



INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –
Part 9: Interfaces for meter reading and control**

**Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de distribution –
Partie 9: Interfaces pour le relevé et la commande des compteurs**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE **XH**
CODE PRIX

ICS 33.200

ISBN 978-2-8322-1165-6

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

CONTENTS

FOREWORD.....	9
INTRODUCTION.....	12
1 Scope.....	14
2 Normative references	15
3 Terms, definitions and abbreviations	16
3.1 Terms and definitions.....	16
3.2 Abbreviations.....	17
4 Reference and information models	18
4.1 General approach to metering systems	18
4.2 Reference Model.....	19
4.2.1 General	19
4.2.2 Metering system (MS) – Data collection.....	22
4.2.3 Metering system (MS) – Control and reconfiguration.....	23
4.2.4 Load control	23
4.2.5 Load management system (LMS).....	23
4.2.6 Meter asset management (MAM) system	24
4.2.7 Meter data management (MDM) system.....	24
4.2.8 Customer information system (CIS)	24
4.2.9 Outage management system (OMS)	24
4.2.10 Network operations (NO)	25
4.2.11 Meter maintenance (MM)	25
4.2.12 Planning	25
4.2.13 Work management (WM)	25
4.2.14 Point of sale (POS).....	25
4.2.15 Meter.....	25
4.2.16 Load control devices.....	25
4.2.17 PAN devices.....	26
4.2.18 Demand response management system (DRMS)	26
4.3 Interface reference model	26
4.4 Meter reading and control functions and components.....	26
4.5 Static information model	27
4.5.1 General	27
4.5.2 Classes for meter reading and control	28
4.5.3 Classes related to meter reading and control.....	32
5 Meter reading and control message types.....	33
5.1 General.....	33
5.2 End device event messages.....	33
5.2.1 General	33
5.2.2 Applications	34
5.2.3 Message format.....	40
5.3 Meter reading messages.....	42
5.3.1 General	42
5.3.2 Applications.....	42
5.3.3 Message formats	47
5.4 End device control messages.....	58
5.4.1 General	58

5.4.2	Applications	58
5.4.3	Message format	65
5.5	Meter service requests	68
5.5.1	General	68
5.5.2	Applications	69
5.5.3	Message format	72
5.6	Metering system events	73
5.6.1	General	73
5.6.2	Applications – Firmware upgrade	74
5.6.3	Message formats	74
5.7	Customer switching	74
5.7.1	General	74
5.7.2	Message formats	75
5.8	Payment metering service messages	75
5.8.1	General	75
5.8.2	Auxiliary agreements	75
5.8.3	Applications	76
5.8.4	Message formats	77
5.9	Premise area networks	80
5.9.1	General	80
5.9.2	Applications	81
5.9.3	Message formats	83
5.10	Master data management messages	83
5.10.1	General	83
5.10.2	Applications	84
5.10.3	Message formats	91
6	Document conventions	104
6.1	UML diagrams	104
6.2	Message definitions	105
6.2.1	General	105
6.2.2	Mandatory vs. optional	105
6.2.3	Verb tense	105
6.3	Synchronous versus asynchronous messages	105
6.4	Depiction of simple acknowledgment messages	105
Annex A (normative)	Description of message type verbs	106
Annex B (informative)	Reply error codes	108
Annex C (normative)	Procedure for the generation of a ReadingType name	115
Annex D (normative)	Quality code enumerations	170
Annex E (normative)	EndDeviceEventType enumerations	183
Annex F (normative)	EndDeviceControlType enumerations	221
Annex G (normative)	Conventions for naming and identifying objects	224
Annex H (normative)	XML schemas for message payloads	227
Annex I (informative)	XML schemas for message payloads	314
Annex J (normative)	Request parameters	389
Annex K (normative)	Master data management transaction processing	395
Annex L (informative)	Master data management use cases and sample XML	402
Annex M (informative)	Notes on extended use of IEC 61968-100	438

Bibliography.....	440
Figure 1 – IEC 61968-9 scope	15
Figure 2 – Example of an end device with functions	20
Figure 3 – IEC 61968-9 reference model.....	21
Figure 4 – IEC 61968-9 Reference model with customer information and billing system.....	22
Figure 5 – Outage Detection, request/reply message exchange, example 1	35
Figure 6 – Outage Detection, request / reply message exchange, Example 2.....	36
Figure 7 – Outage Detection, publish/subscribe exchange, Example 1.....	37
Figure 8 – Outage Detection, publish/subscribe exchange, Example 2.....	37
Figure 9 – Meter Health Event exchange, Example 1	38
Figure 10 – Meter Health Event exchange, Example 2	39
Figure 11 – Power quality event exchange, Example 1	39
Figure 12 – Power quality event exchange, Example 2	40
Figure 13 – End device event message format.....	41
Figure 14 – Example use of meter read schedule to create subscription	43
Figure 15 – Example manual meter reading exchange	44
Figure 16 – Example On-Request meter read	45
Figure 17 – Historical MeterData exchange.....	46
Figure 18 – Example billing inquiry message exchange	46
Figure 19 – Meter readings message format	47
Figure 20 – Reading structure.....	48
Figure 21 – Timestamps assigned between systems.....	49
Figure 22 – Conventions for timeStamp and timePeriod	49
Figure 23 – IntervalBlock structure	50
Figure 24 – Interval data timestamp generation	51
Figure 25 – Time interval conventions.....	51
Figure 26 – ReadingType structure	52
Figure 27 – Meter read schedule message format.....	57
Figure 28 – Example load control message exchange.....	59
Figure 29 – Example message exchange for LC unit installation	60
Figure 30 – Example message exchange for change of customer program	61
Figure 31 – Example message exchange for change of customer program w/o MDM	61
Figure 32 – Example for change of customer program with meter change out	62
Figure 33 – Example message exchange for meter connect/disconnect	63
Figure 34 – Example of remote connect/disconnect directly between CIS and MS	64
Figure 35 – Example message exchange for real-time price signal	65
Figure 36 – End device controls message format.....	66
Figure 37 – Example meter installation and removal message exchange	69
Figure 38 – Example end device event message exchange due to meter changeout.....	70
Figure 39 – Example message exchange due to CIS alarms	71
Figure 40 – Example message exchange when meter is changed out for recalibration	72
Figure 41 – Meter service requests message format	73

Figure 42 – Example firmware upgrade message exchange	74
Figure 43 – Example customer switching message exchange	75
Figure 44 – Message exchange for transferring auxiliary agreement information.....	76
Figure 45 – Message exchange for transferring receipt information.....	77
Figure 46 – Message exchange for transferring transaction information	77
Figure 47 – Auxiliary agreement configuration message format.....	78
Figure 48 – ReceiptRecord message format	79
Figure 49 – TransactionRecord message format	80
Figure 50 – Pairing of a PAN device	81
Figure 51 – PAN device events.....	82
Figure 52 – PAN device controls.....	83
Figure 53 – Master data linkages	85
Figure 54 – Message exchange for transferring supplier information.....	86
Figure 55 – Message exchange for transferring customer information	87
Figure 56 – Message exchange for transferring customer agreement information	87
Figure 57 – Message exchange for transferring customer account information.....	88
Figure 58 – Message exchange for transferring service category information.....	88
Figure 59 – Message exchange for transferring usage point information	89
Figure 60 – Message exchange for transferring meter information	89
Figure 61 – Message exchange for transferring end device information	90
Figure 62 – Message exchange for transferring service location information	91
Figure 63 – Message exchange for transferring pricing structures.....	91
Figure 64 – MasterDataLinkageConfig message format	92
Figure 65 – Service supplier configuration message format	93
Figure 66 – Customer configuration message	94
Figure 67 – Customer agreement configuration message.....	95
Figure 68 – Customer account configuration message	96
Figure 69 – ServiceCategoryConfig message format.....	96
Figure 70 – UsagePointConfig message format	97
Figure 71 – UsagePointLocationConfig message format	99
Figure 72 – End device config message format.....	100
Figure 73 – Meter configuration message	101
Figure 74 – ComModuleConfig message format.....	102
Figure 75 – ServiceLocationConfig message format.....	103
Figure 76 – PricingStructureConfig message format	104
Figure B.1 – Reply Message States	114
Figure C.1 – Typical enumerations for accumulation behaviour.....	123
Figure C.2 – Typical enumerations for direction of flow	130
Figure C.3 – Voltage measurements	137
Figure E.1 – Event data	184
Figure G.1 – CIM naming.....	224
Figure G.2 – Example XML structure for names	225
Figure G.3 – Use of names for references.....	226

