processor represents the internal clock for all hosted data. If data in smaller or larger areas have to be compared, external master clocks have to be applied.

The choice of master clock technology (atomic clock, satellite-based clock or a so-called network clock) and applied level of redundancy are matter of implementation and, therefore, outside the scope of this part.

Master clocks have to synchronize the microprocessor-based clocks in the IEDs which are responsible that changes are detected in time respectively analogue values are sampled at the same time (synchronized sampling).

11.1.1.3 Time synchronisation and clock requirements

Since this part of the standard defines and lists requirements and not implementations, all performance classes refer to applications (functions) and not to clock operations. It is a matter of the clock implementation to provide the requested times for the applications. Therefore, also synchronization implementation dependent clock messages are not considered.

These basic time requirements are system requirements, but the system consists of devices hosting functional and communication functionalities. Therefore, all these devices shall support these requirements if applicable.

11.1.1.4 Time model and format requirements

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

- 1) Classes are defined below.
- 2) The time stamp shall be based on an existing time standard. UTC is generally accepted as the base time standard.
- 3) The time model shall be able to track leap seconds and provide enough information to allow the user to perform delta time calculations for paired events crossing the leap second boundary.
- 4) 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.
- 5) The timestamp information shall be easily derivable from commercially available time reference system,
- 6) The overall time model shall include information to allow the computation of the local time.
- 7) The time model shall allow for ½ hour offset of the local time.
- 8) The time model shall indicate whether Daylight Saving is in effect or not.
- 9) The format shall last at least 100 years.
- 10) The timestamp format shall be compact and easily machine processed.

11.1.1.5 Specific issues for time synchronization

- 1) The choice of reference clock technology (atomic clock, satellite-based clock or network clock) is a matter of implementation and, therefore, outside the scope of this document.
- 2) The accuracy is always the difference between the master clock 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 and Table 3 as far as applicable.
- 4) The messages for time synchronization should use the same communication infrastructure as the data exchange to facilitate both the IED and the communication system design.

11.1.1.6 Time synchronization classes

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 master clock.

Table 2 – Time synchronization classes for AC applications synchronization

Time synchronization class	Accuracy [μs]	Phase angle accuracy for 50 Hz [°]	Phase angle accuracy for 60 Hz [°]	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 – Time synchronization classes for time tagging or sampling

Time synchronization class	Accuracy [μs] 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

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). The accuracy in general or dedicated for protection, measurement, revenue metering, power quality supervision and other functions is outside the scope of IEC 61850 series and defined in the related product standards.

This accuracy for measuring current and voltage with classical instrument transformers or advanced optical sensors is outside the scope of the IEC 61850 series and defined in the standard series IEC 61869. The bit resolution has to be high enough for the accuracy requested by the application. Normally, the common 16 bit resolution covers all accuracy requirements in power utility automation systems. The accuracy of the sampled analogue data is not influenced by the communication.

If one set of samples (defined by the identical sampling time) is transferred together in one frame the transfer rate (frame rate) is identical with the sampling rate of the data in the sample stream. If two or more consecutive samples are combined in one frame the frame rate will go down releasing the load on the communication link but increasing the time until all data are available for the application.

The sample 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, these data have to be provided time coherent i.e. either time tagged or synchronized sampled with the high precision needed by the application. The requirement classes for time synchronization are given in Table 2 respectively Table 3.

11.1.1.7 Event time definition

There are four different kinds of events with recommended time allocation procedures:

- If an event is defined as a change of a computed value (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 a change of the value 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 a change of the value of an analogue input, also 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. For derived values like frequencies or phasors, the definition for the first kind is applicable.
- 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.

11.2 Message performance requirements

11.2.1 Basic definitions and requirements

11.2.1.1 General

The communication between Logical Nodes 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 Logical Nodes 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 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 11.2.1.2.

For defining time stamps and transfer times the basic definition of time and time synchronization have to be clear. These requirements are stated in 11.1.1.1 and 11.1.1.7. Transfer time requirements are system requirements, time stamp requirements are device requirements but refer to the system support function "Time synchronization".

In 11.3 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 11.2.2.1, introduction and use of performance classes is described in 11.2.2.2.

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.

11.2.1.2 Type 1A "Trip"

Replace the existing Subclauses 11.2.1.2 to 11.2.1.3 with the following new subclauses:

11.2.1.2 Transfer time

11.2.1.2.1 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.

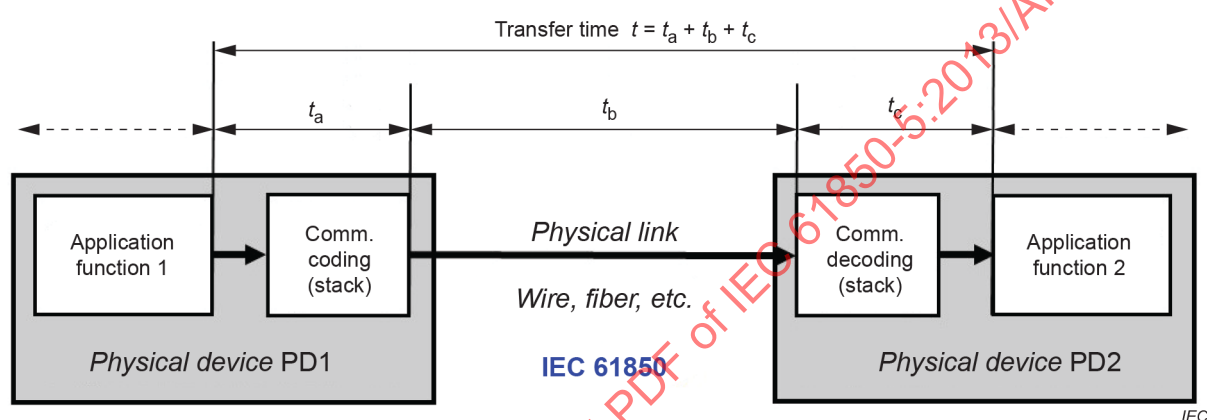


Figure 13 – Definition of "overall transfer time" t and indication of processing times

This time definition is applicable for the complete transmission chain as indicated in Figure 13. In physical device PD1, application function 1 (f_1) sends data to another application function 2 (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 11.2.3.2). 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.

11.2.1.2.2 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: $t \ll t_{f1} + t_{f2}$.

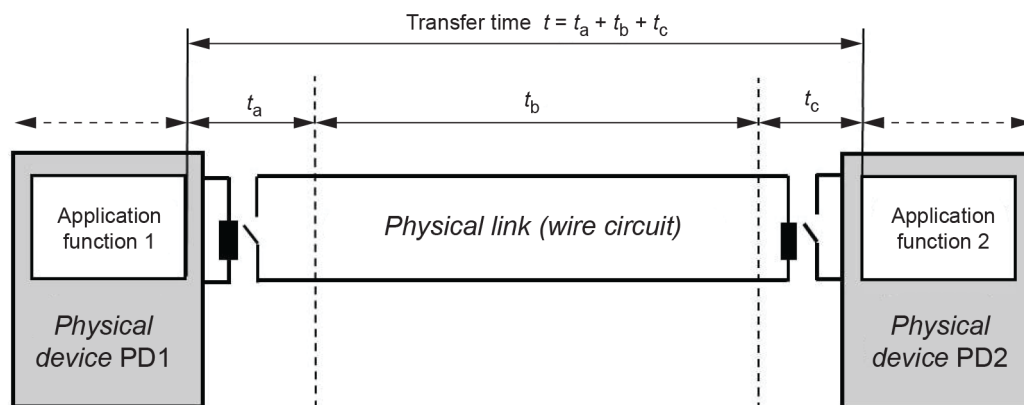


Figure 14 – Transfer time for binary signal with conventional output and input delays

11.2.1.3 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.

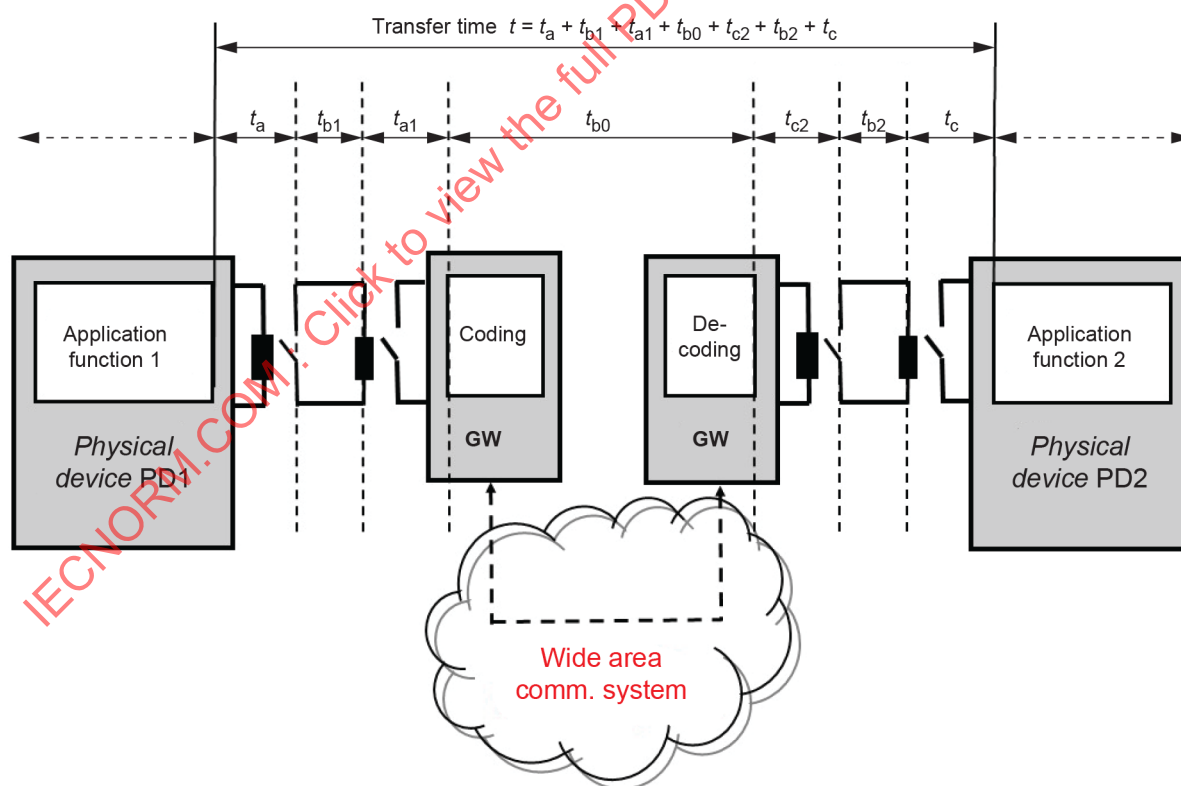


Figure 15 – Definition of transfer time t for binary signals in case of line protection

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.

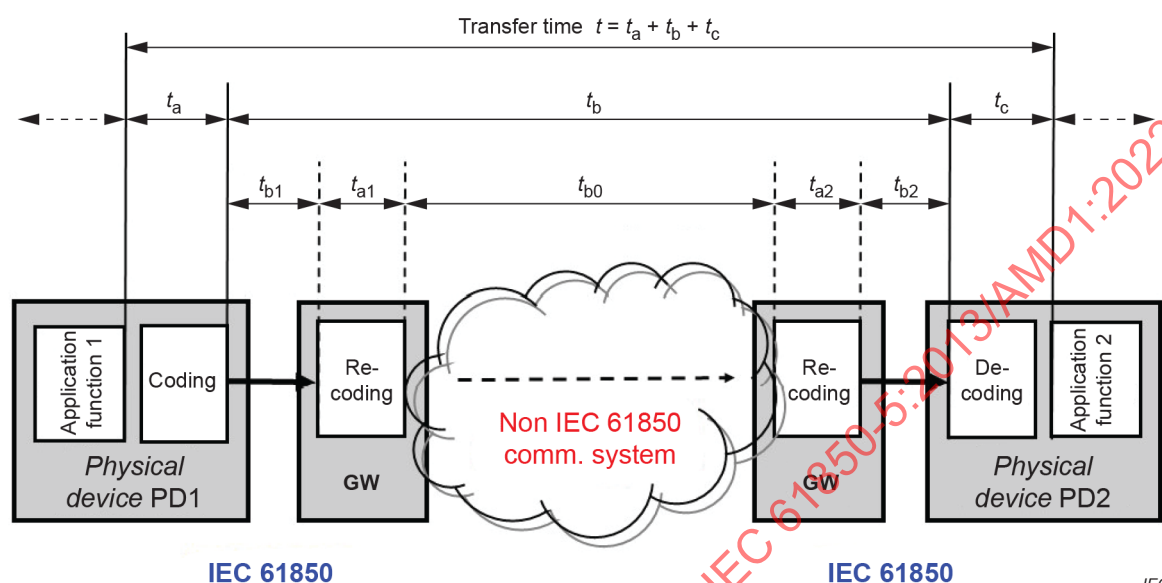


Figure 16 – Definition of transfer time t over serial link in case of line protection

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 disturbances. If these requirements kept it is an implementation issue if the transfer happens by some kind of 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.

11.2.1.4 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.

11.2.1.5 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.

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

Replace the existing title and text of Subclause 11.2.2 with the following new title and text:

11.2.2 Concepts of message types and performance classes

11.2.2.1 Introduction and use of message types

As mentioned above, the communication requirements in terms of PICOMs between Logical Nodes 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.

11.2.2.2 Introduction and use of performance classes

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

For some message 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 impact the requested performance of the protection function i.e. the time from fault detection to trip issuing (typically up to 40 ms) respectively together with the circuit breaker operation time the requested fault clearing time of ≤ 100 ms (preferred 80 ms)

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

11.2.2.3 Implementation issues

On a direct connection between two IEDs all messages travel with the same speed (refer to tb 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.

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

Replace the existing title and text of Subclause 11.2.3 with the following new title and text:

11.2.3 Definition of transfer time and synchronization classes

11.2.3.1 Transfer time classes for control and protection

The transfer time requirements for functions as given in Table 30 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 30 – Classes for transfer times

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

11.2.3.2 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 RMS 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 11.1.1.6.

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.

11.3 Requirements for data and communication quality

Replace the existing title and text of 11.3 with the following new title and text:

11.3 Definition of messages types and performances classes

11.3.1 Type 1 – Fast messages ("Protection")

11.3.1.1 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 (see IEC TR 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.

11.3.1.2 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				

11.3.1.3 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

11.3.2 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

11.3.3 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	$\leq 1\,000$	1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10

11.3.4 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.				

11.3.5 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	$\leq 10\,000$	1, 4, 5, 6, 7, 10

11.3.6 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	$\leq 1\,000$	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	$\leq 10\,000$	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.

11.4 Requirements concerning the communication system

Replace the existing title and text of 11.4 with the following new title and text:

11.4 Requirements for data and communication quality

11.4.1 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 11.4.

11.4.2 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 (see Table 31) according to IEC 60870-4. IEC 61850-5:2013, 8.3.3 also introduces 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 31 – 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.

11.4.3 Reliability

11.4.3.1 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.

11.4.3.2 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. 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 32.

Table 32 – Security classes

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

11.4.3.3 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. 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 11.2.3.1).

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 33.

Table 33 – 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}	

11.4.4 Availability

11.4.4.1 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.

11.4.4.2 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.

11.5 System performance requirements

Replace the existing title and text of 11.5 with the following new title and text:

11.5 Requirements concerning the communication system

11.5.1 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.

11.5.2 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.

11.5.3 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.

11.5.4 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 34.

