IEC 61968-5

Edition 1.0 2020-08

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

colour inside

Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –
Part 5: Distributed energy optimization

Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de distribution –
Partie 5: Optimisation de l'énergie distribuée

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 33.200

ISBN 978-2-8322-8705-7

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.

® Registered trademark of the International Electrotechnical Commission
Marque déposée de la Commission Electrotechnique Internationale

CONTENTS

FOREWORD 5
INTRODUCTION 7
1 Scope 9
2 Normative references 10
3 Terms, definitions and abbreviated terms 11
3.1 Terms and definitions 11
3.2 Abbreviated terms 11
4 Conventions 12
4.1 UML diagrams 12
4.2 Units of measure in DER enterprise integration profiles 12
5 DER enterprise integration use cases 12
5.1 General 12
5.2 DER Group creation 15
5.2.1 General 15
5.2.2 Grouping requirements 15
5.2.3 Challenges posed by dynamic distribution system configurations 15
5.2.4 Challenges posed by enterprise information models 17
5.2.5 Using arbitrarily-defined groups for DER aggregation 19
5.3 Maintenance of DERGroups 21
5.3.1 General 21
5.3.2 DER Group maintenance example 22
5.4 DER Group queries 24
5.5 DER Group status monitoring 25
5.6 DER Group forecast 27
5.7 DER Group dispatch 30
5.8 DER Group Connect/Disconnect 32
5.9 DER group capability discovery 32
5.10 DER group voltage regulation function 33
Annex A (normative) Data requirements for DERMS profiles 34
A.1 General 34
A.2 DERGroups profile (constrained version) 34
A.3 DERGroups profile (unconstrained version) 35
A.4 DERGroupDispatches profile (constrained version) 35
A.5 DERGroupDispatches profile (unconstrained version) 36
A.6 DERGroupForecasts (constrained) 36
A.7 DERGroupForecasts (unconstrained) 37
A.8 DERGroupStatuses profile 37
A.9 EndDeviceControls 37
A.10 DERGroupQueries 37
A.11 DERGroupStatusQueries 38
A.12 DERGroupForecastqueries 38
Annex B (normative) Super classes 39
B.1 General 39
B.2 CurveStyle class 39
B.3 DERCurveData class 39
B.4 DERFunction class 39

B.5 DERMonitorableParameter class 40
B.6 DERNamePlate class 40
B.7 DispatchSchedule class 42
B.8 EndDevice class 42
B.9 EndDeviceGroup class 43
B.10 EndDeviceGroup (constrained) for dispatches and forecasts 43
B.11 EndDeviceGroup (unconstrained) for dispatches and forecasts 43
B.12 Names 44
B.13 NameType 44
B.14 NameTypeAuthority 44
B.15 Status class 44
B.16 Version class 45
Annex C (normative) Enumerated classes 46
C.1 General 46
C.2 abnormalOperatingPerformanceCategory enumeration class 46
C.3 DERParameterKind enumeration class 46
C.4 DERUnitSymbol 47
C.5 FlowDirectionKind enumeration class 48
C.6 normalOperatingPerformanceCategory enumeration class 48
C.7 TimeIntervalKind enumeration class 48
C.8 UnitMultiplier enumeration class 49

Figure 1 – Architectural options for DERMS deployments 13
Figure 2 – Reference architecture, IEC TR 62357-1:2016 14
Figure 3 – Example of simple radial feeder 16
Figure 4 – Example of feeder with alternate substation 16
Figure 5 – Example of an interconnected distribution network 17
Figure 6 – Common Information Model illustration 18
Figure 7 – Request/Reply message exchange pattern for the creation of a DERGroup 19
Figure 8 – Notification message exchange pattern for the creation of a DERGroup 20
Figure 9 – Message exchange patterns to support adding or modifying DERGroup membership or capabilities, or deleting a group member 21
Figure 10 – Message exchange pattern reflecting deleting an entire DER group (delete) 22
Figure 11 – Message exchange pattern to support querying a DER group 25
Figure 12 – Message exchange pattern for DER Group status monitoring (PULL) 26
Figure 13 – Message exchange pattern for DER Group status monitoring (PUSH) 26
Figure 14 – Example of points to represent battery storage group forecast 27
Figure 15 – Battery DER Group availability example 28
Figure 16 – Message exchange pattern for DER Group forecasting (PULL) 29
Figure 17 – Message exchange pattern for DER Group forecasting (PUSH) 30
Figure 18 – Example Message exchange pattern for DER Group dispatch 31