Figure J.1 – Message request structure	389
Figure J.2 – GetMeterReadings	390
Figure J.3 – GetEndDeviceConfig	391
Figure J.4 – GetCustomerMeterDataSet.....	392
Figure J.5 – GetMeterServiceRequests.....	393
Figure K.1 – Message Envelope Extension	396
Figure K.2 – OperationSet	397
Figure K.3 – Pattern 1: Request/response (non-OperationSet).....	398
Figure K.4 – Pattern 2: published event (non-OperationSet)	399
Figure K.5 – Pattern 3: Request/response (OperationSet).....	400
Figure K.6 – Pattern 4: published event (OperationSet)	401
Figure M.1 – Get/cancel pattern which is not recommended.....	438
Figure M.2 – Get/cancel pattern which is recommended	439
Table 1 – Document overview for IEC 61968-9	13
Table 2 – Business functions and abstract components	27
Table 3 – Classes for meter reading and control	28
Table 4 – Classes related to meter reading and control.....	32
Table 5 – IEC 61968-9 configuration profiles	84
Table A.1 – Commonly used verbs.....	106
Table B.1 – ReplyCode Categories	108
Table B.2 – Error-free Enumerations.....	109
Table B.3 – Missing-element Enumerations	109
Table B.4 – Bad-value Enumerations	109
Table B.5 – Too-many-values enumerations	110
Table B.6 – Request-timed-out enumerations	110
Table B.7 – Application-error enumerations	111
Table B.8 – Business-rule-violation enumerations.....	111
Table B.9 – Security issue enumerations	111
Table B.10 – Common enumerations	112
Table C.1 – Time-period of interest enumerations.....	116
Table C.2 – Data qualifier enumerations	116
Table C.3 – measuringPeriod enumerations.....	117
Table C.4 – Demand normalization scalars	119
Table C.5 – Accumulation behaviour enumerations.....	121
Table C.6 – Customary accumulation behaviour enumerations	123
Table C.7 – Direction of flow enumeration.....	124
Table C.8 – DirectionOfFlow enumeration equivalencies.....	130
Table C.9 – Commodity	131
Table C.10 – measurementKind Index	132
Table C.11 – Harmonic and Interharmonic enumerations	138
Table C.12 – Argument enumerations	138
Table C.13 – Time Of Use Enumerations	139

Table C.14 – Critical Peak Period Enumerations	140
Table C.15 – Consumption Tier Enumerations	141
Table C.16 – Example Combinations of TOU and Consumption Tier Enumerations	141
Table C.17 – Phase enumerations	142
Table C.18 – Power of ten enumerations	146
Table C.19 – Historical concentration multiplier enumerations	147
Table C.20 – Base SI units of measure	149
Table C.21 – Derived SI units of measure with special names	149
Table C.22 – Derived SI Units of Measure without Special Names	151
Table C.23 – Non-SI Units of Measure accepted for use with the International System of Units	154
Table C.24 – Dimensionless and Concentration Units of Measure	155
Table C.25 – Non-SI units whose values in SI units shall be obtained experimentally	157
Table C.26 – Other Non-SI Units of Measure	158
Table C.27 – Non-SI Units Associated with the CGS and the CGS-Gaussian System of Units	162
Table C.28 – Currency units of measure (from ISO 4217)	163
Table C.29 – ReadingType Examples	165
Table D.1 – System identifier	171
Table D.2 – Example quality code categories	171
Table D.3 – Validity related codes	172
Table D.4 – Diagnostics related codes	173
Table D.5 – Power quality related codes	173
Table D.6 – Tamper / revenue protection related codes	174
Table D.7 – Data collection related codes	174
Table D.8 – Failed reasonability testing related codes	176
Table D.9 – Failed validation testing related codes	176
Table D.10 – Edit related codes	177
Table D.11 – Estimation related codes	178
Table D.12 – Questionable related codes	179
Table D.13 – Derived related codes	180
Table D.14 – Projected related codes	181
Table D.15 – Example Quality Codes	182
Table E.1 – EndDeviceType codes	185
Table E.2 – EndDeviceDomain Codes	187
Table E.3 – EndDeviceSubdomain codes	188
Table E.4 – EndDeviceEventOrAction codes	193
Table E.5 – Battery events	200
Table E.6 – Billing events	200
Table E.7 – Cartridge events	201
Table E.8 – Clock events	201
Table E.9 – Communication events	202
Table E.10 – Configuration events	203
Table E.11 – Demand events	204

Table E.12 – Firmware events	204
Table E.13 – GasSupply events	206
Table E.14 – Installation events	206
Table E.15 – LoadControl events	207
Table E.16 – LoadProfile events	207
Table E.17 – Logs events	208
Table E.18 – Memory events	208
Table E.19 – Metrology events.....	209
Table E.20 – MobileSecurity events	210
Table E.21 – Modem events.....	211
Table E.22 – ModuleFirmware events	211
Table E.23 – Network events	211
Table E.24 – PAN / HAN events.....	212
Table E.25 – Power events	213
Table E.26 – Pressure events	216
Table E.27 – RCDSwitch events	217
Table E.28 – Security events	217
Table E.29 – Temperature events	219
Table E.30 – VideoDisplay events.....	219
Table E.31 – WaterSupply events	220
Table F.1 – Demand Controls	221
Table F.2 – LoadControl Controls	222
Table F.3 – PAN / HAN Controls	222
Table F.4 – RCDSwitch Controls.....	222
Table L.1 – Exemplary master data management / data synchronization use cases	403

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

APPLICATION INTEGRATION AT ELECTRIC UTILITIES – SYSTEM INTERFACES FOR DISTRIBUTION MANAGEMENT –

Part 9: Interfaces for meter reading and control

FOREWORD

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

International Standard IEC 61968-9 has been prepared by IEC technical committee 57: Power systems management and associated information exchange.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 2009. This edition constitutes a technical revision and includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) changes to and addition of new profiles to support PAN and UsagePoints;
- b) extensions to support PAN devices generically as EndDevices;
- c) extensions to the MeterReading model and profiles to support richer descriptions of metered quantities and to accommodate coincident readings;
- d) addition of CIM Name class and corresponding revisions to profiles to allow reference by name instead of by mRID. Where the document may identify the use of mRID values as references, Name.name values may be alternatively used. This is described in more detail in Annex G;

- e) reference of ReadingTypes, EndDeviceEventTypes and EndDeviceControlTypes using name references;
- f) definition of normative enumerations for ReadingTypes, EndDeviceEventTypes and EndDeviceControlTypes in annexes;
- g) various corrections to example sequence diagrams;
- h) Removal of MeterAssetReading profile, where functionality is supported using the MeterReading profile;
- i) MeterAsset class is now named Meter;
- j) MeterAssetConfig profile now named MeterConfig;
- k) EndDeviceAssets profile now named EndDeviceConfig;
- l) removal of EndDeviceFirmware profile, where functionality is supported using the EndDeviceConfig profile;
- m) use of new namespaces to reflect the new edition, where the namespaces is reflective of the year in which a profile is defined;
- n) adoption of UsagePoint as a replacement for and a generalization of ServiceDeliveryPoint;
- o) SDPLocationConfig has been deprecated in favor of UsagePointLocationConfig;
- p) some profiles previously defined have been moved into the new subclause 5.10 which is focused on data linkages;
- q) elimination of the MeterSystemEvents profile, as it provided no functionality that could not be achieved with the EndDeviceEvents profile;
- r) there were several profiles originally defined in support of prepayment use cases that were identified to be more general in nature, and were consequentially moved to 5.10. Subclause 5.8 now consists of only those profiles that are specific to prepayment. In all cases there has been some refactoring of these profiles to reflect other necessary changes that have been described;
- s) supplierConfig has been renamed ServiceSupplierConfig;
- t) messages using the SUBSCRIBE verb have been removed as these are related to the underlying communication transport and do not reflect actual IEC 61968 messages.