Table 34 – Requirements for 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	8 ms	4 ms
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.		

11.5.5 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.

Add, after 11.5, the following new subclause:

11.6 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 11.2.2.

12 Additional requirements for the data model

12.2 Logical and physical identification and addressing

Replace, in the first paragraph of 12.2, "these of automation system" by "these of the power utility automation system".

Replace, in the second paragraph of 12.2, "utility automation systems" by "power utility automation systems".

Replace, in the third paragraph of 12.2, "logical nodes" by "Logical Nodes" and "logical node" by "Logical Node".

12.4 Administrative issues

Replace, in the second paragraph of 12.4, "life time" by "life-time".

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013/AMD1:2022

Annex B (informative)

PICOM identification and message classification

B.1 General

Replace, in the first paragraph of B.1, "(see 8.5.2)" by "(see 8.5)".

Replace, in the fifth paragraph of B.1, "the 11.1.1.2" by "11.2.1.2".

Replace, in the sixth paragraph of B.1, "11.2" by "8.3".

Replace, in the seventh paragraph of B.1, "11.1.2.1" by "11.2.2.1".

Replace, in the the seventh paragraph of B.1, "11.1.2.2" by "11.2.2.2".

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013/AMD1:2022

Annex D (informative)

Rules for function definition

D.4.1 General

Replace, in the first paragraph "7.1" by "8.3".

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013/AMD1:2022

Annex F (informative)

Functions

F.1.2.4 General

Replace, in the first paragraph "11.1.3.3" by "11.1.1.6".

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013/AMD1:2022

Annex I (informative)

Examples for protection functions in compensated networks

I.1 The Transient Earth Fault (PTEF)

Replace, in the first paragraph of I.1, "Therefore the" by "Therefore, the".

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013/AMD1:2022

Bibliography

Replace the existing reference to Cigré Report 34.03 with the following new text:

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

Add the following new text to the bibliography:

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

CIGRÉ B5.11 – *The introduction of IEC 61850 and its impact on protection and automation within substations*, CIGRÉ Technical Brochure (TB) 326 (102 pages), 2007

CEN-CENELEC-ETSI, *Smart Grid Coordination Group – Smart Grid reference Architecture Model (SGAM)*, November 2012

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013/AMD1:2022

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013/AMD1:2022

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**RÉSEAUX ET SYSTÈMES DE COMMUNICATION POUR
L'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES –****Partie 5: Exigences de communication pour les fonctions
et les modèles d'appareils****AMENDEMENT 1****AVANT-PROPOS**

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

L'amendement 1 à l'IEC 61850-5:2013 a été établi par le comité d'études 57 de l'IEC: Gestion des systèmes de puissance et échanges d'informations associés.

Le texte de cet Amendement est issu des documents suivants:

Projet	Rapport de vote
57/2448/FDIS	57/2467/RVD

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

La langue employée pour l'élaboration de cet Amendement est l'anglais.

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

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

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61850-5:2013/AMD1:2022

AVANT-PROPOS

Dans l'AVANT-PROPOS, sous le point 9), remplacer les trois premiers alinéas, y compris les puces du troisième alinéa, par les nouveaux alinéas suivants:

La Norme internationale IEC 61850-5 Edition 2 et son Amendement 1 ont été établis par le comité d'études 57 de l'IEC: Gestion des systèmes de puissance et échanges d'informations associés.

DÉNÉGATION DE RESPONSABILITÉ

La présente version consolidée ne constitue pas une norme IEC officielle et a été établie à l'intention des utilisateurs. Seuls les versions actuelles de la norme et son ou ses amendements doivent être considérés comme des documents officiels.

La présente version consolidée de l'IEC 61850-5:2013 porte le numéro d'édition 2.1. Elle remplace la deuxième édition (2013-01) et son amendement (2021-XX). Le contenu technique est identique à celui de l'édition de base et de son amendement.

La Norme internationale IEC 61850-5 a été établie par le comité d'études 57 de l'IEC: Gestion des systèmes de puissance et échanges d'informations associés.

Les modifications, corrections et mises à jour qui ont été apportées se fondent principalement sur les commentaires reçus.

Les modifications majeures qu'apporte la présente version consolidée par rapport à l'Edition 2 sont les suivantes:

- a) extension des exigences relatives à certains Nœuds logiques;
- b) correction des erreurs et des coquilles;
- c) harmonisation de toutes les descriptions de Nœuds logiques (avec une incidence sur l'ensemble des tableaux relatifs aux Nœuds logiques);
- d) réorganisation de la structure d'articles déterminés;
- e) mise à jour des titres;
- f) réorganisation des paragraphes de l'article relatif aux performances

pour

- faciliter la lecture et la compréhension des exigences de la série IEC 61850;
- fournir des références cohérentes et actualisées aux exigences des parties relatives au modèle de données et aux services de communication.

INTRODUCTION

Supprimer le quatrième alinéa existant de l'Introduction. Remplacer le texte existant du cinquième alinéa de l'Introduction par le nouveau texte suivant:

La série IEC 61850 doit répondre à un besoin de pérennité tout en prenant en compte l'évolution rapide des techniques de communication, notamment l'approche technique et la structure des documents. La série IEC 61850 a été organisée de manière à ce qu'une modification mineure apportée à l'une des parties n'entraîne pas de reformulation significative des autres parties. Par exemple, les exigences définies dans l'IEC 61850-5 ne sont affectées ni par les modèles de données définis dans les parties ultérieures (IEC 61850-7-x) ni par les mappings vers les piles dédiées (IEC 61850-8-x et IEC 61850-9-x) qui reposent sur les exigences de communication de l'IEC 61850-5. Par ailleurs, les parties générales, la spécification des exigences et les parties qui traitent de 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 dédiées aux principaux moyens de communication, ce qui permet d'assurer la pérennité de la norme et d'apporter des modifications techniques ultérieures.

Remplacer le texte existant du sixième alinéa de l'Introduction par le nouveau texte suivant:

La présente version consolidée de l'IEC 61850-5:2013 et son Amendement 1 définissent les exigences de communication pour les fonctions et les modèles d'appareils d'un système d'automatisation de système électrique.

Remplacer le texte existant du septième alinéa et la Note de l'Introduction par le nouveau texte suivant:

La modélisation des communications exige la définition d'objets (objets de données, ensembles de données, contrôle des rapports, contrôle des productions de rapports, par exemple) et des services fournis par les objets (get, set, report, create, delete, par exemple). Ces éléments sont définis dans l'IEC 61850-7, qui fournit une description précise des interfaces pour la mise en œuvre. Pour tirer parti des technologies de communication, la présente norme ne définit pas de nouvelles piles de protocoles, mais l'IEC 61850-8 et l'IEC 61850-9 définissent un mapping normalisé sur des piles existantes. La norme est complétée par un langage de configuration de système (IEC 61850-6) afin d'établir une description formelle forte du système utilisable pour les outils logiciels, ainsi que par des essais de conformité normalisés (IEC 61850-10).

NOTE 1 Afin de conserver l'approche par couches de la norme et de ne pas mélanger les exigences d'application et de mise en œuvre, les termes tels que client, serveur, objets de données, etc. ne sont normalement pas utilisés dans l'IEC 61850-5 (exigences). Dans l'IEC 61850-7 (modélisation), l'IEC 61850-8 et l'IEC 61850-9 (mise en correspondance des services de communication spécifiques), les termes tels que PICOM qui relèvent des exigences d'application ne sont normalement pas utilisés.

NOTE 2 Les exigences spécifiques relatives aux extensions de la Partie 8 font l'objet de rapports techniques distincts, par exemple l'IEC TR 61850-80-3.

Figure 1 – Position relative de cette partie de la norme

Supprimer la Figure 1 existante.

1 Domaine d'application

Remplacer le texte existant de l'Article 1 par le nouveau texte suivant:

Les spécifications du présent document font référence aux exigences de communication de base générales des fonctions d'application, dans tous les domaines des systèmes d'automatisation de systèmes électriques. Les exigences de communication dédiées et la plupart des exemples de fonctions d'application du présent document concernent le domaine d'automatisation de poste, mais peuvent être réutilisés ou étendus à d'autres domaines relatifs aux systèmes d'automatisation de systèmes électriques. Noter que le terme "domaine de poste" est parfois utilisé en lieu et place du terme "domaine d'automatisation de poste", en particulier lorsque les appareils de connexion (système principal) et le système d'automatisation (système secondaire) sont pris en compte simultanément.

La description des fonctions d'application n'est pas utilisée pour normaliser les fonctions, mais pour identifier les exigences de communication entre les appareils électroniques intelligents (IED, *Intelligent Electronic Devices*) qui hébergent ces fonctions au sein des centrales et postes du système électrique, entre de tels postes (pour la protection de ligne, par exemple) et entre la centrale ou le poste et les sites de commande à distance de niveau supérieur (centres de conduite de réseau, par exemple) et des sites de maintenance. Les interfaces aux services techniques à distance (centres de maintenance, par exemple) sont en outre prises en compte. Le domaine d'application général concerne les exigences de communication pour les systèmes d'automatisation de systèmes électriques. L'objectif de base est d'assurer l'interopérabilité pour toutes les interactions afin de procurer un système de communication uniforme pour la gestion globale du système électrique. Une autre condition préalable à l'interopérabilité est de définir une méthode commune pour la synchronisation temporelle.

Les fonctions d'application de normalisation et leur mise en œuvre ne relèvent pas du domaine d'application du présent document. Par conséquent, une approche unique ne peut pas être appliquée pour la répartition des fonctions d'application aux appareils. Afin de favoriser une libre répartition de ces fonctions, une décomposition adéquate de ces fonctions en parties liées à la communication est définie. Les données échangées et les performances exigées correspondantes sont définies.

Les IED identiques ou similaires des postes tels que les appareils de protection et de commande se rencontrent aussi dans d'autres domaines comme les centrales électriques. L'utilisation du présent document pour de tels appareils dans ces centrales électriques 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 décentralisées, des parties de normes spécifiques selon la série IEC 61850 ont déjà été définies et publiées.

2 Références normatives

Remplacer le texte existant de l'Article 2 par le nouveau texte suivant:

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

IEC 60617, *Graphical symbols for diagrams – 12-month subscription to regularly updated online database comprising parts 2 to 13 of IEC 60617* (disponible en anglais seulement)

IEC 60834-1:1999, *Matériels de téléprotection des réseaux d'énergie électrique – Performances et essais – Partie 1: Systèmes de commande*

IEC 60834-2:1993, *Performances et essai des matériels de téléprotection des réseaux d'énergie électrique – Partie 2: Systèmes à comparaison analogique*

IEC 60870-4:1990, *Matériel et systèmes de téléconduite. Quatrième partie: Prescriptions relatives aux performances*

IEC 60870-5 (toutes les parties), *Matériels et systèmes de téléconduite – Partie 5: Protocoles de transmission*

IEC 61000-4-15:2010, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-15: Techniques d'essai et de mesure – Flickermètre – Spécifications fonctionnelles et de conception*

IEC 61000-4-30:2015, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-30: Techniques d'essai et de mesure – Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation*

IEC 61508 (toutes les parties), *Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques/électroniques/électroniques programmables relatifs à la sécurité*

IEC TR 61850-1:2013, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 1: Introduction et présentation*

IEC TS 61850-2:2019, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 2: Glossary* (disponible en anglais seulement)

IEC 61850-3:2013, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 3: Exigences générales*

IEC 61850-4:2011, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 4: Gestion du système et gestion de projet*

IEC 61850-6:2009, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 6: Langage pour la description de configuration pour la communication dans les postes électriques, entre les dispositifs électroniques intelligents (IED)*

IEC 61850-6:2009/AMD1:2018

IEC 61850-7-1:2011, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 7-1: Structure de communication de base – Principes et modèles*
IEC 61850-7-1:2011/AMD1:2020

IEC 61850-7-2:2010, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 7-2: Informations de base et structure de communication – Interface abstraite pour les services de communication (ACSI)*

IEC 61850-7-2:2010/AMD1:2020

IEC 61850-7-3:2010, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 7-3: Structure de communication de base – Classes de données communes*

IEC 61850-7-3:2010/AMD1:2020

IEC 61850-7-4:2010, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 7-4: Structure de communication de base – Classes de nœuds logiques et classes d'objets de données compatibles*

IEC 61850-7-4:2010/AMD1:2020

IEC TR 61850-7-5, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-5: IEC 61850 modelling concepts* (disponible en anglais seulement)

IEC TR 61850-7-500:2017, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-500: Basic information and communication structure – Use of logical nodes for modeling application functions and related concepts and guidelines for substations* (disponible en anglais seulement)

IEC TR 61850-7-510:2012, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-510: Basic communication structure – Hydroelectric power plants – Modelling concepts and guidelines* (disponible en anglais seulement)

IEC TR 61850-7-6:2019, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-6: Guideline for definition of Basic Application Profiles (BAPs) using IEC 61850* (disponible en anglais seulement)

IEC TS 61850-7-7:2018, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-7: Machine-processable format of IEC 61850-related data models for tools* (disponible en anglais seulement)

IEC 61850-8-1:2011, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 8-1: Mise en correspondance des services de communication spécifiques (SCSM) – Mises en correspondance pour MMS (ISO 9506-1 et ISO 9506-2) et pour l'ISO/IEC 8802-3*

IEC 61850-8-1:2011/AMD1:2020

IEC 61850-8-2:2018, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 8-2: Mapping des services de communication spécifiques (SCSM) – Partie 8-2: Mapping avec le protocole XMPP (Extensible Messaging Presence Protocol)*

IEC 61850-9-2:2011, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 9-2: Mise en correspondance des services de communication spécifiques (SCSM) – Valeurs échantillonnées sur ISO/IEC 8802-3*

IEC 61850-9-2:2011/AMD1:2020

IEC/IEEE 61850-9-3:2016, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-3: Precision time protocol profile for power utility automation* (disponible en anglais seulement)

IEC 61850-10:2012, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 10: Essais de conformité*

IEC TR 61850-80-3:2015, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 80-3: Mapping to web protocols – Requirements and technical choices* (disponible en anglais seulement)

IEC TR 61850-90-1:2010, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations* (disponible en anglais seulement)

IEC TR 61850-90-2:2016, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-2: Using IEC 61850 for communication between substations and control centres* (disponible en anglais seulement)

IEC TR 61850-90-4:2020, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-4: Network engineering guidelines* (disponible en anglais seulement)

IEC TR 61850-90-5:2012, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118* (disponible en anglais seulement)

IEC TR 61850-90-12:2020, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-12: Wide area network engineering guidelines* (disponible en anglais seulement)

IEC 61869 (toutes les parties), *Transformateurs de mesure*

IEC TR 62357-1:2016, *Power systems management and associated information exchange – Part 1: Reference architecture* (disponible en anglais seulement)

IEC 81346 (toutes les parties), *Systèmes industriels, installations et appareils, et produits industriels – Principes de structuration et désignations de référence*

IEEE Std C37.2-2008, *Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms and Contact Designations* (disponible en anglais seulement)

3 Termes et définitions

Remplacer le texte existant des deux premiers alinéas de l'Article 3 par le nouveau texte suivant:

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC TS 61850-2 ainsi que les suivants s'appliquent.