Table 1 – IEC 61968-5 Profiles 9
Table 2 – IEC 61968-9 Profiles 10
Table 3 – Document overview for IEC 61968-5 10

Table 4 – DER Grouping functional requirements 15
Table 5 – Example DER Group A membership before update 22
Table 6 – Example DER Group A after adding a fourth member 23
Table 7 – Example DER Group A membership after delete 24
Table A.1 – IdentifiedObject 34
Table A.2 – DERGroups profile 35
Table A.3 – DERGroups (Unconstrained) Profile 35
Table A.4 – DERGroupDispatches (Unconstrained) Profile 36
Table A.5 – DERGroupDispatches (unconstrained) profile 36
Table A.6 – DERGroupForecast (constrained) profile 36
Table A.7 – DERGroupForecast (unconstrained) profile 37
Table A.8 – DERGroupStatuses profile 37
Table A.9 – DERGroupQueries 38
Table A.10 – DERGroupStatusQueries 38
Table A.11 – DERGroupForecastQueries 38
Table B.1 – CurveStyle class 39
Table B.2 – DERCurveData class 39
Table B.3 – DERFunction class 40
Table B.4 – DERMonitorableParameter class 40
Table B.5 – DERNamePlate 41
Table B.6 – DispatchSchedule 42
Table B.7 – EndDevice 43
Table B.8 – EndDeviceGroup class 43
Table B.9 – EndDeviceGroup (constrained) dispatches class 43
Table B.10 – EndDeviceGroup (unconstrained) for dispatches and forecasts 43
Table B.11 – Names 44
Table B.12 – NameType 44
Table B.13 – NameTypeAuthority 44
Table B.14 – Status class 44
Table B.15 – Version class 45
Table C.1 – abnormalOperatingPerformanceCategory 46
Table C.2 – DERParameterKind 46
Table C.3 – DERUnitSymbol 47
Table C.4 – FlowDirectionKind 48
Table C.5 – normalOperatingPerformanceCategory 48
Table C.6 – TimeIntervalKind 49
Table C.7 – UnitMultiplier 49

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

_____

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

Part 5: Distributed energy optimization

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 61968-5 has been prepared by IEC technical committee 57: Power systems management and associated information exchange.

The text of this International Standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
57/2223/FDIS	57/2252/RVD

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

This document has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

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 document will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website under "http://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 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

Technology advancements in various types of distributed energy resources (DER), have driven increases in their evaluation and employment by utilities, consumers, and third parties. These DER are often connected to the grid at the distribution level where their presence in large scale or volume could be disruptive if not designed, integrated, and managed properly.

Inverters, the power converter circuits that integrate DER to the grid, are highly-capable devices with fast power controls and no inherent inertia such that they can respond quickly to commands and local conditions. Even small-scale inverters tend to have processing and memory resources and can support a variety of communication protocols and advanced functions. Over the last few years, industry efforts have defined a wide range of standard grid-supportive functions that inverters may provide and standard communication protocols that allow these functions to be remotely monitored and managed.

If these inverter capabilities can be properly exposed and integrated into traditional utility system operations, high penetration DER can be transformed from problematic uncertainties to beneficial tools for distribution management. To achieve these potential benefits, it needs to be possible not just to communicate to individual DER devices using standard protocols, but also for the systems that manage DER, referred to herein as DER Management System or "DERMS", to effectively inform other software applications regarding the resources available and to exchange information that allows the DER to be managed effectively. Additionally, due to scale of some devices, to optimize the management of DER they are managed in aggregate, referred hereafter as "DER group management".