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

FDIS	Report on voting
57/1377/FDIS	57/1394/RVD

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

A list of all parts in the IEC 61968 series, published under the general title *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management*, can be found on the IEC website.

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

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

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

INTRODUCTION

The purpose of this document is to define a standard for the integration of Metering Systems (MS), which would include traditional (one or two-way) Automated Meter Reading (AMR) Systems, with other systems and business functions within the scope of IEC 61968. The scope of this standard is the exchange of meter reading, transactions, event and control information between systems within the utility enterprise and between enterprises. The specific details of communication protocols those systems employ are outside the scope of this standard. Instead, this standard will recognize and model the general capabilities that can be potentially provided by advanced and/or legacy meter infrastructures, including two-way communication capabilities such as load control, dynamic pricing, outage detection, distributed energy resource (DER) control signals and on-request read. In this way, this standard will not be impacted by the specification, development and/or deployment of next generation meter infrastructures, either through the use of standards or proprietary means.

The IEC 61968 series of standards is intended to facilitate inter-application integration as opposed to intra-application integration. Intra-application integration is aimed at programs in the same application system, usually communicating with each other using middleware that is embedded in their underlying runtime environment, and tends to be optimised for close, real-time, synchronous connections and interactive request/reply or conversation communication models. IEC 61968, by contrast, is intended to support the inter-application integration of a utility enterprise that needs to connect disparate applications that are already built or new (legacy or purchased applications), each supported by dissimilar runtime environments. Therefore, these interface standards are relevant to loosely coupled applications with more heterogeneity in languages, operating systems, protocols and management tools. This series of standards is intended to support applications that need to exchange data every few seconds, minutes, or hours rather than waiting for a nightly batch run. This series of standards, which are intended to be implemented with middleware services that exchange messages among applications, will complement, not replace utility data warehouses, database gateways, and operational stores.

As used in IEC 61968, a Distribution Management System (DMS) consists of various distributed application components for the utility to manage electrical distribution networks. These capabilities include monitoring and control of equipment for power delivery, management processes to ensure system reliability, voltage management, demand-side management, outage management, work management, automated mapping and facilities management. Standard interfaces are defined for each class of applications identified in the Interface Reference Model (IRM), which is described in IEC 61968-1, *Interface architecture and general requirements*.

This part of IEC 61968 contains the clauses listed in Table 1 below.

Table 1 – Document overview for IEC 61968-9

Clause	Title	Purpose
1	Scope	The scope and purpose of the document are described.
2	Normative References	Documents that contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this International Standard.
3	Terms, Definitions and Abbreviations	
4	Reference and Information Models	Description of general approach to metering system, reference model, use cases, interface reference model, meter reading and control functions and components, message type terms and static information model.
5	Meter Reading and Control Message Types	Message types related to the exchange of information for documents related to meter reading and control.
6	Document Conventions	
Annex A	Message Type Verbs	Description of the Verbs that are used for the message types
Annex B	CIM Extensions	CIM extensions to support the recommended message structure for meter reading and control
Annex C	Procedure for the generation of a ReadingTypeIcd	Technique for constructing, and offers recommended enumerations for the ReadingTypeIcd textual name and mRID.
Annex D	QualityCode enumerations	Technique for constructing, and offers recommended enumerations for reading quality codes
Annex E	EndDeviceEvent Code enumerations	Defines EndDevice alarm and event codes
Annex F	EndDeviceControl code enumerations	Defines EndDevice control codes.
Annex G	Maintaining Relationships Between Objects	Describes the use of the master resource identifier (mRID) and Names.
Annex H	XML Schemas for message payloads	To provide xsd information for use by developers to create IEC 61968-9 messages.
Annex I	Mappings	To provide mappings between IEC 61968-9 MeterReadings and other standards.
Annex J	Request Parameters	Describes the qualification of GET requests using Request parameters.
Annex K	Master Data Management Transaction Processing	Describes how complex Master data Management / Data Synchronization transactions are conveyed and the associated processing rules.
Annex L	Master Data Management Use Cases and Sample XML	Describes many of the common Master Data Management use cases and provides sample XML to illustrate intended usage of the various Master Data Management related profiles.

Future editions of IEC 61968-9 will strive to have changes be 'non-breaking', where the namespace of the previous version may be preserved, but the Revision attribute in the XSD is incremented.

APPLICATION INTEGRATION AT ELECTRIC UTILITIES – SYSTEM INTERFACES FOR DISTRIBUTION MANAGEMENT –

Part 9: Interfaces for meter reading and control

1 Scope

This part of IEC 61968 specifies the information content of a set of message types that can be used to support many of the business functions related to meter reading and control. Typical uses of the message types include meter reading, controls, events, customer data synchronization and customer switching. Although intended primarily for electrical distribution networks, IEC 61968-9 can be used for other metering applications, including non-electrical metered quantities necessary to support gas and water networks.

The purpose of this part of IEC 61968 is to define a standard for the integration of metering systems (MS), which includes traditional manual systems, and (one or two-way) automated meter reading (AMR) systems, and meter data management (MDM) systems with other enterprise systems and business functions within the scope of IEC 61968. The scope of this part of IEC 61968 is the exchange of information between metering systems, MDM systems and other systems within the utility enterprise. The specific details of communication protocols those systems employ are outside the scope of this International Standard. Instead, this International Standard will recognize and model the general capabilities that can be potentially provided by advanced and/or legacy meter infrastructures, including two-way communication capabilities such as load control, dynamic pricing, outage detection, distributed energy resource (DER) control signals and on-request read. In this way, this standard will not be impacted by the specification, development and/or deployment of next generation meter infrastructures either through the use of standards or proprietary means.

The diagram in Figure 1 describes the scope of this part of IEC 61968 from the perspective of direct and causal or indirect impacts of IEC 61968-9 messages. Where the focus of IEC 61968-9 is to define standard messages for the integration of enterprise applications, these messages may be directly or indirectly related to information flows within a broader scope. Examples would include messaging between head end systems and meters or PAN devices. The various components described later in this document will typically fall into either the category of a metering system (MS) head end, an MDM or other enterprise application (e.g. OMS, DRMS, CIS).