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

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

3.1 Généralités

Remplacer le texte existant des termes et définitions 3.1.1 à 3.1.4 par le nouveau texte suivant:

3.1.1

fonction d'application

tâche exécutée dans ou par les systèmes d'automatisation de systèmes électriques

Note 1 à l'article: En règle générale, une fonction d'application 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 les différentes fonctions. Les données échangées exposées au système de communication doivent être normalisées à partir du contenu sémantique qui doit être compréhensible par la fonction réceptrice. A 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 d'application 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, aucune liaison normalisée n'est nécessaire. Parfois, des fonctions qui ne présentent qu'une faible dépendance vis-à-vis d'autres fonctions sont également appelées fonctions locales. Il convient que la perte de ce type de liaison ne donne pas lieu au verrouillage de ces fonctions, mais à une dégradation dans son exécution dans le cas le plus défavorable.

3.1.3

fonction répartie

fonction d'application qui est exécutée par des sous-fonctions dans deux appareils physiques ou plus

Note 1 à l'article: Les données échangées sont contenues dans des Nœuds logiques (LN, *Logical Node*) qui comportent 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 qui le concerne, la fonction peut être bloquée complètement ou affectée de dégradations dans son exécution.

3.1.4

système

ensemble d'entités d'interaction qui exécutent une fonctionnalité commune

Note 1 à l'article: Le cœur du système est l'échange de données.

3.1.16

nœud logique (LN)

Remplacer le texte existant du terme 3.1.16 par le nouveau texte suivant:

3.1.16

Nœud logique (LN)

3.2 Connexions

3.2.1

connexion logique

Remplacer le texte existant de la définition 3.2.1 par le nouveau texte suivant:

liaison de communication entre des fonctions d'application représentées par des Nœuds logiques

3.2.2

connexion physique

Remplacer le texte existant de la définition 3.2.2 par le nouveau texte suivant:

liaison de communication entre des appareils électroniques intelligents (IED) qui fournit toutes les connexions logiques aux fonctions d'application mises en œuvre représentées par des Nœuds logiques

3.2.4

connexion cachée

Remplacer le texte existant de la note au 3.2.4 par le nouveau texte suivant:

Note 1 à l'article: Ces données échangées ne sont pas visibles et ne peuvent pas être utilisées par d'autres IED et n'exigent donc aucune interopérabilité. Il convient de noter que la répartition de fonctions d'application combinées d'un IED à plusieurs IED peut exposer des connexions cachées qui doivent être normalisées.

3.5 Fonctions d'automatisation des systèmes électriques à différents niveaux

3.5.2

fonctions de niveau poste

Remplacer le texte existant de la définition 3.5.2 (note exclue) par le nouveau texte suivant:

fonctions d'application qui font référence au poste ou à la centrale dans son ensemble

3.5.3 fonctions de niveau cellule

Remplacer le texte existant de la définition 3.5.3 par le nouveau texte suivant:

fonctions d'application qui utilisent essentiellement les données d'une cellule et qui agissent principalement sur l'équipement primaire d'une cellule

3.5.4 fonctions de niveau processus

Remplacer le texte existant de la définition 3.5.4 et de la Note 1 par le nouveau texte suivant:

ensemble des fonctions d'application qui assurent 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 relatives à un objet primaire (disjoncteur, par exemple)

Note 1 à l'article: Ces fonctions communiquent par le biais des interfaces logiques IF4 et IF5 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

Remplacer le texte existant de la définition 3.5.5 et de la Note 1 par le nouveau texte suivant:

fonctions d'application qui utilisent les données de plusieurs cellules ou relatives à l'ensemble du poste et qui agissent sur l'équipement primaire de plusieurs cellules ou sur le poste complet

Note 1 à l'article: Le verrouillage de poste, les séquenceurs automatiques ou la protection de jeu de barres sont des exemples de telles fonctions. Ces fonctions communiquent principalement par le biais de l'interface logique IF8.

3.5.6 fonctions de niveau poste liées aux interfaces

Remplacer le texte existant de la définition 3.5.6 et de la Note 1 par le nouveau texte suivant:

fonctions d'application qui représentent les interfaces du système d'automatisation électrique avec l'opérateur local du poste, appelé IHM (interface homme-machine), avec un centre de commande à distance ITC (interface de téléconduite) 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 par le biais des interfaces logiques IF1 et IF6 avec le niveau cellule et par le biais de l'interface logique IF7 ainsi que l'interface de commande à distance vers l'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

Remplacer le texte existant de la définition 3.6.1 (note exclue) par le nouveau texte suivant:

certaines fonctionnalités qui ne sont exécutées qu'à l'intérieur d'un IED sans communication avec d'autres IED et qui ne relèvent pas du domaine d'application de la série IEC 61850

3.6.2 granularité

Remplacer le texte existant de la définition 3.6.2 (note exclue) par le nouveau texte suivant:

étendue selon laquelle les fonctions d'application et leurs données attribuées sont divisées respectivement en sous-fonctions et en sous-groupes

4 Abréviations

Ajouter les nouveaux termes suivants à la liste actuelle des abréviations:

TC	Transformateur de courant
FACTS	Flexible AC Transmission Systems (Systèmes de transmission flexible en courant alternatif)
SGAM	Smart Grid Architecture Model (Modèle d'architecture de réseau intelligent)
TT	Transformateur de tension

5 Fonctions du système d'automatisation des systèmes électriques

5.1 Généralités

Remplacer "système d'automatisation d'une compagnie d'électricité" par "système d'automatisation de système électrique".

Remplacer "les nœuds de connexion" par "le nœud de connexion".

Ajouter, à la fin du 5.1, le nouvel alinéa suivant:

Le regroupement des domaines et fonctions d'application ne relève pas du domaine d'application du présent document, qui est axé sur les exigences. Il convient toutefois de noter que le Modèle d'architecture de réseau intelligent (SGAM), référencé dans l'architecture de référence de l'IEC (IEC 62357-1), établit une liaison structurée entre les exigences et la mise en œuvre.

5.2 Exemple de système d'automatisation de poste

5.2.1 Généralités

Remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

5.2.2 Répartition logique des fonctions d'application et des interfaces

Au premier alinéa du 5.2.2, remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

Au premier alinéa du 5.2.2, remplacer "1 à 11" par "1 à 12".

Au deuxième alinéa du 5.2.2, remplacer "fonctions de niveau processus" par "fonctions d'application de niveau processus".

Au troisième alinéa du 5.2.2, remplacer "fonctions de niveau cellule" par "fonctions d'application de niveau cellule".

Au premier alinéa du 5.2.2, remplacer "sont celles" par "sont toutes les fonctions".

Au troisième alinéa du 5.2.2, remplacer "équipement primaire d'une cellule" par "équipement primaire de cette cellule".

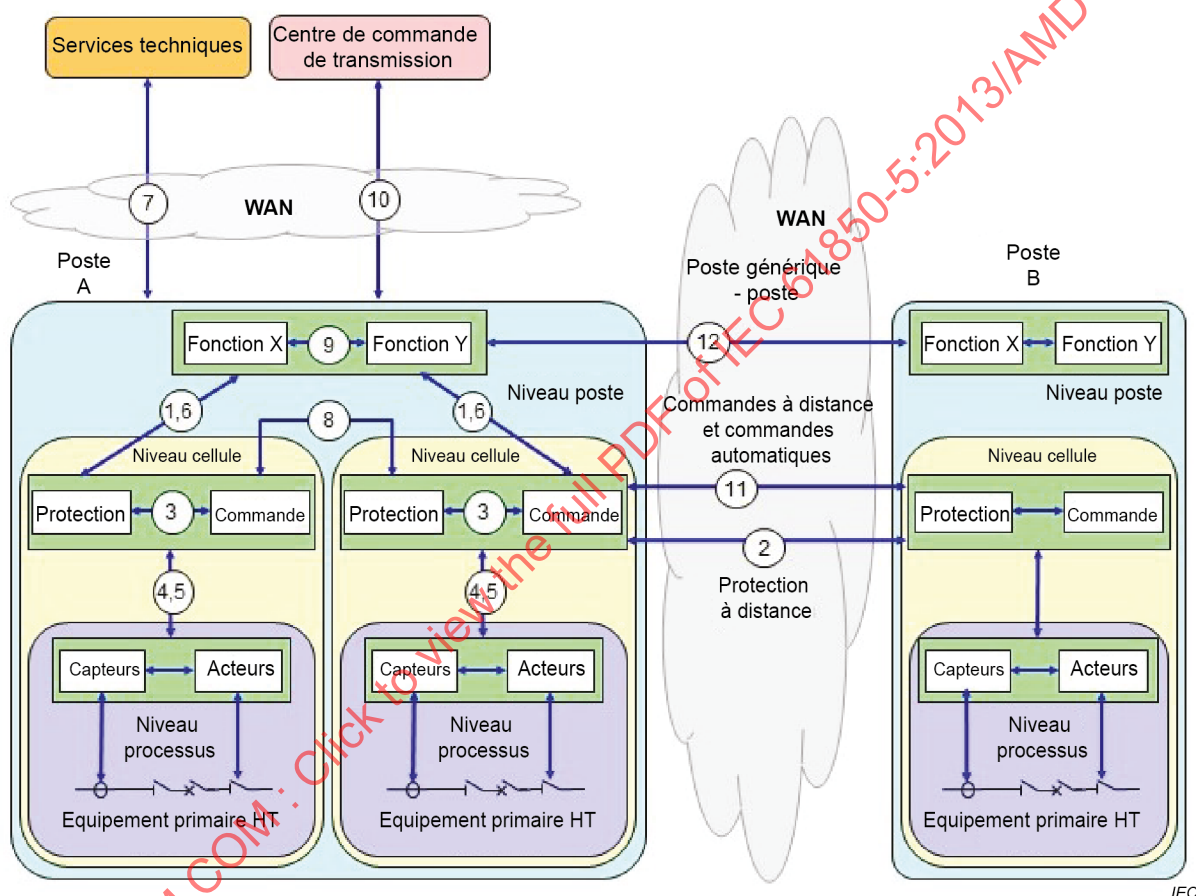
Au troisième alinéa du 5.2.2, remplacer "domaine d'application de la série CEI 61850" par "domaine d'application de la série IEC 61850".

Au cinquième alinéa du 5.2.2, remplacer "fonctions de niveau poste" par "fonctions d'application de niveau poste".

Au sixième alinéa du 5.2.2, remplacer "fonctions de niveau poste" par "fonctions d'application de niveau poste".

Figure 2 – Niveaux et interfaces logiques dans un système d'automatisation de poste

Remplacer la Figure 2 existante par la nouvelle figure suivante:



Au septième alinéa du 5.2.2, à la ligne IF10, remplacer "centres de conduite" par "centres de conduite de réseau".

Après la ligne IF11, ajouter le nouveau texte suivant:

IF12: liaison générique entre postes, par exemple pour la commande FACTS

Remplacer le texte existant du 5.2.2, après le nouveau point IF12, par le nouveau texte suivant:

Différents types de mesures, par exemple des valeurs efficaces ou des synchrophaseurs, peuvent faire partie des différentes interfaces. En outre, les exigences de synchronisation temporelle que doivent couvrir les différentes interfaces dépendent des fonctions d'application.

Le ou les nuages autour des interfaces IF2, IF11 et IF12 indiquent qu'un système de communication externe, pour lequel les exigences définies dans l'IEC 61850-90-1, l'IEC 61850-90-2, l'IEC 61850-90-5, l'IEC 61850-90-12 ou l'IEC 61850-80-3 peuvent s'appliquer, peut également être utilisé. Lorsque la mise en œuvre repose sur des systèmes de communication externes non conformes au modèle de données et aux services définis dans la série IEC 61850, une conversion de protocole est nécessaire.

NOTE La répartition des fonctions dans un environnement de communication peut être assurée par l'utilisation de techniques de réseaux étendus (WAN), de réseaux locaux (LAN) ou de bus de processus. Au niveau des exigences, il n'y a pas de contrainte qui implique l'utilisation de l'une de ces techniques pour la mise en place des fonctions.

Les appareils d'un système d'automatisation de poste peuvent être installés physiquement à des niveaux fonctionnels différents (poste, cellule, processus). Cela correspond à l'interprétation physique de la Figure 2:

- a) les appareils de niveau processus sont généralement des interfaces de processus à distance comme des E/S, des capteurs intelligents et des actionneurs connectés par un bus de processus, comme cela est représenté à la Figure 2;
- b) les appareils de niveau cellule comprennent les unités de commande, de protection ou de surveillance de la cellule;
- c) les appareils de niveau poste comprennent l'ordinateur de poste avec une base de données, le poste de travail de l'opérateur, les interfaces de télécommunication, etc.

5.2.3 Répartition physique des fonctions et des interfaces

Dans la première phrase du deuxième alinéa du 5.2.3, remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

Au troisième alinéa du 5.2.3, remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

Au troisième alinéa du 5.2.3, remplacer "Certaines peuvent être physiquement déplacées" par "Certaines de ces fonctions d'application peuvent également être physiquement déplacées".

Au quatrième alinéa du 5.2.3, remplacer "fonctions de niveau processus" par "fonctions d'application de niveau processus".

Au quatrième alinéa du 5.2.3, remplacer "interfaces série" par "interfaces".

Au sixième alinéa du 5.2.3, remplacer "7, 10 et 11" par "7, 10, 11 et 12".

5.2.4 Rôle des interfaces

Au troisième alinéa du 5.2.4, remplacer "Les interfaces 4 et 5" par "Très répandues, les interfaces 4 et 5".

Au troisième alinéa du 5.2.4, remplacer "le bus de processus" par "le bus de processus (très répandu)".

Au quatrième alinéa du 5.2.4, remplacer "surveillance" par "surveillance/maintenance".

Au cinquième alinéa du 5.2.4, remplacer "libre répartition des fonctions" par "libre répartition des fonctions d'application".

Au troisième alinéa du 5.2.4, remplacer "De manière très courante" par "de manière très courante".

5.3 Autres exemples d'application

5.3.1 Poste – Poste

Au premier alinéa du 5.3.1, remplacer "postes" par "Postes".

A la fin du 5.3.1, ajouter le nouveau texte suivant:

"et avoir une incidence sur d'autres contraintes, comme la gigue et la symétrie de la voie."

5.3.2 Poste – Conduite de réseau

Remplacer le titre existant du 5.3.2 par le nouveau titre suivant:

5.3.2 Poste – Centre de conduite de réseau

Remplacer "entre le poste et le centre de conduite de réseau" par "entre le Poste et le Centre de conduite de réseau".

Remplacer "analogiques" par "mesurées".

Remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

A la fin du 5.3.2, ajouter le nouveau texte suivant:

"et avoir une incidence sur d'autres contraintes, comme la gigue."

5.3.5 Ressources énergétiques réparties

Remplacer le titre et le texte existants du 5.3.5 par les nouveaux titre et texte suivants:

5.3.5 DER et automatisation de la distribution

Les ressources énergétiques (DER, *Distributed Energy Resource*) décentralisées peuvent être définies comme un ensemble réparti d'une ou de plusieurs ressources énergétiques de service, y compris les générateurs, le stockage d'énergie et la charge modulable, qui sont raccordées en moyenne ou basse tension (réseau de distribution). Certaines DER sont considérées comme des sources d'énergie renouvelable, tandis que d'autres sont issues de combustibles fossiles ou sont une combinaison de différentes catégories. Elles peuvent fournir de l'énergie, ainsi que des services système. Les communications peuvent inclure des interactions directes avec les systèmes d'automatisation des systèmes électriques, par le biais des systèmes de gestion d'énergie des installations qui gèrent leurs propres DER et par le biais d'agrégateurs. Les catégories types de DER incluent:

- les éoliennes et les centrales éoliennes;
- les systèmes photovoltaïques (PV) et les centrales PV: le stockage d'énergie sur PV et sur batterie;
- la production hydroélectrique et thermique;
- les systèmes de stockage d'eau par pompage;
- les systèmes de stockage d'énergie sur batterie;
- les turbines à gaz;
- la production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE);
- les véhicules électriques (VE) et leurs chargeurs: équipements de recharge du véhicule (EVSE, *Electric Vehicle Service Element*);
- les centrales électriques virtuelles (VPP, *Virtual Power Plant*) et microréseaux;

- les centrales biomasses;
- les piles à combustible.