Traditionally, distribution systems have been operated without extensive controls or centralized management. More advanced systems may have On-Load Tap Changing transformers (LTCs) at substations, line regulators, and/or capacitor banks that operate to help optimize distribution voltage and reactive power flow. In many cases, these devices may be fixed or configured to operate autonomously. In a growing number of cases, however, a more central Distribution Management System (DMS) has been used to coordinate their behaviour for a more optimized overall effect. DMS functionality may reside at the utility operations centre, where single, large-scale software manages many circuits, or it may reside in a more limited fashion at the substation or other level, where smaller-scale systems act to manage individual feeders or circuits.

Regardless of the scenario, the present generation of DMS systems is not designed to take advantage of the capabilities that DER may offer. In most cases, DER support within a DMS is limited to monitoring the output of "utility scale" DERs (> one megawatt). In addition, existing industry standards define advanced functions for DER only at the individual device level, and lack the more aggregated, feeder-level representations that are useful for enterprise integration.

This document develops appropriate enterprise-level functions for the integration of distributed energy resources. These functions are intended to work in conjunction with the common functions for smart inverters that have previously been defined.

The high-level use cases that are covered include management of DER group membership, DER group status monitoring, DER group forecasting, and dispatching of real andreactive power and other capabilities of managing DER as aggregated groups.

The IEC 61968 standard, taken as a whole, defines interfaces for the major elements of interface architecture for Distribution Management Systems (DMS). Part 1: *Interface Architecture and General Recommendations*, identifies and establishes requirements for standard interfaces based on an Interface Reference Model (IRM). Parts 3-9 of this standard define interfaces relevant to each of the major business functions described by the Interface Reference Model.

As used in IEC 61968, a 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.

This set of standards is limited to the definition of interfaces and is implementation independent. They provide for interoperability among different computer systems, platforms, and languages. Methods and technologies used to implement functionality conforming to these interfaces are considered outside of the scope of these standards; only the interface itself is specified in these standards.

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

Part 5: Distributed energy optimization

1 Scope

The scope of this part of IEC 61968 is the description of a set of functions that are needed for enterprise integration of DERMS functions. These exchanges are most likely between a DERMS and a DMS. However, since this is an enterprise integration standard which may leverage IEC 61968-100:2013 for application integration (using web services or JMS) or other loosely-coupled implementations, there are no technical limitations for systems with which a DERMS might exchange information. Also, it should be noted that a DERMS might communicate with individual DER using a variety of standards and protocols such as IEC 61850, IEEE 2030.5, Distribution Network Protocol (DNP), Sunspec Modbus, or perhaps Open Field Message Bus (OpenFMB). One role of the DERMS is to manage this disparity and complexity of communications on the behalf of the system operator. However, the communication to individual DER is out of scope of this standard. Readers are invited to look to those standards to understand communication to individual DERs' smart inverter.

The scope will be limited to the following use case categories:

- DER group creation – a mechanism to manage DER in aggregate
- DER group maintenance – a mechanism to add, remove, or modify the members and/or aggregated capabilities of a given group of DER
- DER group deletion – removing an entire group
- DER group status monitoring – a mechanism for quantifying or ascertaining the current capabilities and/or status of a group of DER
- DER group forecast – a mechanism for predicting the capabilities and/or status of a group of DER for a given time period in the future
- DER group dispatch – a mechanism for requesting that specified capabilities of a group of DER be dispatched to the grid
- DER group voltage ramp rate control – a mechanism for requesting that a DER group following a ramp rate curve
- DER group connect/disconnect – a mechanism to request that DER either isolate themselves, or reconnect to the grid as needed

To support use cases in the preceding categories, this document specifies the following data requirements (profiles) as shown in Table 1:

Table 1 – IEC 61968-5 Profiles

DERGroups	DERGroupQueries
DERGroupStatuses	DERGroupStatusQueries
DERGroupForecasts	DERGroupForecastQueries
DERGroupDispatches	DERGroupQueries

The profiles in the left column of Table 1 are the "base" DER profiles and appear in the Payload section of IEC 61968-100 compliant messages. Those in the right column of Table 1 are the "query" profiles that appear in the Request section of IEC 61968-100 compliant messages and are used to specify the query parameters when using the "get" CIM verb.

Additionally, this specification uses existing IEC 61968-9:2013, *Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 9: Interfaces for meter reading and control profiles*, as shown in Table 2, which are used for passing event information and for the DER group connect/disconnect use cases. There are no extensions made to these profiles, only the data specific to these use cases is passed.