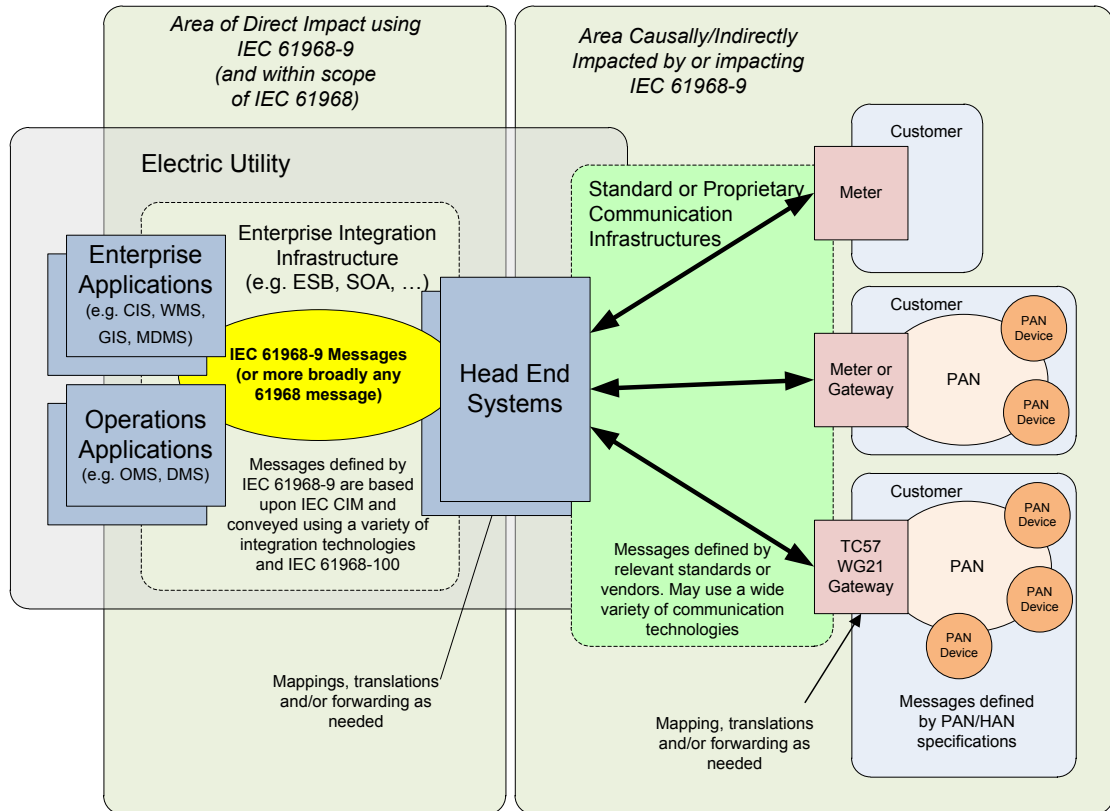


Figure 1 – IEC 61968-9 scope

The capabilities and information provided by a meter reading and meter data management systems are important for a variety of purposes, including (but not limited to) interval data, time-based demand data, time-based energy data (usage and production), outage management, service interruption, service restoration, quality of service monitoring, distribution network analysis, distribution planning, demand response, customer billing and work management. This standard also extends the CIM (Common Information Model) to support the exchange of meter data.

2 Normative references

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

IEC 60050-300, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Electrical and electronic measurements and measuring instruments – Part 311: General terms relating to measurements – Part 312: General terms relating to electrical measurements – Part 313: Types of electrical measuring instruments – Part 314: Specific terms according to the type of instrument*

IEC 61968-1, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 1: Interface architecture and general recommendations*

IEC/TS 61968-2, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 2: Glossary*

IEC 61968-11, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 11: Common information model (CIM) extensions for distribution*

IEC 61968-100:2013, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 100: Implementation profiles*

IEC 61970-301, *Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 301: Common information model (CIM) base*

IEC/TR 62051-1, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Glossary of terms – Part 1: Terms related to data exchange with metering equipment using DLMS/COSEM*

ISO 8601:2004, *Data Elements and Interchange Formats – Information Interchange – Representation of Dates and Times*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	449
INTRODUCTION.....	452
1 Domaine d'application	454
2 Références normatives.....	456
3 Termes, définitions et abréviations	456
3.1 Termes et définitions.....	456
3.2 Abréviations	458
4 Modèles de référence et d'informations	459
4.1 Approche générale aux systèmes de comptage.....	459
4.2 Modèle de référence	460
4.2.1 Généralités.....	460
4.2.2 Système de comptage (MS) – Collecte de données (Metering system – Data collection)	465
4.2.3 Système de comptage (MS) – Commande et reconfiguration (Metering system – Control and reconfiguration).....	466
4.2.4 Régulation de la charge.....	466
4.2.5 Système de gestion de la charge (LMS)	466
4.2.6 Système de gestion de biens de compteur (MAM)	466
4.2.7 Système de gestion de données de compteur (MDM)	467
4.2.8 Système d'informations clients (CIS)	467
4.2.9 Système de gestion des interruptions de service (OMS)	467
4.2.10 Exploitation du réseau (NO).....	468
4.2.11 Maintenance de compteur (MM).....	468
4.2.12 Planification.....	468
4.2.13 Gestion des travaux (WM)	468
4.2.14 Point de vente (POS).....	468
4.2.15 Compteur (Meter)	468
4.2.16 Appareils de régulation de charge	468
4.2.17 Appareils PAN.....	469
4.2.18 Système de gestion de réponse à la demande (DRMS)	469
4.3 Modèle d'interface de référence	469
4.4 Fonctions de relevé et de commande de compteurs et composants.....	470
4.5 Modèle statique d'informations	471
4.5.1 Généralités.....	471
4.5.2 Classes pour le relevé et la commande des compteurs.....	471
4.5.3 Classes relatives au relevé et à la commande des compteurs	476
5 Types de messages de relevé et de commande des compteurs.....	477
5.1 Généralités.....	477
5.2 Messages d'événements de dispositif terminal	478
5.2.1 Généralités.....	478
5.2.2 Applications.....	478
5.2.3 Format des messages	484
5.3 Messages de relevé de compteur	486
5.3.1 Généralités.....	486
5.3.2 Applications.....	486
5.3.3 Format des messages	491

5.4	Messages de commande de dispositif terminal	505
5.4.1	Généralités	505
5.4.2	Applications	505
5.4.3	Format des messages	513
5.5	Demande de services de compteur	516
5.5.1	Généralités	516
5.5.2	Applications	517
5.5.3	Format des messages	522
5.6	Événements relatifs au système de comptage	523
5.6.1	Généralités	523
5.6.2	Applications – Mise à niveau du firmware (microprogramme)	523
5.6.3	Format des messages	524
5.7	Commutation clientèle	524
5.7.1	Généralités	524
5.7.2	Format des messages	524
5.8	Messages de service de comptage de paiement	525
5.8.1	Généralités	525
5.8.2	Accords auxiliaires	525
5.8.3	Applications	526
5.8.4	Format des messages	527
5.9	Réseaux dans un local (Premise area networks)	530
5.9.1	Généralités	530
5.9.2	Applications	531
5.9.3	Formats des messages	534
5.10	Messages de gestion de données de référence	534
5.10.1	Généralités	534
5.10.2	Applications	536
5.10.3	Format des messages	547
6	Conventions du document	560
6.1	Diagrammes UML	560
6.2	Définitions des messages	561
6.2.1	Généralités	561
6.2.2	Obligatoire par opposition à optionnel	561
6.2.3	Temps des verbes (Verbs)	561
6.3	Messages synchrones par opposition à asynchrones	561
6.4	Représentation des messages simples d'accusé de réception	561
Annexe A	(normative) Description des verbes de types de messages	563
Annexe B	(informative) Codes d'erreur de réponse	565
Annexe C	(normative) Procédure pour la création d'un nom de ReadingType	572
Annexe D	(normative) Enumérations de codes de qualité	632
Annexe E	(normative) Enumérations EndDeviceEventType	645
Annexe F	(normative) Enumérations EndDeviceControlType	690
Annexe G	(normative) Conventions de désignation et d'identification des objets	693
Annexe H	(normative) Schémas XML pour les charges utiles de message	696
Annexe I	(informative) Schémas XML pour les charges utiles de message	788
Annexe J	(normative) Paramètres de demande	863
Annexe K	(normative) Traitement des transactions de gestion de données de référence	870