Un système d'automatisation de ressources énergétiques décentralisées peut également disposer d'une interface avec un système de contrôle de puissance de niveau supérieur, similaire à l'interface 10 des postes. En raison d'une quantité plus limitée d'informations à échanger et de restrictions concernant la largeur de bande et/ou les technologies de communication, d'autres mappings de communication peuvent s'appliquer, comme l'IEC 61850-8-2. Les exigences associées sont regroupées dans l'IEC 61850-80-3.

Des exigences et des solutions similaires peuvent s'appliquer à l'Automatisation de la Distribution.

Après le 5.3.5, ajouter les nouveaux paragraphes suivants:

5.3.6 FACTS et conversion de puissance

Les appareils ou contrôleurs de systèmes de transmission flexible en courant alternatif (FACTS) sont utilisés pour améliorer la contrôlabilité et augmenter ou limiter la capacité de transfert de puissance du réseau électrique. Ils utilisent l'électronique de puissance ou d'autres équipements statiques pour commander les paramètres du système d'alimentation en courant alternatif. Il existe plusieurs applications des contrôleurs FACTS dans le système électrique. Elles sont classées en deux catégories, en fonction de la connexion du contrôleur FACTS au réseau électrique (connexion en dérivation ou connexion en série). D'autres exemples d'applications peuvent également exister.

Les convertisseurs de puissance sont de plus en plus utilisés dans tous les domaines du réseau électrique. Bien que leurs différentes technologies, applications (par exemple, transmission CCHT longue distance, CCHT dos-à-dos, CCHT, accès au réseau, SFC, convertisseurs pour réseau ferroviaire) et topologies (par exemple, lignes aériennes longue distance, câbles de courant continu, dos-à-dos, topologies mono et bipolaires, convertisseurs en série, convertisseurs parallèles, réseaux en courant continu multiterminaux) puissent différer de manière significative les unes des autres, elles ont toutes un point commun: un processus de conversion de puissance prend en considération et modifie toujours le flux de courant entre un convertisseur en tant que tel et un réseau électrique raccordé en un point de connexion défini.

5.3.7 Automatisation de la Distribution et des lignes

Le concept d'Automatisation de la Distribution (AD) est apparu dans les années 1970 dans le but de promouvoir l'application des technologies informatiques et de communication en vue d'améliorer le rendement d'exploitation des réseaux de distribution. Il est en général utilisé comme terme générique pour désigner le déploiement de technologies d'automatisation pour la protection, le contrôle, la surveillance et l'exploitation des réseaux de distribution. Ces technologies permettent aux services électriques de surveiller, de contrôler et d'exploiter les composants de distribution en temps réel ou en différé. La tendance est aux réseaux de distribution intelligents et actifs, qui favorisent la forte pénétration des ressources énergétiques décentralisées (DER) et assurent une meilleure fiabilité d'approvisionnement et un meilleur rendement opérationnel. En conséquence, les concepts d'AD s'étendent également à l'Automatisation de la Distribution Avancée ou ADA, qui inclut l'automatisation des DER et des programmes de gestion de la demande.

6 Objectifs et exigences

6.1 Interopérabilité

Au premier alinéa du 6.1, remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

Au premier alinéa du 6.1, remplacer "résidant dans" par "hébergés par".

Remplacer le texte existant du 6.1 après le premier alinéa par le nouveau texte suivant:

Pour atteindre cet objectif, il implique de satisfaire à quatre exigences fondamentales:

- a) disposer d'une connectivité vers les couches inférieures;
- b) parler le même langage, notamment utiliser la même syntaxe, la même sémantique et les mêmes conventions;
- c) utiliser le même modèle (méthode de description d'un appareil ou d'un équipement);
- d) disposer d'un langage de configuration commun qui permet de structurer l'ensemble des échanges entre IED (qui est qui, qui a besoin de quoi, qui envoie quoi à qui...).

NOTE L'objectif d'interopérabilité de la présente norme concerne l'interopérabilité entre les fonctions d'application. Cela est d'autant plus important 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 respectées pour assurer l'interopérabilité.

Pour assurer l'interopérabilité des systèmes avec les IED de différents fabricants, il convient qu'une seule et même personne assure dès le départ le rôle spécifique de l'intégrateur de système. L'intégrateur de système est responsable du fonctionnement conformément aux spécifications du client du système livré.

6.2 Exigences statiques relatives à la conception

Au premier alinéa du 6.2, remplacer "s'appliquer" par "être appliquée".

Aux points a), b), c), e) et f), remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

Au point f), remplacer "minimal" par "minime".

A la fin du point f), ajouter le nouveau texte suivant:

"par un domaine d'application"

6.3 Exigences dynamiques relatives aux interactions

Au point a), remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

A la fin du point c), ajouter le nouveau texte suivant:

"S'il s'agit d'informations vérifiées, elles peuvent être fournies par l'émetteur au récepteur au stade ingénierie."

Au point d), remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

Au point g), remplacer "processus de communication" par "fonctions de communication".

6.4 Exigences comportementales de réponse

Au premier alinéa du 6.4, remplacer "une exécution correcte des fonctions" par "une exécution correcte de toutes les fonctions d'application au sein du système".

Au premier alinéa du 6.4, remplacer ""arrêt", "en mode d'essai"" par ""arrêt" ou "en mode d'essai"".

Au deuxième alinéa du 6.4, remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

6.5 Approche de l'interopérabilité

Au premier alinéa du 6.5, remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

A la fin du deuxième alinéa du 6.5, ajouter le nouveau texte suivant:

"Les fichiers de configuration normalisés dans l'IEC 61850-6 assurent l'interopérabilité au moyen d'outils d'ingénierie appropriés."

6.6 Exigences en matière d'essais de conformité

Au premier alinéa du 6.6, remplacer "de la norme est l'interopérabilité" par "de l'IEC 61850 est l'interopérabilité".

Au deuxième alinéa du 6.6, remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

Remplacer les deux dernières phrases du troisième alinéa du 6.6 par le nouveau texte suivant:

"Par conséquent, les outils doivent également satisfaire à l'ensemble des exigences relatives à ce type d'échange de fichiers de configuration pertinents. Les définitions des fichiers de configuration et des exigences relatives aux outils qu'il est possible de soumettre à l'essai sont données dans l'IEC 61850-6. Les définitions des essais de conformité nécessaires tant aux IED qu'aux outils sont données dans l'IEC 61850-10."

7 Catégories de fonctions d'application

7.1 Généralités

Dans la première phrase du 7.1, remplacer "catégories de fonctions" par "catégories de fonctions d'application".

Remplacer le texte existant de la troisième phrase du 7.1 par le nouveau texte suivant:

La catégorie de la fonction est définie ci-dessous, mais seules les fonctions sont énumérées sous forme de puces dans les paragraphes ci-après.

7.2 Fonctions de support système

A la fin de la quatrième phrase du 7.2, supprimer "normalement".

A la fin du 7.2, ajouter la nouvelle puce suivante:

- contrôle de la communication.

7.4 Fonctions d'exploitation ou de commande

Dans la première phrase du 7.4, remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

Remplacer "temps de réponse" par "temps de réponse en retour".

7.5 Fonctions de cellule locale d'automatisation de processus

Au premier alinéa du 7.5, remplacer "La fonction "cellule locale" signifie" par "Les fonctions d'application "cellule locale" signifient".

Au premier alinéa du 7.5, remplacer "sous-structure locale limitée du système" par "sous-structure locale limitée du poste par rapport au système d'automatisation de poste".

Dans la première phrase du deuxième alinéa du 7.5, remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

Remplacer le texte existant de la première puce par le nouveau texte suivant:

"fonctions de protection, comme la fonction de protection contre les surintensités ou la protection de distance,"

7.6 Fonctions réparties d'automatisation de processus

Au premier alinéa du 7.6, remplacer "La fonction "cellule locale" signifie" par "Les fonctions d'application "cellule locale" signifient".

Remplacer le texte existant du deuxième alinéa (avant les puces) par le nouveau texte suivant:

Ces fonctions d'application 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 de mettre en danger les personnes ou d'endommager les équipements. Normalement, elles prennent en considération l'information de l'ensemble de la centrale ou du poste et sont mises en œuvre soit localement, soit de façon répartie. Etant donné que les mises en œuvre réparties en particulier exigent la normalisation de la communication, ces fonctions sont répertoriées ici. Les mises en œuvre locales se comportent toujours comme une fonction d'automatisation locale. Exemples hors du domaine d'automatisation de poste:

Remplacer le texte existant de la quatrième puce par le nouveau texte suivant:

"adaptation automatique de la protection (générique) avec verrouillage en sens inverse (exemple le plus simple),"

8 Description et exigences des fonctions d'application

8.1 Approche

Dans la première phrase du premier alinéa du 8.1, remplacer "un poste ou une installation" par "le poste ou l'installation".

Dans la deuxième phrase du premier alinéa du 8.1, remplacer "contiennent" par "hébergent".

Au troisième alinéa du 8.1, remplacer "fonctions" par "fonctions d'application".

Au troisième alinéa du 8.1, remplacer "est incomplète" par "peut être incomplète".

8.2 Description des fonctions

Remplacer le titre existant du 8.2 par le nouveau titre suivant:

8.2 Description des fonctions d'application

Au deuxième alinéa du 8.2, remplacer "décomposées à partir des LN" par "décomposées en utilisant des LN".

8.3 Description des PICOM

8.3.1 Approche des PICOM

Au troisième alinéa du 8.3.1, remplacer "annexe" par "Annexe".

8.3.2 Contenu de la description des PICOM

Remplacer "information échangée" par "information à échanger".

8.3.4 Attributs PICOM à couvrir par tout message

Remplacer "Priorité de la transm." par "Priorité de transmission".

8.3.5 Attributs PICOM à couvrir lors de la configuration uniquement

A la dernière puce, remplacer "voir 11.3" par "voir 11.4.2".

8.3.6 Attributs PICOM à utiliser lors des calculs de flux de données uniquement

Au deuxième alinéa du 8.3.6, remplacer "d'une mise en œuvre disponible" par "de la mise en œuvre appliquée".

8.5 Liste de Nœuds logiques

8.5.1 Attribution de Nœud logique et fonctions d'application réparties

Figure 5 – Fonction de protection comprenant 3 nœuds logiques

Remplacer la Figure 5 existante et son titre par la nouvelle figure et le nouveau titre suivants:

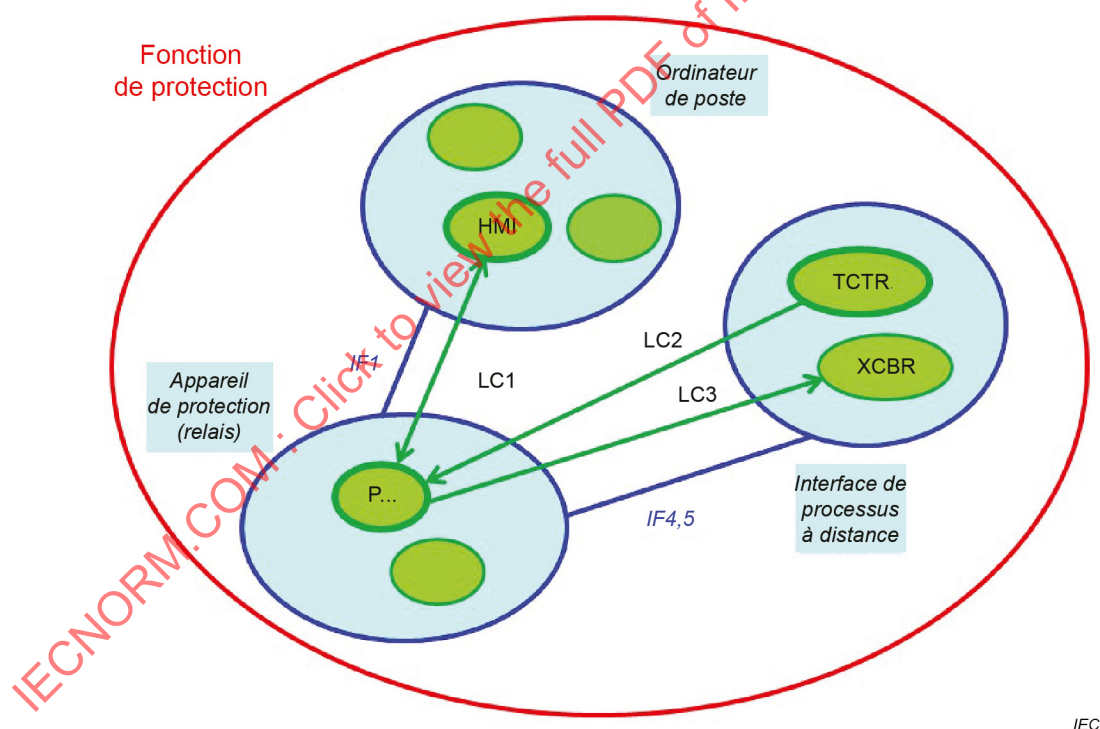


Figure 5 – Fonction de protection qui comprend trois Nœuds logiques

8.5.2 Explication des tableaux

Au premier alinéa du 8.5.2, remplacer "Les colonnes de tableau suivantes sont utilisées" par "Dans les tableaux ci-dessous, les colonnes suivantes sont utilisées".

Au troisième alinéa du 8.5.2, remplacer "CEI" par "IEC 60617".

Au quatrième alinéa du 8.5.2, remplacer "IEEE" par "IEEE C37.2".

Au sixième alinéa du 8.5.2, remplacer "indique les abréviations/acronymes" par "décrits les abréviations/acronymes".

8.5.3 Protection

Remplacer les titres, les textes et les tableaux existants du 8.5.3 au 8.5.11 par le nouveau texte suivant:

8.5.3 Définition et modélisation des fonctions de protection

Le Tableau 8 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions de protection exigées, avec les définitions et les références associées.