Table 2 – IEC 61968-9 Profiles

EndDeviceControls
EndDeviceEvents

In a departure from prior IEC 61968 standards, this document supports specification of both a "constrained" and an "unconstrained" version of each of the "base" profiles. The "constrained" versions have a greater number of non-optional data elements and are intended for use with the "create" and "created" CIM verbs. The "unconstrained" versions have all or almost all of the CIM elements defined as optional, which is required to support operations involving the "change", "changed", "delete", "deleted" and "get" CIM verbs.

This part of IEC 61968 contains the clauses listed in Table 3.

Table 3 – Document overview for IEC 61968-5

Clause	Title	Purpose
1	Scope	The scope and purpose of the document are described.
2	References (Normative and Informative)	Documents that contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this International Standard.
3	Terms, definitions, and abbreviations	Establish the common terms used in this specification.
4	Document Conventions	Message types related to the exchange of information for documents related to maintenance and construction.
5	DER Enterprise Integration Use Cases	The specific requirements for and details of the message exchanges based on the use cases. Description of general approach to the DER enterprise integration message type terms and the static information.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. 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) - Part 300: 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 TS 61968-2, *Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 2: Glossary*

IEC 61968-9:2013, *Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 9: Interfaces for meter reading and control*

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 TR 62051, *Electricity metering - Glossary of terms*

IEC 62055-31, *Electricity metering - Payment systems - Part 31: Particular requirements - Static payment meters for active energy (classes 1 and 2)*

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

IEEE 1547-2018, *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS 53
INTRODUCTION 55
1 Domaine d'application 57
2 Références normatives 58
3 Termes, définitions et termes abrégés 59
3.1 Termes et définitions 59
3.2 Termes abrégés 60
4 Conventions 60
4.1 Schémas UML 60
4.2 Unités de mesure dans les profils DER d'intégration par les entreprises 60
5 Cas d'utilisation d'intégration par les entreprises DER 61
5.1 Généralités 61
5.2 Création de groupe de DER 63
5.2.1 Généralités 63
5.2.2 Exigences de groupement 63
5.2.3 Défis posés par les configurations de système de distribution dynamique 64
5.2.4 Défis posés par les modèles d'information d'entreprise 66
5.2.5 Utilisation de groupes définis de manière arbitraire pour l'agrégation de DER 67
5.3 Maintenance de DERGroups 69
5.3.1 Généralités 69
5.3.2 Exemple de maintenance de groupe de DER 70
5.4 Interrogations de groupe de DER 73
5.5 Surveillance du statut du groupe de DER 74
5.6 Prévision de groupe de DER 75
5.7 Répartition de groupe de DER 79
5.8 Branchement/débranchement du groupe de DER 81
5.9 Découverte de capacité du groupe de DER 81
5.10 Fonction de régulation de tension du groupe de DER 82
Annexe A (normative) Exigences de données pour les profils DERMS 83
A.1 Généralités 83
A.2 Profil DERGroups (version contrainte) 83
A.3 Profil DERGroups (version non contrainte) 84
A.4 Profil DERGroupDispatches (version contrainte) 84
A.5 Profil DERGroupDispatches (version non contrainte) 85
A.6 DERGroupForecasts (contraint) 85
A.7 DERGroupForecasts (non contraint) 86
A.8 Profil DERGroupStatuses 87
A.9 EndDeviceControls 87
A.10 DERGroupQueries 87
A.11 DERGroupStatusQueries 87
A.12 DERGroupForecastqueries 88
Annexe B (normative) Superclasses 89
B.1 Généralités 89
B.2 Classe CurveStyle 89
B.3 Classe DERCurveData 89

B.4 Classe DERFunction 89
B.5 Classe DERMonitorableParameter 90
B.6 Classe DERNamePlate 90
B.7 Classe DispatchSchedule 92
B.8 Classe EndDevice 93
B.9 Classe EndDeviceGroup 93
B.10 EndDeviceGroup (contrainte) pour la répartition et la prévision 93
B.11 EndDeviceGroup (non contrainte) pour la répartition et la prévision 94
B.12 Names 94
B.13 NameType 94
B.14 NameTypeAuthority 95
B.15 Classe Status 95
B.16 Classe Version 95
Annexe C (normative) Classes d'énumération 96
C.1 Généralités 96
C.2 Classe d'énumération abnormalOperatingPerformanceCategory 96
C.3 Classe d'énumération DERParameterKind 96
C.4 DERUnitSymbol 97
C.5 Classe d'énumération FlowDirectionKind 98
C.6 Classe d'énumération normalOperatingPerformanceCategory 98
C.7 Classe d'énumération TimeIntervalKind 98
C.8 Classe d'énumération UnitMultiplier 99

Figure 1 – Options architecturales pour les déploiements de DERMS 61
Figure 2 – Architecture de référence, IEC TR 62357-1:2016 62
Figure 3 – Exemple de ligne en antenne 64
Figure 4 – Exemple de ligne d'alimentation avec un autre poste 65
Figure 5 – Exemple de réseau de distribution interconnecté 65
Figure 6 – Présentation du modèle d'information commun 66
Figure 7 – Modèle d'échange de message Demande/Réponse pour la création d'un DERGroup 67
Figure 8 – Modèle d'échange de message de notification pour la création d'un DERGroup 68
Figure 9 – Modèles d'échange de message prenant en charge l'ajout ou la modification de l'appartenance à DERGroup ou de capacités, ou la suppression d'un membre du groupe 69
Figure 10 – Modèle d'échange de message reflétant la suppression d'un groupe de DER complet (delete) 70
Figure 11 – Modèle d'échange de message pour la prise en charge des interrogations adressées à un groupe de DER 73
Figure 12 – Modèle d'échange de message pour la surveillance du statut du groupe de DER (PULL) 74
Figure 13 – Modèle d'échange de message pour la surveillance du statut du groupe de DER (PUSH) 75
Figure 14 – Exemple de points pour représenter la prévision de groupe de stockage sur batterie 76
Figure 15 – Exemple de disponibilité de groupe de DER sur batterie 77
Figure 16 – Modèle d'échange de message pour la prévision de groupe de DER (PULL) 78
Figure 17 – Modèle d'échange de message pour la prévision de groupe de DER (PUSH) 79

Figure 18 – Exemple de modèle d'échange de message pour la répartition de groupe de DER 80

Tableau 1 – Profils IEC 61968-5 57
Tableau 2 – Profils IEC 61968-9 58
Tableau 3 – Vue d'ensemble due l'IEC 61968-5 58
Tableau 4 – Exigences fonctionnelles de groupement de DER 63
Tableau 5 – Exemple d'appartenance au Groupe A de la DER avant la mise à jour 70
Tableau 6 – Exemple de Groupe de DER A après l'ajout d'un quatrième membre 71
Tableau 7 – Exemple d'appartenance au Groupe de DER A après la suppression 72
Tableau A.1 – IdentifiedObject 83
Tableau A.2 – Profil DERGroups 84
Tableau A.3 – Profil DERGroups (non contraint) 84
Tableau A.4 – Profil DERGroupDispatches (non contraint) 85
Tableau A.5 – Profil DERGroupDispatches (non contraint) 85
Tableau A.6 – Profil DERGroupForecast (contraint) 86
Tableau A.7 – Profil DERGroupForecast (non contraint) 86
Tableau A.8 – Profil DERGroupStatuses 87
Tableau A.9 – DERGroupQueries 87
Tableau A.10 – DERGroupStatusQueries 88
Tableau A.11 – DERGroupForecastQueries 88
Tableau B.1 – Classe CurveStyle 89
Tableau B.2 – Classe DERCurveData 89
Tableau B.3 – Classe DERFunction 90
Tableau B.4 – Classe DERMonitorableParameter 90
Tableau B.5 – DERNamePlate 91
Tableau B.6 – Classe DispatchSchedule 93
Tableau B.7 – EndDevice 93
Tableau B.8 – Classe EndDeviceGroup 93
Tableau B.9 – Classe de répartition EndDeviceGroup (contrainte) 94
Tableau B.10 – EndDeviceGroup (non contrainte) pour la répartition et la prévision 94
Tableau B.11 – Names 94
Tableau B.12 – NameType 94
Tableau B.13 – NameTypeAuthority 95
Tableau B.14 – Classe Status 95
Tableau B.15 – Classe Version 95
Tableau C.1 – abnormalOperatingPerformanceCategory 96
Tableau C.2 – DERParameterKind 96
Tableau C.3 – DERUnitSymbol 97
Tableau C.4 – FlowDirectionKind 98
Tableau C.5 – normalOperatingPerformanceCategory 98
Tableau C.6 – TimeIntervalKind 99
Tableau C.7 – UnitMultiplier 99

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

_____

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

Partie 5: Optimisation de l'énergie distribuée

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

La Norme internationale IEC 61968-5 a été établie par le comité d'études 57 de l'IEC: Gestion des systèmes de puissance et échanges d'informations associés.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
57/2223/FDIS	57/2252/RVD

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

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 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 l'IEC.

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

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

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

INTRODUCTION

Les progrès technologiques réalisés en ce qui concerne les différents types de ressources énergétiques réparties (DER – Distributed Energy Resources) ont entraîné une augmentation de leur évaluation et de leur utilisation par les entreprises de distribution, les consommateurs et les tiers. Ces DER sont souvent raccordées au réseau au niveau de la distribution, leur présence à grande échelle ou à volume important pouvant être de nature perturbatrice si elles ne sont pas conçues, intégrées et gérées correctement.

Les onduleurs, circuits de conversion de puissance intégrant des DER au réseau, sont des dispositifs présentant d'excellentes capacités avec des commandes de puissance rapides et une inertie inhérente nulle, de manière à pouvoir répondre rapidement aux commandes et aux conditions locales. Même les onduleurs à petite échelle ont tendance à disposer de ressources de traitement et de mémoire, et sont en mesure de prendre en charge un éventail de protocoles de communication et de fonctions avancées. Au cours de ces dernières années, les efforts déployés par le secteur industriel ont permis de définir un large éventail de fonctions normalisées venant à l'appui du réseau, que les onduleurs peuvent fournir, et de protocoles de communication normalisés permettant de surveiller et de gérer ces fonctions à distance.

Si ces capacités de l'onduleur peuvent être correctement exposées et intégrées dans les opérations classiques du système de l'entreprise de distribution, une DER dont le niveau de pénétration est élevé peut devenir un outil avantageux pour la gestion de la distribution et ne plus présenter d'incertitudes problématiques. Pour obtenir ces éventuels résultats, il doit être possible de ne pas simplement communiquer avec des dispositifs DER individuels à l'aide des protocoles normalisés, mais également de permettre aux systèmes qui gèrent les DER, appelés ici "système de gestion de DER" (DERMS – DER Management System), d'informer de manière efficace les autres applications logicielles quant aux ressources disponibles et d'échanger des informations permettant une gestion efficace des DER.

Traditionnellement, les systèmes de distribution fonctionnent sans commande étendue ni gestion centralisée. Les systèmes plus avancés peuvent disposer de transformateurs à changeur de prise en charge (OLTC – On-Load Tap Changing) au niveau des postes, des régulateurs de ligne et/ou des batteries de condensateur afin d'optimiser la tension de distribution et le flux de puissance réactive. Dans la plupart des cas, ces dispositifs peuvent être fixes ou configurés pour fonctionner de manière autonome. Toutefois, dans un nombre croissant de cas, un système de gestion de distribution (DMS – Distribution Management System) plus central est utilisé pour coordonner leur comportement et obtenir un effet global optimisé. La fonctionnalité DMS peut résider au niveau du centre opérationnel de l'entreprise de distribution, dans lequel un seul logiciel à grande échelle gère de nombreux circuits. Elle peut également résider, de manière plus limitée, au niveau du poste ou à un autre niveau, dans lequel des systèmes à plus petite échelle gèrent des lignes d'alimentation ou circuits individuels.

Quel que soit le scénario, la génération actuelle de systèmes DMS n'est pas conçue pour exploiter les capacités que peuvent offrir les DER. Dans de nombreux cas, la prise en charge des DER au sein d'un DMS se limite à la surveillance de la sortie des DER "à l'échelle de l'entreprise de distribution" (> un mégawatt). De plus, les normes actuelles de l'industrie définissent des fonctions avancées pour les DER au niveau du dispositif individuel uniquement, et ignorent les représentations plus globales au niveau de la ligne d'alimentation qui sont utiles pour l'intégration par les entreprises.

Le présent document développe des fonctions appropriées au niveau de l'entreprise pour l'intégration des ressources énergétiques réparties. Ces fonctions sont destinées à être utilisées conjointement avec les fonctions habituelles des onduleurs intelligents qui ont été préalablement définies.

Les cas d'utilisation de haut niveau couverts incluent la gestion des appartenances à un groupe de DER, la surveillance du statut d'un groupe de DER, la prévision de groupe de DER et la répartition de la puissance réelle et réactive, ainsi que d'autres capacités de gestion des DER en tant que groupes agrégés.

La norme IEC 61968, considérée dans son ensemble, définit des interfaces pour les principaux éléments d'une architecture d'interface pour les systèmes de gestion de distribution (DMS). La Partie 1: *Architecture des interfaces et recommandations générales*, identifie et établit des exigences relatives aux interfaces normalisées basées sur un Modèle d'Interface de Référence (IRM – Interface Reference Model). Les parties 3 à 9 de cette norme définissent des interfaces relatives à chacune des principales fonctions métier décrites par le Modèle d'Interface de Référence.

Au sens de l'IEC 61968, un DMS est composé de différentes applications distribuées, permettant à l'entreprise de distribution de gérer des réseaux électriques. Ces fonctions 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 maîtrise de la demande d'énergie, la gestion des interruptions de service, la gestion des travaux, la mise en relation automatisée et la gestion des équipements.

Cet ensemble de normes se limite à la définition d'interfaces et ne dépend pas de la mise en œuvre. Elles pourvoient à l'interopérabilité entre les différents systèmes informatiques, plateformes et langages. Les méthodes et les technologies utilisées pour réaliser la fonctionnalité conformément à ces interfaces sont jugées comme ne relevant pas du domaine d'application de ces normes. Seule l'interface elle-même est spécifiée dans ces normes.

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

Partie 5: Optimisation de l'énergie distribuée

1 Domaine d'application

Le domaine d'application la présente partie de l'IEC 61968 est la description d'un ensemble de fonctions indispensables à l'intégration par les entreprises des fonctions DERMS. Ces échanges sont les plus susceptibles d'avoir lieu entre un DERMS et un DMS. Toutefois, étant donné qu'une norme d'intégration par les entreprises peut s'appuyer sur l'IEC 61968-100:2013 pour l'intégration d'applications (par le biais de services web ou de la technologie JMS) ou d'autres implémentations faiblement couplées, les systèmes avec lesquels un DERMS peut échanger des informations ne font l'objet d'aucune limite technique. De même, il convient de noter qu'un DERMS peut communiquer avec une DER individuelle en utilisant une variété de normes et de protocoles comme l'IEC 61850, l'IEEE 2030.5, le protocole DNP (Distribution Network Protocol – Protocole de réseau de distribution), Sunspec Modbus, voire Open Field Message Bus (OpenFMB). Un rôle du DERMS consiste à gérer cette disparité et cette complexité des communications au nom de l'opérateur système. Toutefois, la communication avec la DER individuelle est hors du domaine d'application de la présente norme. Le lecteur est invité à consulter ces normes pour comprendre la communication avec l'onduleur intelligent d'une DER individuelle.

Le domaine d'application est limité aux catégories de cas d'utilisation suivantes:

- création de groupe de DER – mécanisme de gestion de DER en agrégat;
- maintenance de groupe de DER – mécanisme d'ajout, de retrait ou de modification des membres et/ou capacités agrégées d'un groupe de DER donné;
- suppression de groupe de DER – suppression d'un groupe entier;
- surveillance du statut d'un groupe de DER – mécanisme de quantification ou de vérification des capacités réelles et/ou du statut d'un groupe de DER;
- prévision de groupe de DER – mécanisme de prévision des capacités et/ou du statut d'un groupe de DER pour une période donnée ultérieure;
- répartition de groupe de DER – mécanisme de demande de répartition des capacités spécifiées d'un groupe de DER sur le réseau;
- contrôle du taux de rampe de tension du groupe de DER – mécanisme permettant de demander qu'un groupe de DER respecte la courbe de taux de rampe;
- branchement/débranchement du groupe de DER – mécanisme permettant de demander que les DER s'isolent elles-mêmes ou se reconnectent au réseau, en fonction des besoins.

Pour prendre en charge les cas d'utilisation des catégories ci-dessus, le présent document spécifie les exigences (profils) de données suivantes, répertoriées dans le Tableau 1:

Tableau 1 – Profils IEC 61968-5

DERGroups	DERGroupQueries
DERGroupStatuses	DERGroupStatusQueries
DERGroupForecasts	DERGroupForecastQueries
DERGroupDispatches	DERGroupQueries

Les profils de la colonne de gauche du Tableau 1 sont les profils DER "de base" et apparaissent dans la section Payload (Charge utile) des messages conformes à l'IEC 61968-100. Ceux de la colonne de droite du Tableau 1 sont les profils "d'interrogation" qui apparaissent dans la section Request (Demande) des messages conformes à l'IEC 61968-100. Ils sont utilisés pour spécifier les paramètres d'interrogation lorsque le verbe CIM "get" est utilisé.

De plus, la présente spécification utilise les profils existants de l'IEC 61968-9:2013: *Intégration d'application pour les services électriques – Interfaces systèmes pour la gestion de distribution – Partie 9: Interfaces pour le relevé et la commande des compteurs*, répertoriés dans le Tableau 2, pour transmettre les informations d'événement et pour les cas d'utilisation de branchement/débranchement du groupe de DER. Ces profils ne font l'objet d'aucune extension, seules les données spécifiques à ces cas d'utilisation étant transmises.

Tableau 2 – Profils IEC 61968-9

EndDeviceControls
EndDeviceEvents

A la différence des normes IEC 61968 précédentes, le présent document prend en charge la spécification d'une version "contrainte" et d'une version "non contrainte" de chacun de ces profils de "base". Les versions "contraintes" présentent un nombre plus important d'éléments de données non facultatifs et sont destinées à être utilisées avec les verbes CIM "create" et "created". Les versions "non contraintes" disposent de la totalité ou de la quasi-totalité des éléments CIM définis comme étant facultatifs, qui sont exigés pour prendre en charge les opérations impliquant les verbes CIM "change", "changed", "delete", "deleted" et "get".

Cette partie de l'IEC 61968 comporte les articles présentés dans le Tableau 3.

Tableau 3 – Vue d'ensemble due l'IEC 61968-5

Article	Titre	Objet
1	Domaine d'application	Le domaine d'application et l'objet du document sont décrits.
2	Références (normatives et informatives)	Documents qui contiennent des stipulations qui, par référence dans ce texte, constituent des dispositions pour cette Norme internationale.
3	Termes, définitions et abréviations	Etablir les termes communs utilisés dans la présente spécification.
4	Conventions documentaires	Types de messages liés à l'échange d'informations pour les documents relatifs à la maintenance et à la construction.
4	Cas d'utilisation d'intégration par les entreprises DER	Les exigences spécifiques et les détails des échanges de messages en fonction des cas d'utilisation. Description de l'approche générale des termes de types de messages d'intégration par les entreprises DER et des informations statiques.

2 Références normatives

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 60050-300, *Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) - Partie 300: 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*

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

IEC 61968-9:2013, *Intégration d'applications pour les services électriques - Interfaces système pour la gestion de distribution - Partie 9: Interface pour le relevé et la commande des compteurs*

IEC 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*

IEC 61968-100:2013, *Intégration d'applications pour les services électriques - Interfaces système pour la gestion de distribution - Partie 100: Profils de mise en oeuvre*

IEC TR 62051, *Electricity metering – Glossary of terms* (disponible en anglais seulement)

IEC 62055-31, *Equipements de comptage de l'électricité - Systèmes à paiement - Partie 31: Exigences particulières - Compteurs statiques à paiement d'énergie active (classes 1 et 2)*

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

IEEE 1547-2018, *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces* (disponible en anglais seulement)