Annexe L (informative) Cas d'utilisation de gestion de données de référenceet exemple de code XML	879
Annexe M (informative) Notes sur l'utilisation étendue de la norme CEI 61968-100	917
Bibliographie.....	919
Figure 1 – Domaine d'application de la norme CEI 61968-9	455
Figure 2 – Exemple d'un dispositif terminal avec des fonctions	461
Figure 3 – Modèle de référence de la CEI 61968-9	463
Figure 4 – Modèle de référence avec informations de clients et système de facturation de la CEI 61968-9.....	464
Figure 5 – Détection d'interruptions de service, échange de message de demande/réponse, exemple 1	479
Figure 6 – Détection d'interruptions de service, échange de message de demande/réponse, exemple 2.....	480
Figure 7 – Détection d'interruptions de service, échange de publication/abonnement, exemple 1	481
Figure 8 – Détection d'interruptions de service, échange de publication/abonnement, exemple 2.....	481
Figure 9 – Echange d'événements liés à la santé des compteurs, exemple 1	482
Figure 10 – Echange d'événements liés à la santé des compteurs, exemple 2	483
Figure 11 – Echange d'événements liés à la qualité de l'énergie, exemple 1	483
Figure 12 – Echange d'événements liés à la qualité de l'énergie, exemple 2.....	484
Figure 13 – Format des messages d'événements de dispositif terminal.....	485
Figure 14 – Exemple d'utilisation d'un programme de relevé de compteur pour créer un abonnement.....	487
Figure 15 – Exemple d'échange de relevé manuel	488
Figure 16 – Exemple de relevé de compteur sur demande	490
Figure 17 – Echange de MeterData d'historique.....	490
Figure 18 – Exemple d'échange de message de demande de renseignements de facturation	491
Figure 19 – Format de message pour les relevés de compteur.....	492
Figure 20 – Structure Reading	493
Figure 21 – Horodatages affectés entre les systèmes	494
Figure 22 – Conventions pour timeStamp et timePeriod	495
Figure 23 – Structure IntervalBlock	496
Figure 24 – Production d'horodatages pour les données d'intervalle	497
Figure 25 – Conventions relatives aux intervalles de temps	498
Figure 26 – Structure ReadingType	499
Figure 27 – Format de message pour le relevé de compteur	504
Figure 28 – Exemple d'échange de message de régulation de charge.....	506
Figure 29 – Exemple d'échange de message pour l'installation de l'unité de LC.....	507
Figure 30 – Exemple d'échange de message en vue de changer le programme client.....	508
Figure 31 – Exemple d'échange de message en vue de changer le programme client sans la MDM.....	509
Figure 32 – Exemple de changement du programme client avec un remplacement du compteur	510

Figure 33 – Exemple d'échange de messages pour le branchement/débranchement de compteur	511
Figure 34 – Exemple de branchement/débranchement à distance entre le CIS et le MS.....	512
Figure 35 – Exemple d'échange de message pour le signal de prix en temps réel.....	513
Figure 36 – Format des messages de commandes de dispositif terminal	514
Figure 37 – Exemple d'échange de messages de pose et dépose de compteur.....	518
Figure 38 – Exemple d'échange de messages d'événement de dispositif terminal en raison d'un changement de compteur.....	519
Figure 39 – Exemple d'échange de messages suite à des alarmes du CIS.....	520
Figure 40 – Exemple d'échange de message lorsque le compteur est remplacé pour réétalonnage.....	521
Figure 41 – Format de message de demandes de service de compteur	522
Figure 42 – Exemple d'échange de message de mise à niveau du firmware.....	523
Figure 43 – Exemple d'échange de message de commutation clientèle.....	524
Figure 44 – Echange de messages pour transférer des informations relatives aux accords auxiliaires	525
Figure 45 – Echange de messages pour transférer des informations d'acquit.....	526
Figure 46 – Echange de messages pour transférer des informations de transaction.....	527
Figure 47 – Format de message de configuration des accords auxiliaires	528
Figure 48 – Format de message ReceiptRecord.....	529
Figure 49 – Format de message TransactionRecord	530
Figure 50 – Pairage d'un appareil PAN	532
Figure 51 – Événements de l'appareil PAN	533
Figure 52 – Commandes de l'appareil PAN	534
Figure 53 – Liens de données de référence	536
Figure 54 – Echange de messages pour transférer des informations de fournisseur	538
Figure 55 – Echange de messages pour transférer des informations client	539
Figure 56 – Echange de messages pour transférer des informations d'accord client	540
Figure 57 – Echange de messages pour transférer des informations de compte client	541
Figure 58 – Echange de messages pour transférer des informations de catégorie de service.....	542
Figure 59 – Echange de messages pour transférer des informations de point d'usage	543
Figure 60 – Echange de messages pour transférer des informations de compteur	544
Figure 61 – Echange de messages pour transférer des informations de dispositif terminal	545
Figure 62 – Echange de messages pour transférer des informations d'emplacement de service.....	546
Figure 63 – Echange de messages pour transférer des structures tarifaires.....	547
Figure 64 – Format de message MasterDataLinkageConfig	548
Figure 65 – Format de message de configuration des fournisseurs de service	549
Figure 66 – Message de configuration client	550
Figure 67 – Message de configuration des accords client	551
Figure 68 – Message de configuration des comptes client	552
Figure 69 – Format de message ServiceCategoryConfig.....	552
Figure 70 – Format de message UsagePointConfig.....	553

Figure 71 – Format de message UsagePointLocationConfig	555
Figure 72 – Format des messages de configuration de dispositif terminal	556
Figure 73 – Message de configuration du compteur	557
Figure 74 – Format de message ComModuleConfig	558
Figure 75 – Format de message ServiceLocationConfig	559
Figure 76 – Format de message PricingStructureConfig	560
Figure B.1 – Etats des messages de réponse	571
Figure C.1 – Enumérations typiques des comportements d'accumulation	580
Figure C.2 – Enumérations typiques des sens d'écoulement	589
Figure C.3 – Mesures de tension	594
Figure E.1 – Données d'événement	647
Figure G.1 – Désignation CIM	693
Figure G.2 – Structure XML exemple pour les noms	694
Figure G.3 – Utilisation de noms comme références	695
Figure J.1 – Structure de demande de message	863
Figure J.2 – GetMeterReadings	865
Figure J.3 – GetEndDeviceConfig	866
Figure J.4 – GetCustomerMeterDataSet	867
Figure J.5 – GetMeterServiceRequests	868
Figure K.1 – Extension de l'enveloppe de message	871
Figure K.2 – OperationSet	874
Figure K.3 – Modèle 1: demande/réponse (autre qu'OperationSet)	875
Figure K.4 – Modèle 2: événement publié (autre qu'OperationSet)	876
Figure K.5 – Modèle 3: demande/réponse (OperationSet)	877
Figure K.6 – Modèle 4: événement publié (OperationSet)	878
Figure M.1 – Modèle Get/cancel non recommandé	917
Figure M.2 – Modèle Get/cancel recommandé	918
Tableau 1 – Vue d'ensemble du document CEI 61968-9	453
Tableau 1 – Fonctions métier et composants abstraits	470
Tableau 3 – Classes pour le relevé et la commande des compteurs	471
Tableau 4 – Classes relatives au relevé et à la commande des compteurs	477
Tableau 5 – Profils de configuration de la CEI 61968-9	535
Tableau A.1 – Verbes généralement utilisés	563
Tableau B.1 – Catégories ReplyCode	565
Tableau B.2 – Enumérations exemptes d'erreur	566
Tableau B.3 – Enumérations des éléments absents	566
Tableau B.4 – Enumérations des mauvaises valeurs	566
Tableau B.5 – Enumérations des valeurs trop nombreuses	567
Tableau B.6 – Enumérations des délais de demande expirés	567
Tableau B.7 – Enumérations des erreurs d'application	567
Tableau B.8 – Enumérations des violations de règles métier	568
Tableau B.9 – Enumérations des problèmes de sécurité	568

Tableau B.10 – Enumérations communes	569
Tableau C.1 – Enumérations des périodes intéressantes	573
Tableau C.2 – Enumérations des qualificateurs de données	573
Tableau C.3 – Enumérations de measuringPeriod.....	575
Tableau C.4 – Scalaires de normalisation de la demande	576
Tableau C.5 – Enumérations des comportements d'accumulation	578
Tableau C.6 – Enumérations des comportements habituels d'accumulation	580
Tableau C.7 – Enumération des sens d'écoulement	582
Tableau C.8 – Equivalences des énumérations de sens d'écoulement	588
Tableau C.9 – Produit	589
Tableau C.10 – Index measurementKind.....	590
Tableau C.11 – Enumérations des harmoniques et interharmoniques	595
Tableau C.12 – Enumérations des arguments.....	596
Tableau C.13 – Enumérations de temps d'utilisation	597
Tableau C.14 – Enumérations des tarifications pour période critique	597
Tableau C.15 – Enumérations des niveaux de consommation	598
Tableau C.16 – Exemples de combinaison des énumérations de TOU et de niveaux de consommation	598
Tableau C.17 – Enumérations de phases.....	600
Tableau C.18 – Enumérations de puissances de dix	604
Tableau C.19 – Enumérations de multiplicateurs de concentration historiques.....	605
Tableau C.20 – Unités de mesure SI de base	607
Tableau C.21 – Unités de mesure SI dérivées ayant des noms spéciaux	607
Tableau C.22 – Unités de mesure SI dérivées sans nom spécial.....	609
Tableau C.23 – Unités de mesure non SI acceptées à utiliser avec le système d'unités international.....	613
Tableau C.24 – Unités de mesure sans dimension et de concentration	614
Tableau C.25 – Unités non SI dont les valeurs dans les unités SI doivent être obtenues expérimentalement	617
Tableau C.26 – Autres unités de mesure non SI	618
Tableau C.27 – Unités non SI associées au système d'unités CGS et CGS gaussien.....	624
Tableau C.28 – Unités de mesure des devises (issues de l'ISO 4217)	625
Tableau C.29 – Exemples de ReadingType.....	627
Tableau D.1 – Identificateur système (System Identifier).....	633
Tableau D.2 – Exemples de catégories de codes de qualité.....	633
Tableau D.3 – Codes relatifs à la validité	634
Tableau D.4 – Codes relatifs aux diagnostics.....	635
Tableau D.5 – Codes relatifs à la qualité de l'énergie	635
Tableau D.6 – Codes relatifs à la protection des Recettes / contre la falsification	636
Tableau D.7 – Codes relatifs à la collecte de données	636
Tableau D.8 – Codes relatifs à Ayant échoué aux essais de bon sens	638
Tableau D.9 – Codes relatifs à Ayant échoué aux essais de validation	638
Tableau D.10 – Codes relatifs à l'édition	640
Tableau D.11 – Codes relatifs à l'estimation	641

Tableau D.12 – Codes relatifs à Douteux.....	641
Tableau D.13 – Codes relatifs à Dérivé.....	642
Tableau D.14 – Codes relatifs à la projection.....	643
Tableau D.15 – Exemples de codes de qualité.....	644
Tableau E.1 – Codes EndDeviceType.....	648
Tableau E.2 – Codes EndDeviceDomain.....	649
Tableau E.3 – Codes EndDeviceSubdomain.....	650
Tableau E.4 – Codes EndDeviceEventorAction.....	656
Tableau E.5 – Événements de Battery (batterie).....	662
Tableau E.6 – Événements de Billing (facturation).....	662
Tableau E.7 – Événements de Cartridge (cartouche).....	663
Tableau E.8 – Événements de Clock (horloge).....	664
Tableau E.9 – Événements de Communication.....	666
Tableau E.10 – Événements de Configuration.....	667
Tableau E.11 – Événements de Demand (demande).....	668
Tableau E.12 – Événements de Firmware (microprogramme).....	669
Tableau E.13 – Événements GasSupply.....	672
Tableau E.14 – Événements d'Installation.....	672
Tableau E.15 – Événements LoadControl.....	672
Tableau E.16 – Événements LoadProfile.....	673
Tableau E.17 – Événements de Logs (journaux).....	674
Tableau E.18 – Événements de Memory (mémoire).....	674
Tableau E.19 – Événements de Metrology (métrologie).....	675
Tableau E.20 – Événements MobileSecurity.....	678
Tableau E.21 – Événements de modem.....	679
Tableau E.22 – Événements ModuleFirmware.....	679
Tableau E.23 – Événements Network (réseau).....	679
Tableau E.24 – Événements PAN / HAN.....	680
Tableau E.25 – Événements de Power (puissance).....	682
Tableau E.26 – Événements de Pressure (pression).....	686
Tableau E.27 – Événements RCDSwitch.....	686
Tableau E.28 – Événements de Security (sécurité).....	686
Tableau E.29 – Événements de Temperature (température).....	689
Tableau E.30 – Événements VideoDisplay.....	689
Tableau E.31 – Événements WaterSupply.....	689
Tableau F.1 – Commandes de demande.....	690
Tableau F.2 – Commandes LoadControl.....	691
Tableau F.3 – Commandes PAN/HAN.....	691
Tableau F.4 – Commandes RCDSwitch.....	691
Tableau L.1 – Cas d'utilisation de gestion de données de référence / synchronisation des données.....	881

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

INTÉGRATION D'APPLICATIONS POUR LES SERVICES ÉLECTRIQUES – INTERFACES SYSTÈME POUR LA GESTION DE DISTRIBUTION –

Partie 9: Interfaces pour le relevé et la commande des compteurs

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale CEI 61968-9 a été établie par le comité d'études 57 de la CEI: Gestion des systèmes de puissance et échanges d'informations associés.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 2009. Cette édition constitue une révision technique et inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) modifications apportées à et ajout de nouveaux profils pour prendre en charge PAN et les UsagePoints;
- b) extensions pour prendre en charge les appareils PAN génériquement en tant qu'EndDevices;
- c) extensions du modèle et des profils MeterReading pour prendre en charge les descriptions plus riches des grandeurs comptées et pour assurer les relevés coïncidents;

- d) ajout de la classe CIM Name et des révisions correspondantes aux profils afin de permettre le référencement par nom et non par mRID. Lorsque le document peut identifier l'utilisation de valeurs mRID en tant que références, les valeurs Name.name peuvent également être utilisées. Cela est décrit de manière plus détaillée à l'Annexe G;
- e) référence de ReadingTypes, EndDeviceEventTypes et EndDeviceControlTypes à l'aide des références par nom;
- f) définition des énumérations normatives pour ReadingTypes, EndDeviceEventTypes et EndDeviceControlTypes dans les annexes;
- g) plusieurs corrections apportées aux diagrammes d'exemple de séquence;
- h) retrait du profil MeterAssetReading, lorsque la fonctionnalité est prise en charge en utilisant le profil MeterReading;
- i) la classe MeterAsset est désormais nommée Meter;
- j) le profil MeterAssetConfig est désormais nommé MeterConfig;
- k) le profil EndDeviceAssets est désormais nommé EndDeviceConfig;
- l) retrait du profil EndDeviceFirmware, lorsque la fonctionnalité est prise en charge en utilisant le profil EndDeviceConfig;
- m) utilisation de nouveaux espaces de noms pour refléter la nouvelle édition, lorsque les espaces de noms représentent l'année de définition d'un profil;
- n) adoption d'UsagePoint comme remplacement et généralisation de ServiceDeliveryPoint;
- o) SDPLocationConfig a été déconseillé au bénéfice d'UsagePointLocationConfig;
- p) certains profils précédemment définis ont été déplacés à la nouvelle section 5.10 qui est axée sur les liens de données;
- q) suppression du profil MeterSystemEvents, car il ne fournissait aucune fonctionnalité que le profil EndDeviceEvents ne pouvait atteindre;
- r) plusieurs profils avaient été définis à l'origine pour soutenir les cas d'utilisation du prépaiement qui ont été identifiés pour être de nature plus générale et ont par conséquent été déplacés en 5.10. Le paragraphe 5.8 ne comporte désormais que lesdits profils spécifiques au prépaiement. Dans tous les cas, ces profils ont été remaniés en vue de refléter d'autres modifications nécessaires qui ont été décrites;
- s) SupplierConfig a été renommé ServiceSupplierConfig;
- t) les messages qui utilisent le verb SUBSCRIBE (souscrire) ont été supprimés puisqu'ils sont relatifs au transport de communication sous-jacent et ne reflètent pas les messages réels CEI 61968.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
57/1377/FDIS	57/1394/RVD

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

Une liste de toutes les parties de la série CEI 61968, publiées sous le titre général *Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de distribution*, peut être consultée sur le site web de la CEI.