Tableau 8 – Nœuds logiques pour les fonctions de protection

Fonctionnalité attribuée au LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Protection contre les défauts de terre fugitifs			Ce LN doit être utilisé pour représenter la fonction de protection contre les défauts de terre fugitifs. Ce type de défaut survient si des réseaux compensés comportent un défaut de terre (claquage de l'isolation). Le défaut disparaît très rapidement, car le courant n'est pas suffisant pour l'entretenir. Il ne se produit aucun déclenchement, mais la direction/l'emplacement du défaut doit être détecté afin de réparer la pièce en défaut. Au minimum, la dégradation de la ligne/du câble affecté est signalée.	PTEF	PTEF	Défaut de terre fugitif
Défaut de terre directionnel sensible		(37) (67N)	Ce LN doit être utilisé pour représenter la fonction de protection contre les défauts de terre directionnels sensible dans des réseaux compensés et isolés. L'utilisation de "operate" est facultative et dépend de la méthodologie de protection, ainsi que des capacités du transformateur de mesure (voir Annexe I). Pour les réseaux compensés, cette fonction est souvent appelée protection wattmétrique contre les défauts de terre directionnels. La très haute précision recherchée pour le mesurage de courant de défaut dans les réseaux compensés peut nécessiter une compensation de déphasage. Cela doit être réalisé par le LN TCTR 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

Fonctionnalité attribuée au LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Protection par thyristor			Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection par thyristor (valve) dans une centrale électrique. Cette fonction est généralement incluse dans le système d'excitation.	PTHF	PTHF	Protection par thyristor
Protection survitesse	$\omega >$	12	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient en cas de survitesse d'une machine.	POVS		
Protection vitesse nulle et sous-vitesse	$\omega <$	14	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient lorsque la vitesse d'une machine chute au-dessous d'une valeur prédéterminée.	PZSU	PZSU	Vitesse nulle ou sous-vitesse
Protection de distance	$Z <$	21	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient lorsque l'admittance, l'impédance ou la réactance d'un circuit augmente ou diminue au-delà d'une valeur prédéterminée. La variation de l'impédance vue par PDIS est causée par un défaut. La caractéristique d'impédance est un ensemble de lignes fermées dans le plan d'impédance complexe. – La portée de la protection de distance est normalement séparée en différentes zones (par exemple 1...4 avant et 1 arrière) représentées par des caractéristiques dédiées. Pour combiner les différentes zones de PDIS, un programme de protection représenté par le LN PSCH est nécessaire.	PDIS	PDIS	Protection de distance
					PSCH	Plan de protection
Protection de tension par Hz		24	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient lorsque le rapport de la tension à la fréquence dépasse une valeur prédéfinie. La fonction peut avoir une caractéristique de réponse instantanée ou retardée. Fonction qui intervient lorsque le rapport de la tension à la fréquence se situe au-dessus d'une valeur prédéterminée ou au-dessous d'une autre valeur prédéterminée. La fonction peut comporter une combinaison quelconque de caractéristiques instantanées ou retardées.	PVPH	PVPH	Volts par Hz

Fonctionnalité attribuée au LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Protection contre la surchauffe	$I >$	26	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient 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 d'un liquide ou tout autre milieu, dépasse une valeur prédéterminée; ou lorsque la température de l'appareil protégé, ou d'un liquide ou tout autre milieu, se situe au-dessous ou au-dessus d'une valeur prédéterminée.	PTTR	PTTR	Surcharge thermique
Protection à minimum de tension (temps)	$U <$	27	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient lorsque sa tension d'entrée est inférieure à une valeur prédéterminée.	PTUV	PTUV	Sous-tension
Protection à minimum de tension continue	$U <$	27DC	Voir ci-dessus PTUV/27	PDUV	PTUV	Sous-tension
Protection de puissance directionnelle/inverse	$\vec{P} >$	32	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient à une valeur prédéterminée du flux de puissance dans une direction donnée, par exemple un flux de puissance inverse qui fait suite à la traction d'une génératrice à la perte de son moteur d'entraînement.	PDPR	PDOP	Surpuissance directionnelle
					PDUP	Sous-puissance directionnelle
Protection à minimum de courant/puissance	$P <$	37	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient lorsque le courant chute au-dessous d'une valeur prédéterminée. Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient lorsque le flux de puissance chute au-dessous d'une valeur prédéterminée.	PUCP	PTUC	Minimum de courant
					PDUP	Sous-puissance directionnelle
Protection à minimum de courant/puissance continue	$P <$	37DC	Voir ci-dessus PUCP/37	PDUCP	PTUC	Minimum de courant
					PDUP	Sous-puissance directionnelle

Fonctionnalité attribuée au LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Protection de perte de champ/sous-excitation		40	Ce LN doit représenter une fonction de protection qui intervient à une valeur donnée ou anormalement basse ou élevée ou à la suite d'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 donne lieu à une sous-puissance.	PUEX	PDUP	Sous-puissance directionnelle
					PDIS	(Distance) Impédance
Protection de courant phase inverse ou équilibre de phase, Relais de courant, séquence négative	$I_2 >$	46	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection d'un circuit polyphasé qui intervient lorsque les courants polyphasés ont un ordre de phases inverse, ou lorsque les courants polyphasés sont déséquilibrés, ou lorsque le courant de l'ordre des phases négatives dépasse une valeur prédéfinie.	PPBR	PTOC	Surintensité temporisée
Protection de tension ordre de phase ou équilibre de phase, Relais de tension, séquence négative	$U_2 >$	47	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection d'un circuit polyphasé qui intervient à une valeur prédéterminée de la tension polyphasée dans l'ordre de phases souhaité lorsque les tensions polyphasées sont déséquilibrées, ou lorsque la tension de l'ordre des phases négatives dépasse une valeur prédéfinie.	PPBV	PTOV	Protection à maximum de tension
Protection de démarrage de moteur		48-49, 51LR66	(48) Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui rétablit l'équipement en position normale ou éteinte, puis le bloque si la séquence normale de démarrage, de fonctionnement ou d'arrêt ne se termine pas correctement dans un temps prédéterminé. (49) Voir ci-dessous (PTTR/49) (51LR) Voir ci-dessous (PTOC/51) (66) Voir ci-dessous (----/66) Cette fonction de protection empêche toute surcharge du moteur	PMSU	PMRI	Neutralisation de redémarrage de moteur
					PMSS	Contrôle du temps de démarrage de moteur

Fonctionnalité attribuée au LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Protection en cas de surcharge thermique	6>	49	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient lorsque la température de l'enroulement d'induit d'une machine, ou tout autre enroulement ou élément porteur de charge d'une machine ou d'un transformateur de puissance, dépasse une valeur prédéterminée.	PTTR	PTTR	Surcharge thermique
Protection en cas de surcharge thermique rotor		49R	Voir ci-dessus (49)	PROL	PTTR	Surcharge thermique
Protection Rotor		49R 64R (40) 50 51	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection en cas de court-circuit interspire de rotor fondée sur le 6 ^e harmonique (300 Hz). Cette protection est généralement incluse dans le système d'excitation. (49) Voir ci-dessus (PTTR/49) (64) Voir ci-dessous (PHIZ/64) (40) Voir ci-dessus (PUEX/40) (50) Voir ci-dessous (PTOC/50) (51) Voir ci-dessous (PTOC/51)	PROT	PRTR	6 ^e surintensité harmonique définie dans le champ de description
					PTTR	Surcharge thermique
					PTOC	Surintensité temporisée
					PHIZ	Détecteur de terre
					PDUP	Sous-puissance directionnelle
					PDIS	Distance (impédance)
Protection en cas de de surcharge thermique stator		49S	Voir ci-dessus (49)	PSOL	PTTR	Surcharge thermique
Protection instantanée contre surintensité ou vitesse de montée	/>>	50	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient 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 défaillance de disjoncteur à surveillance de courant.	PIOC	PIOC	Surintensité instantanée
Protection temporelle contre les surintensités alternatives	/>,t	50TD 51	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient lorsque le courant alternatif d'entrée dépasse une valeur prédéfinie, et dans laquelle le courant d'entrée et le temps de fonctionnement sont inversement proportionnels dans une partie significative de la plage de performances.	PTOC	PTOC	Surintensité temporisée
Protection de tension contrôlée/ surintensité temporisée		51V 50/27	Voir ci-dessus (PTOC/51) avec contrôle de tension/dépendance.	PVOC	PVOC	Protection temporisée à maximum de courant commandé en tension

Fonctionnalité attribuée au LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Protection de facteur de puissance	$\cos \varphi >$ $\cos \varphi <$	55	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient lorsque le facteur de puissance d'un circuit à courant alternatif augment au-dessus d'une valeur prédéterminée ou chute au-dessous celle-ci.	PPFR	POPF	Facteur de surpuissance
					PUPF	Facteur de sous-puissance
Protection à maximum de tension (temps)	$U >$	59	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient lorsque sa tension d'entrée dépasse une valeur prédéterminée.	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	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient à une différence donnée de tension ou de courant d'entrée ou de sortie, entre deux circuits.	PVCB	PTOV	Surtension
					PTOC	Surintensité temporisée
Protection contre les défauts à la terre, Détection de terre	$I_E >$	64	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient à la suite d'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 relié au circuit secondaire de transformateurs de courant au sein d'un système électrique normalement relié à la terre, où il convient d'utiliser d'autres numéros d'appareils de protection contre les surintensités qui incluent le suffixe G ou N; par exemple, 51N pour une fonction de protection temporisée à maximum de courant alternatif qui fonctionne à une valeur souhaitée de la surintensité en courant alternatif qui circule dans une direction prédéterminée du neutre secondaire des transformateurs de courant.	PHIZ	PTOC	Surintensité temporisée
					PHIZ	Détecteur de terre
Protection contre les défauts à la terre rotor		64R	Voir ci-dessus (PHIZ/64)	PREF	PTOC	Surintensité temporisée
					PHIZ	Détecteur de terre
Protection contre les défauts à la terre stator		64S	Voir ci-dessus (PHIZ/64)	PSEF	PTOC	Surintensité temporisée
					PHIZ	Détecteur de terre
Protection contre les défauts interspires		64 W	Voir ci-dessus (PHIZ/64)	PITF	PTOC	Surintensité temporisée

Fonctionnalité attribuée au LN	IEC 60617	IEEE C37.2	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 met sous tension un circuit périodiquement ou à des fractions d'intervalles spécifiés, ou qui est utilisé pour permettre une accélération intermittente ou une marche par à-coups d'une machine à faible vitesse à des fins de positionnement mécanique.	Non modélisé comme LN A n'utiliser que pour explication du numéro d'appareil 66 cité par exemple dans la description de la fonction de protection de démarrage de moteur (PMSU)		
Protection directionnelle à maximum de courant alternatif	$\vec{I} >$	67	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient à une valeur souhaitée de l'excédent de courant alternatif qui circule dans une direction prédéterminée.	PDOC	PTOC	Surintensité temporisée
Protection directionnelle		67B	La décision de mise en fonctionnement est fondée sur des signaux de direction de défaut en provenance de tous les capteurs de défaut directionnels (par exemple, relais directionnels) qui avoisinent le défaut. La comparaison directionnelle des lignes est réalisée par PSCH associé à PDIS. NOTE Dans le tableau de comparaison de l'IEEE C37.2-2008, PDIR a le numéro d'appareil IEEE 67B associé.	PDIR	PDIR	Comparaison directionnelle
Protection directionnelle contre les défauts à la terre	$\vec{I}_E >$	67N	Voir ci-dessus (PDOC/67)	PDEF	PTOC	Surintensité temporisée
Protection à maximum de courant continu		76	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient lorsque le courant d'un circuit continu dépasse une valeur donnée.	PDCO	PTOC	Surintensité temporisée
Protection d'angle de phase ou en cas de dépassement de niveau	$\varphi >$	78	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient à une valeur prédéterminée d'angle de phase entre deux tensions, entre deux courants ou entre une tension et un courant.	PPAM	PPAM	Mesure d'angle de phase

Fonctionnalité attribuée au LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Protection de fréquence		81	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui répond à la fréquence d'une grandeur électrique et intervient lorsque la fréquence ou le taux de variation de la fréquence se situe au-dessus ou au-dessous d'une valeur prédéterminée.	PFRQ	PTOF	Surfréquence
		PTUF			Sous-fréquence	
		PFRC			Taux de variation de la fréquence	
Protection différentielle		87	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection qui intervient à un pourcentage, un angle de phase ou toute autre différence quantitative entre deux courants ou plus ou d'autres grandeurs électriques.	PDIF	PDIF	Différentielle
Protection de jeu de barres ^a		87B	Voir ci-dessus (PDIF/87) – La complexité du nœud de barre omnibus avec une modification de la topologie jusqu'à une division en deux nœuds ou plus nécessite des moyens spéciaux tels qu'une image dynamique de la barre omnibus. Le fait qu'il existe au moins un second algorithme de protection de la barre omnibus, qui est fondé sur une comparaison directionnelle du sens des défauts dans l'ensemble des artères, doit être pris en compte.	PBDF	PDIF	Différentielle
					PDIR	Comparaison directionnelle
Protection différentielle de générateur ^b		87G	Voir ci-dessus (PDIF/87)	PGDF	PDIF	Différentielle
Protection différentielle de ligne		87L	Voir ci-dessus (PDIF/87)	PLDF	PDIF	Différentielle
Protection différentielle de moteur ^b		87M	Voir ci-dessus (PDIF/87)	PMDF	PDIF	Différentielle
Protection limitée de défaut à la terre		87N	Voir ci-dessus (PDIF/87)	PNDF	PDIF	Différentielle
Protection de comparaison de phase		87P	Voir ci-dessus (PDIF/87)	PPDF	PDIF	Différentielle
Protection différentielle de transformateur		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	Différentielle

Fonctionnalité attribuée au LN	IEC 60617	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Protection contre les différentiels de tension		87V	Voir ci-dessus (PDIF/87... pour d'autres grandeurs électriques: tension). Fonction qui joue le rôle de fonction de détection de déséquilibre du condensateur pour détecter les défauts relatifs à l'élément interne. Cette fonction est appliquée si le condensateur comporte une prise de tension pour mesurer la tension triphasée au sein de l'installation du condensateur. Une tension différentielle est calculée en procédant également à une mesure de la tension de barre triphasée.	PTDV	PTDV	Différentiel de tension
Retenue d'harmonique			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	Retenue d'harmonique
Conditionnement de déclenchement			Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à relier les sorties "trip/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 (ce qui équivaut à une matrice d'ouverture). En outre, des exigences spécifiques pour l'impulsion de déclenchement peuvent également être définies.	PTRC	PTRC	Conditionnement de déclenchement
Protection d'enclenchement sur défaut		Préfixe SOTF	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de protection conçue pour déclencher le disjoncteur lorsque celui-ci est fermé sur un défaut. Différentes méthodes peuvent être appliquées pour détecter la situation d'enclenchement sur défaut.	PSOF	PSOF	Enclenchement sur défaut

^a La protection décentralisée du jeu de barres consiste à ajouter à l'instance de décision centrale de la PBDF une instance par cellule avec un prétraitement et une sortie de déclenchement adéquats.

^b Les deux protections Moteur et Générateur ne sont pas des LN simples, mais un ensemble de LN liés. Le composant le plus important est le LN différentiel mentionné ici.

Tous les LN de protection principale possèdent la structure de communication indiquée à la Figure 6.

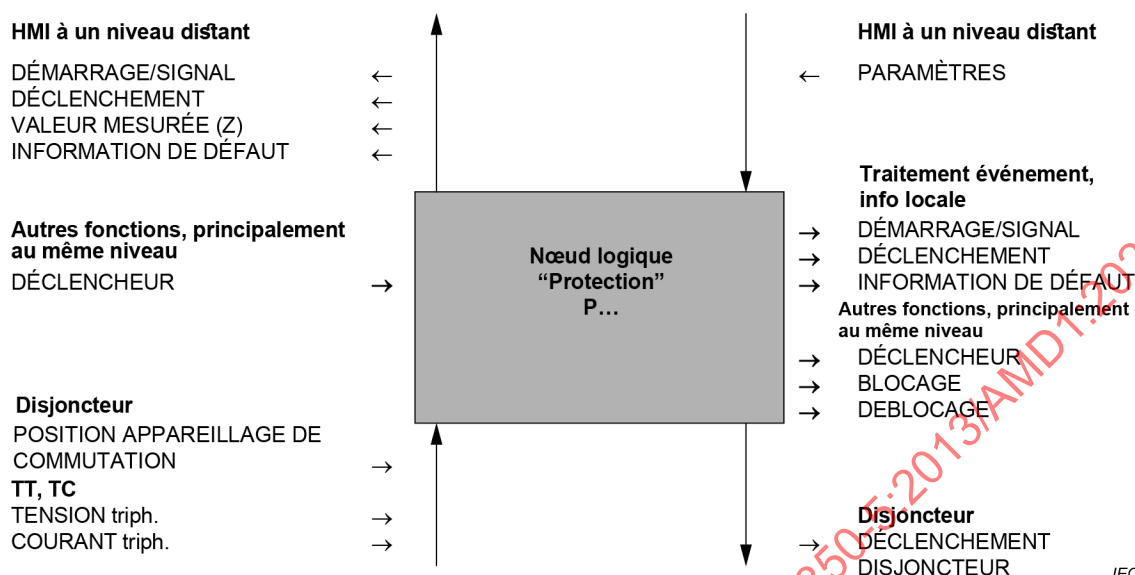


Figure 6 – Liaisons de communication de base d'un nœud logique de type protection principale

Les données en provenance du processus ou à destination de ce dernier (disjoncteur XCBR, TC TCTR, TT 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 Définition et modélisation des fonctions liées à la protection

Le Tableau 9 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions liées à la protection exigées, avec les définitions et les références associées.

Tableau 9 – Nœuds logiques pour les fonctions liées à la protection

Nœud logique	IEC 60617	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Enregistrement de perturbations (niveau cellule/processus: acquisition)			Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction d'acquisition des formes d'onde de tension et de courant issues du processus de fourniture d'électricité (TC, TT), ainsi que des indications de position pour les entrées binaires. En outre, les valeurs calculées comme la puissance et les signaux binaires calculés peuvent être enregistrés par cette fonction s'il y a lieu.	RDRE	RDRE	Fonction d'enregistreur de perturbations
					RADR	Enregistreur de perturbations, voie analogique
					RBDR	Enregistreur de perturbations, voie binaire
Enregistrement de perturbations (niveau poste: évaluation)			Ce LN doit être utilisé pour représenter la fonction d'évaluation de l'enregistrement de perturbations qui est nécessaire comme serveur pour l'IHM au niveau poste (voire à un niveau supérieur), ou pour le calcul des enregistrements de perturbations combinés.	RDRS	RDRE	Fonction d'enregistreur de perturbations
					RADR	Enregistreur de perturbations, voie analogique
					RBDR	Enregistreur de perturbations, voie binaire
Réenclenchement automatique		79	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui commande le réenclenchement automatique et le verrouillage d'un disjoncteur à courant alternatif. Après tout arrêt rapide pour protection, la fonction de réenclenchement automatique effectue un nombre prédéfini de tentatives pour refermer le disjoncteur ouvert, à différents intervalles, en prenant pour hypothèse une panne temporaire.	RREC	RREC	Réenclenchement automatique

Nœud logique	IEC 60617	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Panne de disjoncteur		50BF	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui intervient après l'échec d'une commande d'ouverture si le courant dépasse toujours une valeur prédéfinie. Il convient d'utiliser le suffixe TD (p. ex.: 50TD) pour décrire une fonction de protection à maximum de courant à retard indépendant. Utiliser 50BF pour une fonction de défaillance de disjoncteur à surveillance de courant. En cas de défaillance du disjoncteur, le défaut n'est pas supprimé. Par conséquent, les disjoncteurs voisins doivent être déclenchés. Cela indique l'utilisation des informations de topologie.	RBRF	RBRF	Panne de disjoncteur
Protection à porteuse ou fil pilote ^a		85	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction fondée sur l'échange de signaux en provenance des unités de protection aux extrémités de la ligne, en vue d'exécuter, de restreindre ou de modifier la fonction de protection.	RCPW	PSCH	Plan de protection
Localisateur de défaut			Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui calcule l'emplacement du défaut à partir des informations de protection (impédance du défaut, par exemple).	RFLO	RFLO	Localisateur de défaut

Nœud logique	IEC 60617	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Synchro vérification/ Synchronisation ou contrôle de synchronisme		25	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui libère une commande de fermeture de disjoncteur entre deux circuits dont les tensions se situent dans les limites indiquées d'amplitude, d'angle de phase et de fréquence. Elle peut ou non inclure une commande de tension ou de vitesse. Une fonction de vérification de synchronisme permet la mise en parallèle de deux circuits qui se situent dans les limites indiquées (habituellement supérieures) d'amplitude, d'angle de phase et de fréquence. Pour ne pas exposer l'appareil de commutation et le réseau à des contraintes, la fermeture du disjoncteur est admise par la fonction Synchrocheck uniquement, si les différences de tension, de fréquence et d'angle de phase se situent dans certaines limites.	RSYN	RSYN	Vérification de synchronisme
Blocage oscillation de puissance		78	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui bloque d'autres fonctions à une valeur prédéterminée d'angle de phase entre deux tensions, entre deux courants ou entre une tension et un courant.	RPSB	RPSB	Détection d'oscillation de puissance/ blocage
Elément 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. Le LN RDIR peut être utilisé avec les fonctions 21, 32 ou 67 selon la désignation du numéro de fonction d'appareil IEEE.	RDIR	RDIR	Elément directionnel

Nœud logique	IEC 60617	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Mesures différentielles			Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui fournit localement des valeurs de processus calculées (vecteurs de phase calculés dans les échantillons ou échantillons eux-mêmes) qui représentent les valeurs locales de courant envoyées à l'extrémité distante et utilisées pour la fonction de protection différentielle locale (PDIF). Par conséquent, le LN RMXU associé au LN PDIF permet de modéliser la fonctionnalité fondamentale du numéro de fonction de protection différentielle 87 selon la désignation IEEE (C37.2). De plus, les LN RMXU des deux côtés de la ligne représentent 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 le RMXU. Le RMXU local est par conséquent la source des échantillons ou vecteurs de phase synchronisés du capteur de courant local qui envoie ses informations au PDIF local et à tous les nœuds PDIF distants exigés.	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. Si cette connexion n'est pas une connexion en série, elle n'entre pas dans le domaine d'application de l'IEC 61850-5; s'il s'agit d'une connexion en série, elle appartient à l'interface 2. Les PICOM impliqués font référence à tous les LN de protection associés, par exemple PLDF et PDIS.						

8.5.5 Définition et modélisation des fonctions de commande

Le Tableau 10 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions de commande exigées, avec les définitions et les références associées.

Tableau 10 – Nœuds logiques pour les fonctions de commande

Nœud logique	IEEE C37.2	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Traitement des alarmes (création d'alarmes de groupes et d'événements de groupes)		Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction de traitement des alarmes. Il n'existe aucune différence entre les alarmes et les événements si une balise de temps est ajoutée aux données transmises. Si plusieurs événements ou alarmes doivent être combinés dans des alarmes de groupes, une fonction distincte 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. Il doit être possible de procéder à une validation à distance selon une priorité et une autorité différentes. La définition et le traitement des alarmes relèvent de l'ingénierie.	CALH	CALH	Traitement des alarmes
L'appareil de commande de commutateur commande tout type d'appareillage de commutation, c'est-à-dire les appareils décrits par XCBR et XSWI		Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de commander toutes les opérations de commutation de l'opérateur et des automatismes associés. Il contrôle l'autorisation des commandes. Il contrôle l'exécution des commandes et émet une alarme en cas de fin inappropriée de la commande. Le cas échéant, il contrôle la libération des verrouillages, de la synchrovérification, des réenclenchements automatiques, etc.	CSWI	CSWI	Appareil de commande de commutateur
Appareil de commande de disjoncteur en un point d'onde qui commande un disjoncteur avec capacité de coupure en un point d'onde		Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de commander un disjoncteur avec capacité de coupure en un point d'onde. Il 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 à la demande du contrôleur de l'appareillage de commutation ou du réenclencheur. Selon la charge spécifique qui est activée ou désactivée, l'application en un point d'onde tente de fermer ou d'ouvrir les contacts exactement à un moment spécifique. Pour ces calculs, les conditions des trois phases sont prises en compte. Si une commutation par phase est applicable, trois temps d'exécution sont fournis.	CPOW	CPOW	Coupure en un point d'onde

Nœud logique	IEEE C37.2	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	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de prévenir toute utilisation incorrecte de l'appareillage de commutation. 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 d'après toutes les indications de position associées, les différents LN de verrouillage peuvent être vus comme des instances de la même classe de LN (CILO). 1) Verrouillage de l'appareillage de commutation au niveau cellule: Toutes les règles de verrouillage relatives à une cellule sont incluses dans ce LN. La fonction induit la libération ou le blocage des commandes demandées. En cas de changements d'état qui affectent le verrouillage, des commandes de blocage sont émises. 2) Verrouillage de l'appareillage de commutation au niveau poste: Toutes les règles de verrouillage relatives à un poste sont incluses dans ce LN. La fonction induit la libération ou le blocage des commandes demandées. Elle assure les échanges d'information avec les LN de verrouillage de cellule.	CILO	CILO	Verrouillage
Commande de groupe de refroidissement		Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de commander l'équipement de refroidissement. Une instance de LN doit être utilisée pour chaque groupe de refroidissement.	CCGR	CCGR	Commande de groupe de refroidissement
Commande de synchronisation		Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de commander les conditions de synchronisation, à savoir la tension, la fréquence et la phase.	CSYN	CSYN	Contrôleur de synchronisation

8.5.6 Définition et modélisation des fonctions d'interface, de journalisation et d'archivage

Le Tableau 11 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions d'interface, de journalisation et d'archivage exigées, avec les définitions et les références associées.

Tableau 11 – Nœuds logiques pour les fonctions d'interface

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	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est d'assurer l'interface entre le système et l'opérateur, par exemple: 1) panneau frontal d'interface opérateur au niveau cellule à utiliser pour la configuration, etc. et commande locale; 2) interface opérateur locale au niveau poste à utiliser comme poste de travail pour l'opérateur de poste. Le rôle des différentes IHM n'est pas établi pour la majorité des fonctions et est défini lors de la phase d'ingénierie.	IHMI	IHMI	Interface homme-machine

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Interface manuelle – commande locale au niveau cellule – commande au niveau poste	Ce LN doit être utilisé pour représenter une interface homme-machine générique physique, par exemple un bouton poussoir ou un autre appareil physique qui peut être utilisé comme entrée du contrôleur (voir IEEE 1: l'élément maître dans l'appareil d'amorçage).	IHND	IHND	Interface manuelle
Interface de commande à distance, interface de téléconduite	Ce LN doit être utilisé pour représenter une interface de téléconduite à utiliser pour la commande à distance depuis un niveau de commande supérieur. Fondamentalement, 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 établi pour la majorité des fonctions et est défini lors de la phase d'ingénierie.	ITCI	ITCI	Interface de téléconduite
Interface de surveillance à distance, interface de télésurveillance	Ce LN doit être utilisé pour représenter une interface de télésurveillance à utiliser pour la surveillance à distance et la maintenance par l'intermédiaire d'un sous-ensemble de toutes les informations disponibles dans le poste sans possibilité de commande. Le rôle des différentes interfaces n'est pas établi pour la majorité des fonctions et est défini lors de la phase d'ingénierie.	ITMI	ITMI	Interface de télésurveillance
Interface de protection à distance, interface de téléprotection	Ce LN doit être utilisé pour représenter une interface de téléprotection à utiliser pour la protection à distance, autrement dit la protection des lignes où l'échange des données entre les deux postes des deux côtés de la ligne est nécessaire. S'applique également aux lignes à plusieurs extrémités. Le rôle des différentes interfaces n'est pas établi pour la majorité des fonctions et est défini lors de la phase d'ingénierie.	ITPI	ITPI	Interface de téléprotection
Journalisation	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui permet de journaliser non seulement les données modifiées elles-mêmes, mais aussi toute donnée connexe définie dans les réglages du LN GLOG. La journalisation peut être déclenchée par une modification des données ou par une demande de l'opérateur.	GLOG	GLOG	Journal générique
Archivage	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert de destinataire et de source pour l'archivage des données d'historiques à long terme, normalement utilisées 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 continue, certaines des interfaces distantes peuvent n'exister que virtuellement. Selon l'environnement extérieur, il peut s'agir de serveurs proxy ou de tout type de passerelles.				

8.5.7 Définition et modélisation des fonctions de commande automatique de processus

Le Tableau 12 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions de commande automatique de processus exigées, avec les définitions et les références associées.

Tableau 12 – Nœuds logiques pour les fonctions de 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	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction d'automatisation dont l'objet est d'assurer le maintien de la tension d'un jeu de barres dans une plage spécifique au moyen de changeurs de prises. Ce nœud actionne le changeur de prise automatiquement en fonction de consignes données ou par le biais de commandes directes de l'opérateur (mode manuel).	ATCC	ATCC	Contrôleur automatique de changeur de prise
Contrôle automatique de la tension	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction d'automatisation dont l'objet est de commander la tension d'un jeu de barres dans une plage spécifique, indépendamment des moyens utilisés	AVCO	AVCO	Commande de tension
Commande réactive	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction d'automatisation dont l'objet est de commander le flux de puissance réactive dans un poste dans les limites d'une plage spécifique au moyen de condensateurs et/ou de réactances.	ARCO	ARCO	Commande de puissance réactive
Commande de résistance	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction d'automatisation dont l'objet est de commander la résistance entre le neutre (point neutre) et la terre. Ce Nœud logique est utilisé pour l'augmentation wattmétrique automatique avec contrôle thermique.	ARIS	ARIS	Commande de résistance
Commande du neutraliseur de défaut à la terre (commande de la bobine de Petersen)	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction d'automatisation dont l'objet est de mettre à la terre le point neutre du transformateur, ce qui affecte le court-circuit dans un réseau. Cette mise à la terre est définie dynamiquement par une bobine de Petersen (LN YENF) commandée par ENFC	ANCR	ANCR	Régulateur de courant neutre
Déclenchement par tension zéro	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction d'automatisation dont l'objet est de couper automatiquement une ligne reliée à un poste qui demeure hors tension pendant un temps supérieur à une durée prédéfinie.	AZVT	PTUV	Sous-tension

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Commande de processus automatique générique Désigne un LN générique programmable pour les séquences, les fonctions inconnues, etc. Egalement membre du groupe de LN génériques Référence IEEE C73.2: LGC—Logique de schéma	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction d'automatisation sans sémantique normalisée. Ce nœud générique s'applique à l'ensemble des fonctions d'automatisation ou de commande non définies au même niveau de commande que les LN du groupe A, 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 Délestage très sélectif d'une partie des consommateurs pour éviter un effacement du réseau en cas de surcharge. Cette fonction de délestage peut ne pas être limitée à des critères de fréquence tels que PFRQ, mais prendre en compte l'équilibre de puissance réel, 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) Commutation 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) Commutation de jeu de barres Démarrage sur une commande unique de l'opérateur d'une séquence de manœuvres de commutation qui entraîne un changement de jeu de barres pour une ligne donnée ou un transformateur donné si nécessaire. 5) Équilibrage automatique et rétablissement de la tension Ouverture de tous les circuits reliés à un jeu de barres après détection des conditions de tension zéro (black-out) et fermeture des mêmes disjoncteurs selon des règles préétablies.	GAPC	GAPC	Commande de processus automatique générique

8.5.8 Définition et modélisation des fonctions des blocs fonctionnels

Le Tableau 13 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions des blocs fonctionnels exigées, avec les définitions et les références associées.