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

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

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

INTRODUCTION

Le but du présent document est de définir une norme pour l'intégration des systèmes de comptage (MS, Metering Systems) qui incluraient les systèmes de relevés de compteur automatisés (AMR, Automated Meter Reading) traditionnels (à une seule voie ou à deux voies) avec d'autres systèmes et fonctions métier s'inscrivant dans le domaine d'application de la CEI 61968. Le domaine d'application de la présente norme est l'échange d'informations concernant les transactions, les événements et les commandes liées au relevé des compteurs entre des systèmes au sein de l'entreprise de distribution et entre d'autres entreprises. Les détails spécifiques des protocoles de communications qu'utilisent les systèmes en question ne relèvent pas du domaine d'application de la présente norme. En revanche, la présente norme reconnaît et modélise les capacités générales qui peuvent être potentiellement assurées par des infrastructures de compteurs avancées et/ou héritées, y compris les capacités de communication bidirectionnelle telles que régulation de la charge, tarification dynamique, détection d'interruptions de service, signaux de commande de ressources énergétiques réparties (DER, distributed energy resource) et lecture sur demande. Ainsi, la présente norme ne subit pas l'impact de la spécification, du développement et/ou du déploiement d'infrastructures de compteurs de prochaine génération, et ce, ni par l'utilisation de normes ni par des moyens propriétaires.

La série des normes CEI 61968 est prévue pour faciliter l'intégration inter-applications, par opposition à l'intégration intra-applications. L'intégration intra-applications est destinée aux programmes d'un même système, qui communiquent habituellement les uns avec les autres via des intergiciels (middleware) intégrés dans leur environnement d'exécution sous-jacent et tendent à être optimisés pour des connexions proches, en temps réel et synchrones, ainsi que des interrogations/réponses interactives ou des modèles de communication conversationnels. La CEI 61968, en revanche, est prévue pour prendre en charge l'intégration inter-applications d'une entreprise de Distribution qui a besoin de relier des systèmes disparates existants ou futurs (applications héritées ou achetées), chacun supporté par des environnements d'exécution différents. Par conséquent, ces normes d'interface sont appropriées pour les applications faiblement couplées avec une plus grande hétérogénéité dans le langage, les systèmes d'exploitation, les protocoles et des outils de gestion. Cette série de normes est prévue pour prendre en charge des applications qui nécessitent l'échange de données environ toutes les secondes, minutes ou heures, plutôt que d'attendre un traitement de nuit par lot. Cette série de normes, qui est destinée à être mise en œuvre avec des services d'intergiciel, qui échangent des messages parmi des applications, complète, mais ne remplace pas, les entrepôts de données de l'entreprise de distribution, les passerelles de base de données et les archives opérationnelles.

Au sens de la CEI 61968, un Système de Gestion de Distribution (DMS, Distribution Management System) est constitué de divers composants d'application distribués permettant à l'entreprise de Distribution de gérer des réseaux de distribution électriques. Ces capacités incluent la surveillance et la commande des équipements de fourniture d'énergie, les processus de gestion qui assurent la fiabilité du système, la gestion de la tension, la gestion de la demande, la gestion des interruptions de service, la gestion des travaux, la mise en correspondance automatisée et la gestion des équipements. Des interfaces normalisées sont définies pour chaque classe d'applications identifiée dans le modèle d'interface de référence (IRM, Interface Reference Model), qui est décrit dans la CEI 61968-1: *Architecture des interfaces et exigences générales*.

La présente partie de la CEI 61968 contient les articles énumérés dans le Tableau 1 ci-dessous.

Tableau 1 – Vue d'ensemble du document CEI 61968-9

Article	Titre	Objectif
1	Domaine d'application	Le domaine d'application et l'objet du document sont décrits.
2	Références normatives	Documents qui contiennent des stipulations qui, par référence dans ce texte, constituent des conditions pour cette Norme Internationale.
3	Termes, définitions et abréviations	
4	Modèles de référence et d'informations	Description de l'approche générale au système de comptage, modèle de référence, cas d'utilisation, modèle d'interface de référence, fonctions et composants de lecture et de commande des compteurs, termes de types de messages et modèle statique d'informations.
5	Types de messages de relevé et de commande des compteurs	Types de messages relatifs à l'échange d'informations concernant des documents relatifs à la relève et à la commande de compteurs.
6	Conventions du document	
Annexe A	Verbes de types de message	Description des verbes (Verbs) utilisés pour les types de messages
Annexe B	Extensions du CIM	Extensions du CIM pour la prise en charge de la structure des messages recommandée pour la lecture et le contrôle de compteurs
Annexe C	Procédure pour la création d'un ReadingTypeId	Technique de construction, et offre des énumérations recommandées de nom textuel ReadingTypeId et mRID.
Annexe D	Enumérations des codes qualité	Technique de construction, et offre des énumérations recommandées pour les codes qualité de relevé
Annexe E	Enumérations des codes d'EndDeviceControl	Définit les codes d'alarme et d'événement de EndDevice
Annexe F	Enumérations des codes EndDeviceControl	Définit les codes de commande de EndDevice.
Annexe G	Maintenir les relations entre objets	Décrit l'utilisation de l'identificateur de ressources de référence (mRID, master resource identifier) et des Names (noms).
Annexe H	Schémas XML pour les charges utiles de message	Fournir des informations xsd utilisables par les développeurs pour créer des messages de la CEI 61968-9.
Annexe I	Mises en correspondance	Fournir des mises en correspondance entre les MeterReadings (relevés de compteur) CEI 61968-9 et les autres normes.
Annexe J	Paramètres de demande	Décrit la qualification des demandes GET à l'aide de paramètres de Request.
Annexe K	Traitement des transactions de Gestion de données de référence(Master Data Management)	Décrit la manière dont les transactions complexes de Gestion de données de référence/ synchronisation de données sont transmises, ainsi que les règles de traitement associées.
Annexe L	Cas d'utilisation de la Gestion de données de référenceet échantillon XML	Décrit nombre de cas courants d'utilisation de la Gestion de données de référenceet fournit un échantillon XML pour illustrer l'utilisation prévue des divers profils relatifs à la gestion de données de référence.

Les futures éditions de la CEI 61968-9 veilleront à comporter des modifications "liées", avec l'espace de noms de la version précédente qui peut être conservé, mais l'attribut de révision dans le XSD est incrémenté.

INTÉGRATION D'APPLICATIONS POUR LES SERVICES ÉLECTRIQUES – INTERFACES SYSTÈME POUR LA GESTION DE DISTRIBUTION –

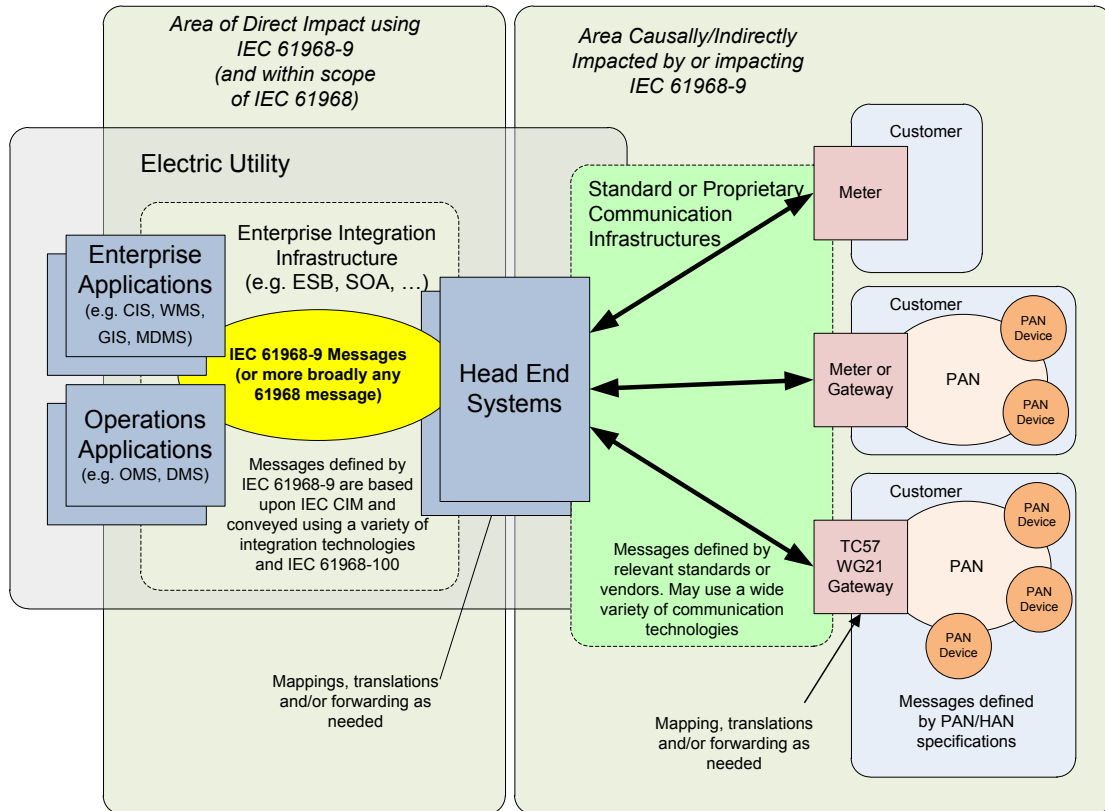
Partie 9: Interfaces pour le relevé et la commande des compteurs

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 61968 spécifie le contenu informationnel d'un ensemble de types de messages qui peuvent être utilisés pour prendre en charge de nombreuses fonctions métier relatives au relevé et à la commande des compteurs. Les utilisations typiques des types de messages comprennent le relevé de compteurs, les commandes, les événements, la synchronisation des données client et la commutation de clientèle. Bien qu'elle soit principalement destinée aux réseaux de distribution électrique, la CEI 61968-9 peut être utilisée pour d'autres applications de comptage, y compris les grandeurs comptées non électriques qui sont nécessaires pour supporter les réseaux de gaz et d'eau.

Le but du présent document est de définir une norme pour l'intégration des systèmes de comptage (MS, Metering Systems) qui inclut les systèmes manuels traditionnels et les systèmes de relevés de compteur automatisés (AMR, Automated Meter Reading) (à une seule voie ou à deux voies), ainsi que les systèmes de gestion de données de compteur (MDM, Meter Data Management) avec d'autres systèmes et fonctions métier s'inscrivant dans le domaine d'application de la CEI 61968. Le domaine d'application de la présente norme est l'échange d'informations entre les systèmes de comptage, les systèmes MDM et d'autres systèmes au sein de l'entreprise de distribution. Les détails spécifiques des protocoles de communications qu'utilisent les systèmes en question ne relèvent pas du domaine d'application de la présente norme. En revanche, la présente norme reconnaît et modélise les capacités générales qui peuvent être potentiellement assurées par des infrastructures de compteurs avancées et/ou héritées, y compris les capacités de communication bidirectionnelle telles que régulation de la charge, tarification dynamique, détection d'interruptions de service, signaux de commande de ressources énergétiques réparties (DER, distributed energy resource) et lecture sur demande. Ainsi, la présente norme ne subit pas l'impact de la spécification, du développement et/ou du déploiement d'infrastructures de compteurs de prochaine génération, et ce, ni par l'utilisation de normes ni par des moyens propriétaires.

Le diagramme suivant décrit le domaine d'application de la présente spécification du point de vue des impacts directs et causals ou indirects des messages CEI 61968-9. Alors que l'axe de la norme CEI 61968-9 est de définir les messages standard pour l'intégration des applications d'entreprise, les dits messages peuvent être directement ou indirectement relatifs aux flux d'information d'un domaine d'application plus large. Des exemples peuvent inclure la messagerie entre les systèmes de tête de réseau et les compteurs ou les appareils PAN. Les différents composants décrits ultérieurement dans le présent document se rangeront en général dans la catégorie d'une tête de réseau de système de comptage (MS), d'un MDM ou de toute autre application d'entreprise (par exemple, OMS, DRMS, CIS).



Légende

Anglais	Français
Area of Direct Impact using IEC 61968-9 (and within scope of IEC 61968)	Zone d'impact direct de l'utilisation de la CEI 61968-9 (et relevant du domaine d'application de la CEI 61968)
Area Causally/Indirectly Impacted by or impacting IEC 61968-9	Zone directement/indirectement impactée par ou impactant la CEI 61968-9
Electric Utility	Entreprise d'électricité
Enterprise Integration Infrastructure (e.g. ESB, SOA,)	Infrastructure d'intégration d'entreprise (par exemple, ESB, SOA, ...)
Enterprise Applications	Applications d'entreprise
Head End Systems	Systèmes finaux de tête
IEC 61968-9 Messages (or more broadly any 61968 messages)	Messages CEI 61968-9 (ou plus largement, tout messages 61968)
operations Applications	Applications d'exploitation (par exemple OMS,DMS)
Messages defined by IEC 61968-9 and based upon IEC CIM and conveyed using a variety of integration technologies and IEC 61968-100	Messages définis par la CEI 61968-9 et basés sur le CIM de la CEI et acheminés via différentes technologies d'intégration et la CEI 61968-100
Mappings, translations and/or forwarding as needed	Mises en correspondance, traductions et/ou transferts comme nécessaire
Customer	Client
Meter	Compteur
Standard or Proprietary Communication Infrastructure	Infrastructure de communication standard ou propriétaire
Meter or Gateway	Compteur ou passerelle
PAN device	Appareil PAN
Messages defined by relevant standards or vendors. May use a wide variety of communication technologies	Messages définis par les fournisseurs ou les normes correspondants. Peut utiliser une large palette de technologies de communication
Messages defined by PAN/HAN specifications	Messages définis par les spécifications PAN/HAN

Figure 1 – Domaine d'application de la norme CEI 61968-9

Les capacités et les informations fournies par des systèmes de lecture de compteurs et de gestion de données de compteur sont importantes pour une diversité d'applications, y compris (mais de manière non exhaustive) les données d'intervalles, les données de demande basées sur la durée, les données d'énergie basées sur la durée (utilisation et production), la gestion des interruptions de service, l'interruption de service, le rétablissement du service, la surveillance de la qualité de service, l'analyse du réseau de distribution, la planification de la distribution, service de demande/réponse, la facturation des clients et la gestion des travaux. La présente norme étend également le CIM (Common Information Model, c'est-à-dire Modèle d'Information Commun) pour prendre en charge l'échange des données de compteurs.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

CEI 60050-300, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Mesures et appareils de mesure électriques et électroniques – Partie 311: Termes généraux concernant les mesures – Partie 312: Termes généraux concernant les mesures électriques – Partie 313: Types d'appareils électriques de mesure – Partie 314: Termes spécifiques selon le type d'appareil*

CEI 61968-1, *Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de distribution – Partie 1: Architecture des interfaces et recommandations générales*

CEI/TS 61968-2, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 2: Glossary* (disponible en anglais seulement)

CEI 61968-11, *Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de distribution – Partie 11: Extensions du modèle d'information commun (CIM) pour la distribution*

CEI 61968-100:2013, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 100: Implementation profiles*

CEI 61970-301, *Interface de programmation d'application pour système de gestion d'énergie (EMS-API) – Partie 301: Base de modèle d'information commun (CIM)*

CEI/TR 62051-1, *Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Glossary of terms – Part 1: Terms related to data exchange with metering equipment using DLMS/COSEM* (disponible en anglais seulement)

ISO 8601:2004, *Éléments de données et formats d'échange – Échange d'information – Représentation de la date et de l'heure* (disponible en anglais seulement)