Tableau 13 – Nœuds logiques pour les fonctions des blocs fonctionnels

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Compteur	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à compter les impulsions entrantes non liées au réseau électrique, autrement dit pas à des fins de comptage d'énergie.	FCNT	FCNT	Compteur
Description de forme de courbe	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui comprend les classes d'objet de données qui représentent les valeurs de sortie sous forme de courbe. Les valeurs peuvent être modifiées de manière dynamique en ligne. Les courbes entrées dans le tableau peuvent être fondées sur des statistiques obtenues à la suite d'une série d'essais d'indices. La fonction allouée est utilisée pour adapter une valeur d'entrée à une fonction de courbe spécifiée. Par exemple, elle peut ajuster des émetteurs non linéaires bidimensionnels aux valeurs physiques appropriées ou bien, par instanciation, pour une cartographie de surface tridimensionnelle.	FCSD	FCSD	Description de forme de courbe
Filtre générique	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à filtrer une valeur d'entrée avec la fonction de transfert suivante $G(s) = K \frac{1 + sT_1}{1 + sT_3 + sT_2^2}$	FFIL	FFIL	Filtre générique
Limitation de sortie de fonction de commande	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à définir des limites opérationnelles temporaires ou permanentes en vue de créer un signal de sortie d'une fonction de commande. Il convient de ne pas utiliser le nœud logique FLIM pour remplacer FXOT ou FXUT.	FLIM	FLIM	Limitation de sortie de fonction de commande
Régulateur PID	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui comprend les données qui représentent des informations proportionnelles, intégrales et dérivées pour un contrôleur PID.	FPID	FPID	Régulateur PID
Fonction de rampe	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à fournir des données de sortie sous forme de rampe générique si une variation continue est nécessaire pour un point de consigne analogique.	FRMP	FRMP	Fonction de rampe
Programmateurs	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à commander l'affectation des programmes aux entités planifiées. Le LN FSCH gère la sélection des différents programmes d'exécution en fonction de la priorité la plus élevée.	FSCC	FSCC	
Programme	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à définir et à exécuter un programme. Le LN FSCH doit être modélisé en même temps qu'un LN FSCC de programmeur.	FSCH	FSCH	
Fonction de commande de point de consigne	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à 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	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à fixer une valeur seuil de niveau haut, si nécessaire, dans des 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 repose sur des mesures physiques autres que les données électriques principales.	FXOT	FXOT	Action au-dessus du seuil

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Action au-dessous du seuil	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à fixer une valeur de seuil de niveau bas, si nécessaire, dans des 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 repose sur des mesures physiques autres que les données électriques principales.	FXUT	FXUT	Action au-dessous du seuil

8.5.9 Définition et modélisation des fonctions de comptage et de mesure

Le Tableau 14 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions de comptage et de mesure exigées, avec les définitions et les références associées.

Tableau 14 – Nœuds logiques pour les fonctions de comptage et de mesure

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Mesures d'environnement	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à modéliser les caractéristiques des conditions d'environnement telles que les émissions, les températures, les niveaux des lacs et d'autres objets de données d'environnement. En outre, un grand nombre de capteurs d'environnement peuvent être situés à distance du nœud logique instancié. Ce nœud logique peut donc représenter un ensemble d'informations d'environnement en provenance de plusieurs sources.	MENV	MENV	Informations d'environnement
			MMET	Informations météorologiques
			MHYD	Informations hydrologiques
Mesures du papillotement	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à calculer le papillotement qui induit les fluctuations de tension selon l'IEC 61000-4-15. L'utilisation principale concerne les applications opérationnelles.	MFLK	MFLK	Mesure du papillotement
Mesure du débit	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer les débits de matières liquides ou gazeuses (air, eau, vapeur, huile, etc.) destinées au chauffage, au refroidissement, à la lubrification et à d'autres fonctions auxiliaires.	MFLW	MFLW	Mesure du débit
Harmoniques et interharmoniques – pour assurer la qualité de l'énergie, par exemple	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à calculer les harmoniques, les 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 reliés à la phase
Mesure de la chaleur	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer la chaleur du milieu utilisé pour le chauffage et le refroidissement (air, eau, vapeur, etc.).	MHET	MHET	Mesure de la chaleur
Comptage – à des fins commerciales <i>IEEE C37.2</i> <i>Référence de groupe</i> <i>Poste MET</i> <i>Comptage</i>	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à calculer les valeurs intégrées de l'énergie à partir des amplitudes de tensions et de courants recueillies. Le comptage est normalement utilisé pour la facturation et doit donner la précision exigée. Une instance dédiée de ce LN peut calculer les valeurs d'énergie, par exemple en relevant les impulsions sur des compteurs externes.	MMTR	MMTR	Comptage triphasé
			MMTN	Comptage monophasé

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Mesure – pour assurer le fonctionnement <i>IEEE C37.2</i> <i>Référence de groupe</i> <i>Poste MET</i> <i>Comptage</i>	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à calculer les mesurandes comme les valeurs efficaces de courant et de tension ou les flux de puissance à partir des amplitudes de tensions et de courants recueillies. Ces valeurs sont normalement utilisées à des fins opérationnelles telles que le contrôle et la gestion des flux de puissance, l'affichage sur écran, les estimations d'état, etc. La précision demandée pour ces fonctions doit être fournie. 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, ne relèvent pas 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 les valeurs de crête d'un défaut, etc. sont toujours fournies par des LN de type Pxyz et non par des LN de type Mxyz.	MMXU	MMXU	Mesure (triphasée)
			MMXN	Mesure sans discrimination de phase
			MMDC	Mesure du courant continu
Séquences et déséquilibres – pour assurer la stabilité, par exemple	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à calculer les valeurs de séquence et de déséquilibre dans un système électrique triphasé/multiphasé.	MSQI	MSQI	Séquence et déséquilibre

8.5.10 Définition et modélisation des fonctions de qualité de l'alimentation

Le Tableau 15 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions de qualité de l'alimentation exigées, avec les définitions et les références associées. *IEEE C37.2 référence de groupe PQM (surveillance de la qualité de l'alimentation)*

Tableau 15 – Nœuds logiques pour les fonctions de qualité de l'alimentation

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Contrôle de la fréquence	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler les variations de fréquence. Un événement de variation de fréquence est déclenché si la fréquence dépasse la limite réglable pour la fréquence et se termine dès que la fréquence revient dans la 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 au sein d'un histogramme (plage d'écarts et plage de durées d'événement). Les événements de surfréquence et de sous-fréquence peuvent être détectés et enregistrés séparément. Définition fondée sur l'IEC 61000-4-30	QFVR	QFVR	Variation de fréquence

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Contrôle du courant	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler les variations de la valeur efficace du courant. L'événement de transitoire de courant est déclenché si la valeur efficace du courant dépasse la limite réglable pour le courant et se termine dès que le courant revient dans la plage normale définie par la limite. La valeur maximale excédentaire du transitoire de courant et la durée de cet événement sont enregistrées. Les occurrences de ces événements sont enregistrées au sein d'un histogramme (plage de valeurs excédentaires et plage de durées d'événement). Définition fondée sur l'IEC 61000-4-30	QITR	QITR	Transitoire de courant
Contrôle de déséquilibre de courant	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler les variations d'équilibre de courant. L'événement de variation de déséquilibre de courant est déclenché si, dans un circuit polyphasé, les courants de phase en valeur efficace sont déséquilibrés (le courant inverse dépasse une limite réglable) et se termine dès que le courant inverse 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 au sein d'un histogramme (plage de déséquilibres et plage de durées d'événement). Définition fondée sur l'IEC 61000-4-30	QIUB	QIUB	Variation de déséquilibre de courant
Contrôle de la tension	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler les variations de tension. L'événement de transitoire de tension est déclenché si la valeur efficace de la tension dépasse la limite réglable pour la tension et se termine dès que la tension revient dans la plage normale définie par la limite. La valeur maximale excédentaire du transitoire de tension et la durée de cet événement sont enregistrées. Les occurrences de ces événements sont enregistrées au sein d'un histogramme (plage de valeurs excédentaires et plage de durées d'événement). Définition fondée sur l'IEC 61000-4-30	QVTR	QVTR	Transitoire de tension
Contrôle de déséquilibre de tension	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler les variations d'équilibre de tension. L'événement de variation de déséquilibre de tension est déclenché si, dans un circuit polyphasé, les tensions de phase en valeur efficace sont déséquilibrées (la tension inverse dépasse une limite réglable) et se termine dès que la tension inverse 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 au sein d'un histogramme (plage de déséquilibres et plage de durées d'événement). Définition fondée sur l'IEC 61000-4-30	QVUB	QVUB	Variation de déséquilibre de tension
Variation de tension	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler les variations de tension. L'événement de variation de tension est déclenché si la tension en valeur efficace dépasse la limite réglable pour la tension et se termine dès que la tension revient dans la plage normale définie par la limite. L'écart maximal de tension et la durée de cet événement sont enregistrés. Les occurrences de ces événements sont enregistrées au sein d'un histogramme (plage d'écarts et plage de durées d'événement). Définition fondée sur l'IEC 61000-4-30	QVVR	QVVR	Variation de tension

8.5.11 Définition et modélisation des fonctions et données communes des appareils physiques

Le Tableau 16 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions et données communes des appareils physiques exigées, avec les définitions et les références associées.

Tableau 16 – Nœuds logiques pour les fonctions et données communes des appareils physiques

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Données d'appareil physique	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à modéliser les caractéristiques communes de l'appareil physique (IED).	LPHD	LPHD	Informations relatives à l'appareil physique
Données d'appareil logique	Ce LN doit être utilisé pour fournir 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 également être utilisé pour les actions communes vis-à-vis de tous les nœuds logiques associés (paramétrage de mode, réglages, etc.), le cas échéant. Ce LN n'oppose aucune restriction d'accès à un LN simple, 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 pratique, sans que ce soit une exigence, d'ajouter pour les besoins de la modélisation décrite dans l'IEC 61850-7-4 d'autres nœuds de ce type, par exemple pour des structures d'appareils.				

Supprimer le 8.6 existant.

8.6.1 Sécurité du système et des appareils

Remplacer les titres, les textes et les tableaux existants du 8.6 par le nouveau texte suivant:

8.5.12 Définition et modélisation des services système

8.5.12.1 Fonctions de temps, de contrôle et d'essai du système

Les fonctions système telles que la synchronisation temporelle et le contrôle du système sont des exigences du système d'automatisation de poste et doivent être couvertes par la norme. En fonction de la pile sélectionnée, ces fonctions de support peuvent être fournies par un niveau inférieur à celui de l'application. Le générateur d'essai (GTES) dépend de la fonction à soumettre à l'essai et, par conséquent, il est déclaré comme un nœud logique générique (voir Tableau 17).

Le Tableau 17 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions de temps, de contrôle et d'essai exigées, avec les définitions et les références associées.

Tableau 17 – Nœuds logiques pour les fonctions de temps, de contrôle et d'essai

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Référence de temps	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à fournir le temps au système (configuration, paramétrage et synchronisation).	STIM	LTIM LTMS	Gestion du temps Contrôle de la référence de temps
Contrôle de voie physique	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à modéliser les problématiques courantes liées aux voies de communication physiques. Il est instancié pour chaque voie physique ou pour chaque paire de voies physiques redondantes du niveau liaison.	LCCH	LCCH	Contrôle de voie de communication physique
Contrôle du système	Le LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à initier, collecter et traiter l'ensemble des données dédiées au contrôle du système.	SSYS	n.a.	
Générateur d'essai	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à effectuer des essais en utilisant des signaux de processus, mais en évitant tout impact sur le processus (tel que le blocage de sorties de processus).	GTES	n.a.	

8.5.12.2 Sécurité du système et des appareils

Le Tableau 18 répertorie les Nœuds logiques pour la sécurité exigée du système et des appareils, avec les définitions et les références associées.

Tableau 18 – Nœuds logiques pour la sécurité du système et des appareils

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Application de sécurité générale	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui recueille les données relatives aux violations de la sécurité.	GSAL	GSAL	Application de sécurité générique

8.5.13 Définition et modélisation des appareils de commutation

Les nœuds logiques liés à l'appareillage de commutation représentent le système électrique, c'est-à-dire le processus que voit le système d'automatisation de poste au travers de ses E/S. L'utilisation de LN liés à l'appareillage de commutation implique un groupement dédié d'E/S prédéfini selon un appareil physique tel qu'un disjoncteur (voir Tableau 19).

Tableau 19 – Nœuds logiques pour les appareils de commutation

Nœud logique	IEEE C37.2	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 qui peuvent interrompre les courts-circuits – sans capacité de coupure en un point d'onde – avec capacité de coupure en un point d'onde	52	Ce LN doit être utilisé pour représenter un disjoncteur à courant alternatif, qui est un appareil dont la fonction est de fermer et d'interrompre un circuit électrique en conditions normales, ou d'interrompre ce circuit en conditions de défaut ou d'urgence. Si un fonctionnement à sélection de phase est exigé, alors une instance de LN par phase doit être utilisée.	XCBR	XCBR	Disjoncteur
Fusible		Ce LN doit être utilisé pour représenter un fusible, qui est un équipement qui fonctionne une seule fois et dans un seul sens avec des caractéristiques thermiques adaptées aux conditions ouvertes.	XFUS	XFUS	Fusible
Le LN "commutateur" englobe tous les types d'appareils de commutation qui ne sont pas capables d'interrompre les courts-circuits – Coupe-charges – Sectionneurs – Sectionneurs de mise à la terre – Sectionneurs de mise à la terre rapide	29	Ce LN doit être utilisé pour représenter un sectionneur, qui est un appareil dont la fonction est de déconnecter, d'isoler ou de mettre à la terre un circuit électrique ou d'en couper la charge. Si un fonctionnement à sélection de phase est exigé, alors une instance de LN par phase doit être utilisée.	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 comportements au titre de la communication dans le système d'automatisation de poste.					

8.5.14 Définition et modélisation des fonctions de contrôle et de surveillance

Le Tableau 20 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions de contrôle et de surveillance exigées, avec les définitions et les références associées.

Tableau 20 – Nœuds logiques pour les fonctions de contrôle et de surveillance

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Contrôle, surveillance et diagnostic pour arcs	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler les compartiments de gaz de l'appareillage à isolation gazeuse (GIS, <i>Gas Insulated Switchgear</i>) en ce qui concerne les arcs provoqués par une commutation ou un défaut.	SARC	SARC	Surveillance et diagnostic pour arcs
Contrôle de disjoncteur	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler le fonctionnement d'un disjoncteur et à fournir des données concernant l'état et la maintenance du disjoncteur, telles que le courant commuté, l'abrasion des contacts et l'augmentation des délais qui traduisent le vieillissement. Si un contrôle à sélection de phase est exigé, alors une instance de LN par phase doit être utilisée.	SCBR	SCBR	Contrôle de disjoncteur

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Contrôle du milieu isolant	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler le milieu isolant, comme le gaz de l'appareillage à isolation gazeuse (GIS), en ce qui concerne la densité, la pression et la température.	SIMS	SIMG	Contrôle du milieu isolant (gaz)
			SIML	Contrôle du milieu isolant (liquide)
Contrôle de changeur de prise	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler un changeur de prise. Il fournit des données concernant l'état, le vieillissement et la demande de maintenance du mécanisme de fonctionnement. Selon la technologie utilisée, les données se rapportent à la charge de l'entraînement moteur, à l'abrasion des contacts, au débit d'huile, à l'état de vide, etc.	SLTC	SLTC	Contrôle du mécanisme de fonctionnement
Contrôle de fonctionnement de commutateur	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler le mécanisme de fonctionnement des commutateurs et fournit des données concernant l'état, le vieillissement et la demande de maintenance du mécanisme de fonctionnement. Actuellement, différentes technologies applicables aux mécanismes de fonctionnement sont disponibles. Les mécanismes de fonctionnement des disjoncteurs contiennent un stockage d'énergie pour fournir l'énergie de commutation exigée dans un délai court. Les ressorts ou les gaz comprimés sont des exemples de supports de stockage actuels. Pour actionner le commutateur, l'énergie est transférée au moyen d'une liaison mécanique ou hydraulique. Un moteur de chargeur est utilisé pour compenser les pertes d'énergie dues aux fuites ou pour recharger le stockage (hydraulique, ressort) après une manœuvre du commutateur. Les données fournies couvrent l'état des composants concernés du système hydraulique et du système à ressorts. Les données disponibles diffèrent légèrement selon la technologie utilisée. Ce LN peut également être utilisé pour la fonction de contrôle d'un mécanisme de fonctionnement simple, qui est directement entraîné par un moteur.	SOPM	SOPM	Contrôle du mécanisme de fonctionnement
Contrôle, surveillance et diagnostic pour décharges partielles	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler les volumes de gaz du GIS (appareillage de commutation à isolation gazeuse) en ce qui concerne les signatures des décharges partielles.	SPDC	SPDC	Surveillance et diagnostic pour décharges partielles
Contrôle de la pression d'objets tels que les arbres, turbines, générateurs, etc.	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à représenter différents appareils qui contrôlent la pression des principaux objets de la centrale. Il fournit les fonctions d'alarme et de déclenchement/arrêt. Si plusieurs capteurs (LN TPRS) sont connectés, alors le LN SPRS doit être instancié pour chaque capteur.	SPRS	SPRS	Contrôle de la pression
Contrôle de transformateur de puissance	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler un transformateur de puissance. Cette fonction fournit des données concernant l'état, le vieillissement (durée de vie restante) et la demande de maintenance du transformateur. Ce LN fournit principalement des données sur les températures; d'autres données pertinentes pour le transformateur sont fournies, par exemple, dans les LN SIML (huile liquide) et SPTR (changeur de prise attribué).	SPTR	SPTR	Contrôle de transformateur de puissance

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Contrôle de commutateur	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à contrôler le fonctionnement d'un commutateur (sectionneur ou sectionneur de mise à la terre) et fournit des données concernant l'état et la maintenance du disjoncteur, telles que l'abrasion des contacts et l'augmentation des délais qui traduisent le vieillissement. Si un contrôle à sélection de phase est exigé, alors une instance de LN par phase doit être utilisée.	SSWI	SSWI	Contrôle de commutateur de circuit
Contrôle de la température	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à représenter différents appareils qui contrôlent la température des principaux objets de la centrale. Il fournit les fonctions d'alarme et de déclenchement/arrêt. Si plusieurs capteurs (LN TTMP) sont connectés, alors le LN STMP doit être instancié pour chaque capteur.	STMP	STMP	Contrôle de la température
Contrôle, surveillance et diagnostics des vibrations	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à représenter différents appareils qui contrôlent les vibrations dans les objets d'installations tournantes telles que les arbres, les turbines, les générateurs, etc. Il fournit les fonctions d'alarme et de déclenchement/arrêt. Si plusieurs capteurs (LN TVBR) sont connectés, alors le LN SVBR doit être instancié pour chaque capteur.	SVBR	SVBR	Contrôle des vibrations
Ces nœuds logiques représentent le contrôle mentionné avec la totalité de ses entrées et son comportement au titre de la communication dans le système d'automatisation de poste.				

8.5.15 Définition et modélisation des fonctions des transformateurs de mesure

Le Tableau 21 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions exigées des transformateurs de mesure, avec les définitions et les références associées.

Tableau 21 – Nœuds logiques pour les fonctions des transformateurs de mesure

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Transformateur de courant	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à modéliser un transformateur de courant. Il existe une instance par phase.	TCTR	TCTR	Transformateur de courant
Transformateur de tension	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à modéliser un transformateur de tension. Il existe une instance par phase.	TVTR	TVTR	Transformateur de tension
Ces nœuds logiques représentent les transformateurs de mesure mentionnés avec toutes leurs données et les paramètres associés (le cas échéant) ainsi que leur comportement au titre de la communication dans le système d'automatisation de poste.				

8.5.16 Définition et modélisation des fonctions des capteurs de position

Le Tableau 22 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions exigées des capteurs de position, avec les définitions et les références associées.

Tableau 22 – Nœuds logiques pour les fonctions des capteurs de position

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Angle	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer 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 fonction qui sert à mesurer une valeur de déplacement axial. Le déplacement axial peut, selon l'application, être longitudinal ou transversal par rapport à l'arbre. Ce capteur est souvent utilisé avec des capteurs de vibrations comme entrée pour un système de surveillance des vibrations.	TAXD	TAXD	Déplacement axial
Distance	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer la distance entre un emplacement fixe et un objet mobile. La distance est exprimée en m.	TDST	TDST	Distance
Mouvement	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer le mouvement ou la vitesse. Il est destiné à fournir des mesures de la vitesse en m/s à laquelle deux objets (dont l'un peut être fixe) se déplacent l'un par rapport à l'autre.	TMVM	TMVM	Capteur de mouvement
Indication de position	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à modéliser la position d'un appareil mobile, d'un actionneur ou d'un appareil analogue. La position est donnée en pourcentage du mouvement complet de l'appareil surveillé.	TPOS	TPOS	Indicateur de position
Transmetteur de rotation	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer la vitesse de rotation d'un appareil tournant. Différents principes de mesure peuvent être utilisés, le résultat donné étant toutefois le même.	TRTN	TRTN	Transmetteur de rotation

8.5.17 Définition et modélisation des fonctions des capteurs d'état du matériel

Le Tableau 23 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions d'état du matériel exigées, avec les définitions et les références associées.

Tableau 23 – Nœuds logiques pour les fonctions des 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 fonction qui sert à mesurer la fréquence. Il concerne toute fréquence qui n'est pas liée aux mesures électriques en courant alternatif. Il peut être utilisé, par exemple, pour des mesures acoustiques, des vibrations et la 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 fonction qui sert à mesurer l'humidité dans le milieu surveillé. Le résultat est exprimé en pourcentage d'humidité maximale possible.	THUM	THUM	Humidité
Champ magnétique	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer l'intensité de champ magnétique à l'emplacement de la mesure.	TMGF	TMGF	Champ magnétique
Pression	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer la pression d'un gaz. Différents principes de mesure peuvent être utilisés.	TPRS	TPRS	Capteur de pression
Température	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer une seule température.	TTMP	TTMP	Capteur de température

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Tension mécanique Contrainte mécanique	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer la tension mécanique exercée dans un objet.	TTNS	TTNS	Tension/contrainte mécanique
Vibration	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer une vibration. Lorsque la vibration peut être définie comme une fréquence, le nœud logique TFRQ peut être utilisé à la place.	TVBR	TVBR	Capteur de vibration

8.5.18 Définition et modélisation des fonctions des capteurs d'état de débit

Le Tableau 24 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions exigées des capteurs d'état de débit, avec les définitions et les références associées.

Tableau 24 – Nœuds logiques pour les fonctions des capteurs d'état de débit

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Débit de liquide	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer le débit d'un milieu à travers l'appareil dans lequel il se trouve.	TFLW	TFLW	Débit de liquide
Niveau de milieu	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer le niveau du milieu dans le conteneur où il se trouve. Le niveau est exprimé en pourcentage du conteneur plein.	TLVL	TLVL	Niveau de milieu
Pression acoustique	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer la pression acoustique à l'emplacement où se trouve le capteur.	TSND	TSND	Capteur de pression acoustique
Acidité de l'eau	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer une valeur de pH de l'eau.	TWPH	TWPH	Acidité de l'eau

8.5.19 Définition et modélisation des fonctions des capteurs génériques

Le Tableau 25 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions exigées des capteurs génériques, avec les définitions et les références associées.

Tableau 25 – Nœuds logiques pour les fonctions des capteurs génériques

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Capteur générique	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à mesurer la valeur d'un capteur générique. L'utilisation de TGSN est admise uniquement s'il n'existe aucun LN avec une sémantique normalisée pour l'usage prévu.	TGSN	TGSN	Capteur générique

8.5.20 Définition et modélisation des fonctions des transformateurs de puissance

Le Tableau 26 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions exigées des transformateurs de puissance, avec les définitions et les références associées.

Tableau 26 – Nœuds logiques pour les fonctions des transformateurs de puissance

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Transformateur de puissance	Ce LN doit être utilisé pour représenter un transformateur de puissance, qui est un appareil dont la fonction est de relier les niveaux de tension du système électrique.	YPTR	YPTR	Transformateur de puissance
Changeur de prise	Ce LN doit être utilisé pour représenter un changeur de prise, qui est un appareil dont la fonction est de choisir les prises de l'enroulement pour la régulation de la tension.	YLTC	YLTC	Changeur de prise
Neutraliseur de défaut à la terre (bobine de Peterson)	Ce LN doit être utilisé pour représenter un neutraliseur de défaut à la terre, qui est un appareil à inductance variable (bobine à conducteur immergé) dont la fonction est d'adapter la mise à la terre du point neutre du transformateur afin de réduire le plus possible le courant de défaut à la terre.	YEFN	YEFN	Neutraliseur de défaut à la terre (bobine de Peterson)
Shunt électrique	Ce LN doit être utilisé pour représenter un shunt électrique, qui est un appareil dont la fonction est de relier la mise à la terre du point neutre du transformateur à la résistance.	YPSH	YPSH	Shunt électrique
Ces nœuds logiques représentent les transformateurs de puissance mentionnés et leurs équipements associés avec toutes leurs données et les paramètres associés (le cas échéant) ainsi que leur comportement au titre de la communication dans le système d'automatisation de poste.				

8.5.21 Définition et modélisation des autres équipements du système électrique

Le Tableau 27 répertorie les Nœuds logiques pour les fonctions exigées des équipements du système électrique, avec les définitions et les références associées.

Tableau 27 – Nœuds logiques pour les autres équipements du système électrique

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Réseau auxiliaire	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser le réseau auxiliaire (alimentation électrique).	ZAXN	ZAXN	Réseau auxiliaire
Batterie	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser une batterie, en fournissant les informations d'état et en permettant la commande des cycles de chargement/déchargement.	ZBAT	ZBAT	Batterie
Traversée	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser une traversée utilisée pour les transformateurs ou les connexions à liaisons GIS.	ZBSH	ZBSH	Traversée
Câble d'alimentation	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser un câble d'alimentation.	ZCAB	ZCAB	Câble d'alimentation
Batterie de condensateurs	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser une batterie de condensateurs pour la commande du flux de puissance réactive.	ZCAP	ZCAP	Batterie de condensateurs
Convertisseur	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser un convertisseur de fréquence générique qui inclut la conversion courant alternatif/courant continu.	ZCON	ZCON	Convertisseur
Générateur	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser (fonctionnement, contrôle) un générateur générique.	ZGEN	ZGEN	Générateur

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Ligne à isolation gazeuse (GIL)	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser une ligne à isolation gazeuse. Ce LN fournit les données relatives aux caractéristiques assignées. Pour le contrôle, les LN appropriés tels que SIMS, SARC et SPDC doivent être utilisés.	ZGIL	ZGIL	Ligne à isolation gazeuse
Ligne aérienne de puissance	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser une ligne aérienne de puissance. Ce LN fournit les données relatives aux caractéristiques assignées.	ZLIN	ZLIN	Ligne aérienne de puissance
Moteur	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser un moteur générique.	ZMOT	ZMOT	Moteur
Bobine d'inductance	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser une bobine d'inductance pour la commande du flux de puissance réactive.	ZREA	ZREA	Bobine d'inductance
Résistance	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser une résistance ohmique.	ZRES	ZRES	Résistance
Composant réactif rotatif	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser un composant réactif rotatif qui commande le flux de puissance réactive.	ZRRC	ZRRC	Composant réactif rotatif
Parafoudre	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser un parafoudre qui arrête les surtensions à l'extrémité d'une ligne.	ZSAR	ZSAR	Parafoudre
Redresseur commandé par semiconducteur	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser un redresseur commandé par semiconducteur. Une utilisation type d'un tel redresseur consiste à fournir le courant continu commandable au sein d'un système d'excitation.	ZSCR	ZSCR	Redresseur commandé par semiconducteur
Machine synchrone	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser une machine synchrone générique. Ce LN fournit les données relatives aux caractéristiques assignées.	ZSMC	ZSMC	Machine synchrone
Convertisseur de fréquence commandé par thyristor	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser un convertisseur de fréquence commandé par thyristor qui inclut la conversion courant alternatif/courant continu.	ZTCF	ZTCF	Convertisseur de fréquence commandé par thyristor
Composant réactif commandé par thyristor	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction dont l'objet est de modéliser un composant réactif commandé par thyristor pour la commande du flux de puissance réactive.	ZTCR	ZTCR	Composant réactif commandé par thyristor
Ces nœuds logiques représentent les équipements du système électrique mentionnés avec toutes leurs données et les paramètres associés (le cas échéant) 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 exigent plus de détails, ceux-ci doivent être couverts par les PICOM appropriés ou par l'utilisation complémentaire de LN génériques tels que GGIO.				

8.5.22 Définition et modélisation des E/S de processus génériques

Le Tableau 28 répertorie les Nœuds logiques pour les équipements d'E/S de processus génériques, avec les définitions et les références associées.

Tableau 28 – Nœuds logiques pour les E/S de processus génériques

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
E/S générique	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à modéliser et à exploiter un appareil de processus (modélisé par les groupes de LN X, Y et Z) qui n'est pas sémantiquement prédéfini, comme l'appareillage de commutation et d'autres appareils de connexion. L'utilisation du LN GGIO est admise uniquement s'il n'existe aucun LN avec une sémantique normalisée pour l'application prévue.	GGIO	GGIO	E/S générique

8.7 Equipement primaire mécanique non électrique

Remplacer le titre et le texte existants du 8.7 par les nouveaux titre et texte suivants:

8.6 Définition et modélisation des équipements de procédé mécaniques non électriques

Le Tableau 29 répertorie les Nœuds logiques pour les équipements de procédé mécaniques non électriques, avec les définitions et les références associées.

Tableau 29 – Nœuds logiques pour les équipements de procédé mécaniques non électriques

Nœud logique	Description ou commentaires	Fonction de LN	Classe de LN	Dénomination de classe de LN
Ventilateur	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à modéliser et à exploiter un ventilateur.	KFAN	KFAN	Ventilateur
Filtre	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à modéliser un filtre mécanique.	KFIL	KFIL	Filtre
Pompe	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à modéliser et à exploiter une pompe.	KPMP	KPMP	Pompe
Réservoir	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à modéliser un réservoir physique, tel qu'un réservoir d'huile hydraulique. Le contenu habituel est un liquide tel que l'huile. L'amplitude habituelle correspond au niveau du liquide. Si le réservoir est rempli de gaz, alors l'amplitude habituelle correspond à la pression du gaz.	KTNK	KTNK	Réservoir
Vanne	Ce LN doit être utilisé pour représenter une fonction qui sert à modéliser et à exploiter une vanne ou un robinet mécanique dont la position peut être exprimée en pourcentage de la position de pleine ouverture (l'angle 0°-90° peut en option être utilisé).	KVLV	KVLV	Commande de vanne

9 Concept d'application des nœuds logiques

Remplacer le titre existant de l'Article 9 par le nouveau titre suivant:

9 Concept d'application des Nœuds logiques

9.1 Exemple hors du domaine d'automatisation de poste

La modification ne s'applique pas au français.

9.2 Attribution et utilisation typiques des nœuds logiques

Remplacer le titre existant de l'Article 9,2 par le nouveau titre suivant: