

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**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**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61968-5:2020



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2020 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

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

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 000 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 16 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

67 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 000 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 16 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

67 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**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.**

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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61968-5:2020

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 and reactive 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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61968-5:2020

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*

3 Terms, definitions and abbreviated terms

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60050-300, IEC TS 61968-2, IEC TR 62051 and IEC 62055-31, and the following apply.

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

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

Where there is a difference between the definitions in this document and those contained in other referenced IEC standards, then those defined in IEC TS 61968-2 shall take precedence over the others listed, and those defined in this document shall take precedence over those defined in IEC TS 61968-2.

3.1 Terms and definitions

3.1.1

Distributed Energy Resource Management System (DERMS)

The system which, on the behalf of other interested systems, manages the communications and control of individual Distributed Energy Resource (DER (and may do this with a variety of field message protocols), and aggregates this information and communicates with other utility systems, such as a DMS.

3.2 Abbreviated terms

CIM	Common Information Model
DER	Distributed Energy Resource(s)
DERMS	Distributed Energy Resources Management System
DMS	Distribution Management System
EMS	Energy Management System
IEC	International Electrotechnical Commission
UML	Unified modelling language
UUID	Universally unique identifier
XSD	XML Schema Definition
AMI	Advanced Metering Infrastructure

4 Conventions

4.1 UML diagrams

This document uses standard UML behavioural diagrams, specifically, sequence diagrams to illustrate the integration between the DERMS and other enterprise or hosted systems that desire to exchange information with the DERMS, or from enterprise systems to hosted or distributed DERMS.

4.2 Units of measure in DER enterprise integration profiles

The IEC 61968-5 profiles contain elements specifying active, reactive, apparent power, and voltage. The units of measure for these quantities are kW, kVAr, kVA, and V respectively.

DERMS characteristics

At a high level a DERMS has four characteristics:

- Aggregation – The DERMS facilitates the grouping of individual DER, into an aggregated resource.
- Simplification – The DERMS handles the granular details of DER settings and presents simple services to the system operator.
- Optimization – The DERMS should optimize the use of DER within various groups to get the desired outcome at minimal cost and maximum power quality. Additionally, if managing heterogeneous types of DER within a group, the DERMS should know how to best leverage the individual DER to get a specified outcome. This may involve equally spreading a request across all the individual DER in a group, or having an algorithm that determines how to best serve a request
- Translation – Individual DER may speak different languages, depending on their type and scale. DERMS should handle these diverse languages, and present to the upstream calling entity in a cohesive way.

However, the reader should remember that the scope of this specification is not for how the DERMS behaves, or how it manages communication to individual DER, but is specifically the communication between a DERMS and other enterprise systems or third-parties in a business-to-business (B2B) mode of operation. Further, the reader should not impute any business logic within these messages. This specification makes no recommendation as to the soundness of any given implementation. For example, no recommendation is made as to the worthiness of any given DER to be in group with other types of DER based-on location or capability. This sort of business logic should be contained within a DERMS, and not proscribed in the associated messages.

5 DER enterprise integration use cases

5.1 General

The DERMS works with groups of DER so that requests made of the DERMS for behaviour in the power system can be handled in aggregate. This aggregation relieves the system operator from having to manage each DER individually, a situation that becomes more problematic as DER penetration in the power system continues to increase. To that end these use cases focus on the creation and maintenance of groups of DER, capability discovery, DER connect/disconnect, status monitoring and forecasting of these groups, and dispatching of power and voltage.

Nominally, in a traditional utility, the DERMS may be an edge system similar to an AMI Head-End. Like the AMI Head-End which gets status, events, and measurement data from meters and may send control messages to the meters, a DERMS gets status from a smart inverter and may send control messages (dispatch requests) to the smart inverter. While this is the nominal configuration, this specification is not prescriptive as to architecture. The DERMS could be a traditional edge system, it could be subsumed into a DMS, it could be hosted by an aggregator in the cloud, or it could be a "DERMS in a box" in a substation per Figure 1.

This architecture assumes that there is a smart inverter that can be communicated with. There are instances where DER is in the distribution network but is "dumb", with no ability to be communicated with. Those types of DER are outside of the scope of this specification.

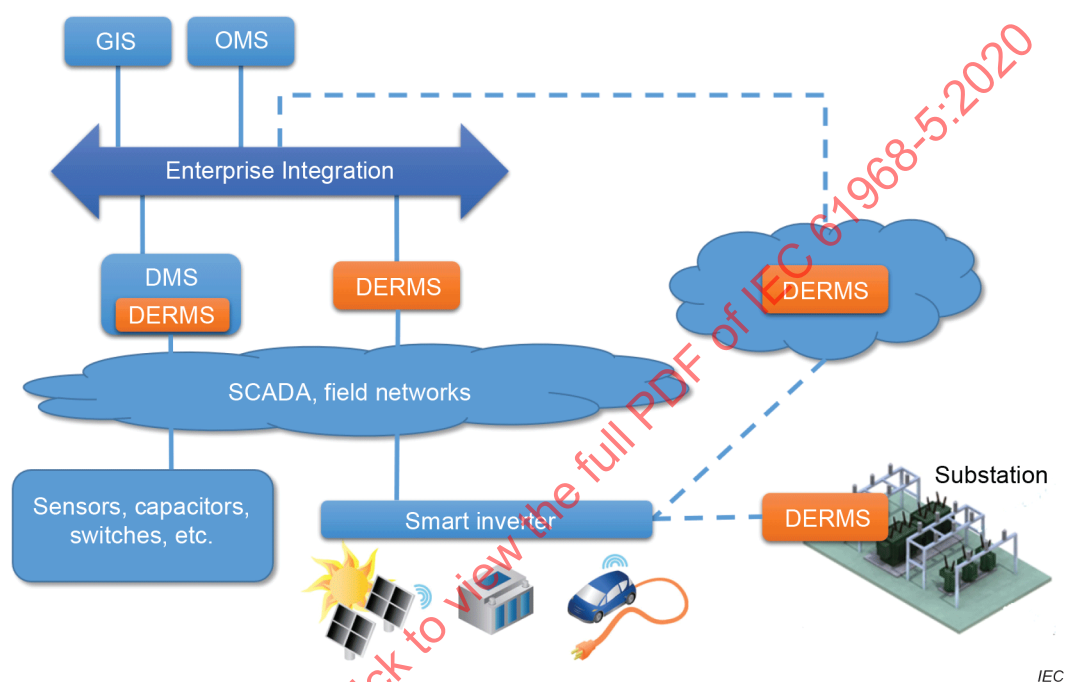
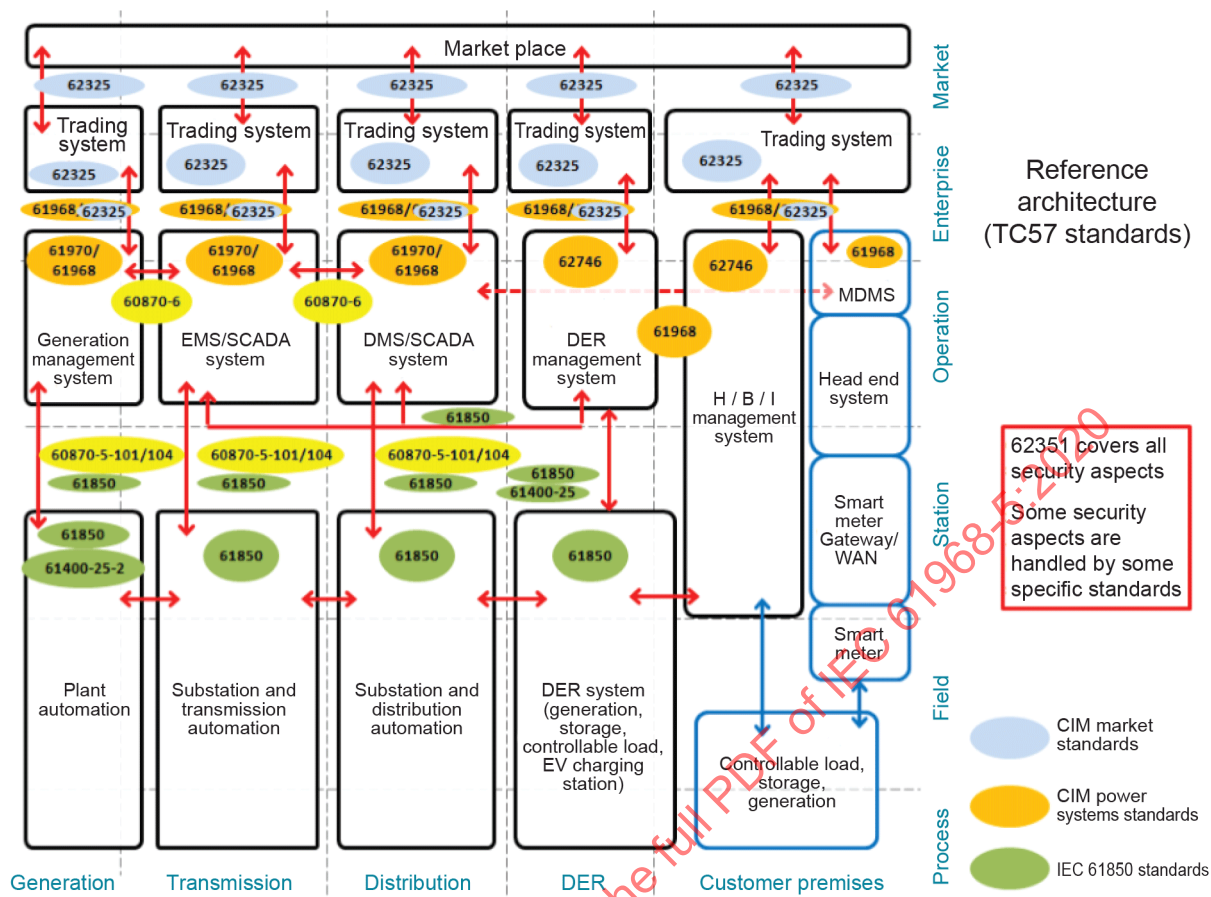


Figure 1 – Architectural options for DERMS deployments

It should also be emphasized that this specification for enterprise integration is the appropriate domain per the reference architecture. See Figure 2.



IEC

Figure 2 – Reference architecture, IEC TR 62357-1:2016

Additionally, the scope of this standard is limited to the control functions of DER in aggregate, and not the market-based motivations or event that might lead to such control.

As Figure 2 of IEC TR 62357-1:2016 illustrates, the enterprise communication between a DERMS and other enterprise systems falls into the IEC 61968 domain while communication between a DERMS and the actual DER (or specifically) the smart inverters attached to the DER, within the IEC, is the realm of IEC 61850, although other standards and protocols are also used such as IEEE 1815 (DNP), IEEE 2030.5, Sunspec Modbus, and OpenFMB. CIM-based integration could also be accomplished as documented in IEC 62325-301 and IEC 62361-100.

As the work that led to the creation of IEC 61850-90-7 concluded, a group of industry stakeholders was convened to determine the needs of distribution operators. It was determined that operators, as DER penetration in the distribution grid increased, did not want to manage the communication with individual DER, but rather, communicate with a management system to manage DER in aggregate; that managing the DER in aggregate would require enterprise integration to facilitate "conversations" with other enterprise systems such as a DMS or GIS.

The use cases covered in this document are:

- DER group creation
- DER group maintenance
- DER group status and monitoring
- DER group forecasting
- DER group dispatch
- DER group voltage ramp rate control
- DER group connect/disconnect
- DER group capability discovery

5.2 DER Group creation

5.2.1 General

The process for identifying the intended set of DER is a necessary precursor to the other DER group functions. Maintenance of this grouping is also necessary so that it becomes possible to monitor and manage DER at a higher level, with a focus on the attributes, impacts, and opportunities as they relate to the distribution system rather than individual DER plants or devices.

5.2.2 Grouping requirements

The enterprise integration interest group identified the requirements and constraints shown in Table 4 for the identification of sets of DER.

Table 4 – DER Grouping functional requirements

Requirement	Description
GR:1 Group Size	"Groups" of one or of many must be possible.
GR:2 Grouping by power system level	Under various circumstances and use cases, the ability to monitor and manage DER at varying levels of the power system may be needed, including: • By Substation • By Circuit/Bus • By Feeder • By Feeder Segment (contiguous conductor between switches) • By Island or micro-grid (campus, industrial facility) • By Individual Device • By Lat/Lon Rectangle
GR:3 Grouping according to other attributes	Under various circumstances and use cases, the ability to monitor and manage DER at varying levels of the power system may be needed, including: • By Circuit Phase - For example, a DMS could define separate groups for single phase DER that are connected to A, B, and C phases, and could request the status of these individually. • By DER Type – For example a DMS could create separate groups for PV systems, battery storage systems, EVs, or any other DER type. • By DER Owner – For example, all the DER owned by the utility, or a particular customer, could be viewed and managed collectively. • By program enrolment or contractual arrangement. • Any combination of aggregation level or additional attributes.

5.2.3 Challenges posed by dynamic distribution system configurations

Initially, it was considered that within each monitoring request or management command, one could pass information identifying the power system level-of-aggregation, such as substation, feeder, etc, as identified in Table 4. This consideration was based on the notion that each DER could be associated with a certain substation, feeder, segment, etc. However, this approach was found to be impractical in many circumstances due to the potentially dynamic nature of distribution circuit configurations. The problem is illustrated in the following figures.

Figure 3 illustrates a simple radial feeder that emanates from a single substation and continues, through a series of switches, to an end-of-line. In such a case, it would be possible to associate, for example, DER2 with Substation 1, Feeder 100, and Line Segment 2000.

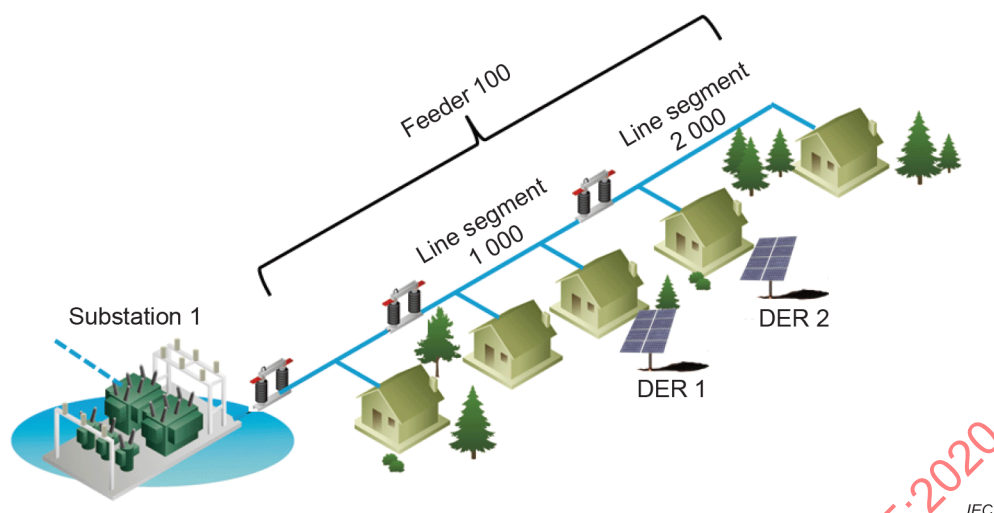


Figure 3 – Example of simple radial feeder

Figure 4 illustrates a more complex arrangement in which two substations are involved. As shown, an open switch is separating the system into two sections, one associated with each substation. In arrangements of this type, different switches can be opened or closed, shifting segments of line (load and DER) from one substation to another. In scenarios such as this, DER cannot be statically associated with a given substation, and the concept of a "feeder" is dynamically defined by the switch positions.

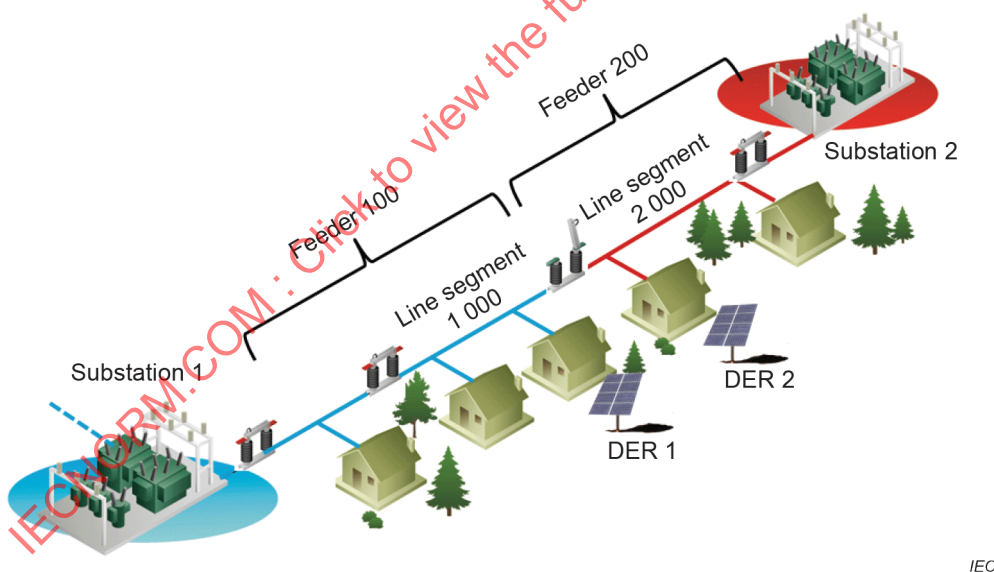


Figure 4 – Example of feeder with alternate substation

Figure 5 presents a further degree of complexity; a distribution network in which multiple substations are involved and the distribution grid may be fed by any one or even multiple substations. Arrangements of this type are not yet common but do exist and further illustrate the difficulty faced in attempting to associate DER with a particular substation, feeder, or line segment.

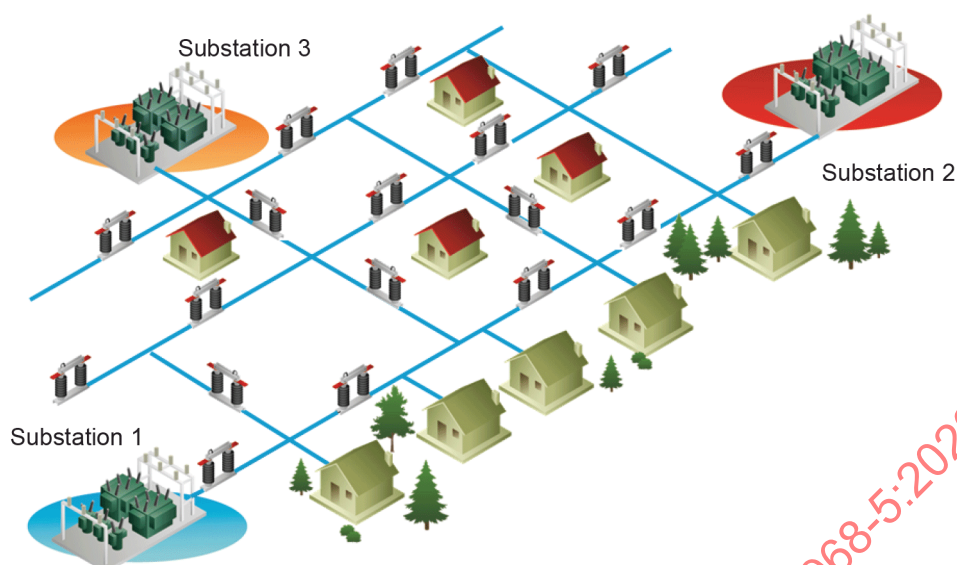


Figure 5 – Example of an interconnected distribution network

Entities wishing to monitor or manage DER will pass information that can be used by the providing entity to determine which DER should be impacted or represented in the response. Status responses will provide information aggregated for the range of DER indicated by the request.

5.2.4 Challenges posed by enterprise information models

An inspection of the IEC Common Information Model (CIM) indicated that the dynamic nature of distribution circuit configurations has been recognized previously and that devices, whether DER or other, are normally identified only with the immediate terminal to which they connect. Figure 6 illustrates some of the model concepts.

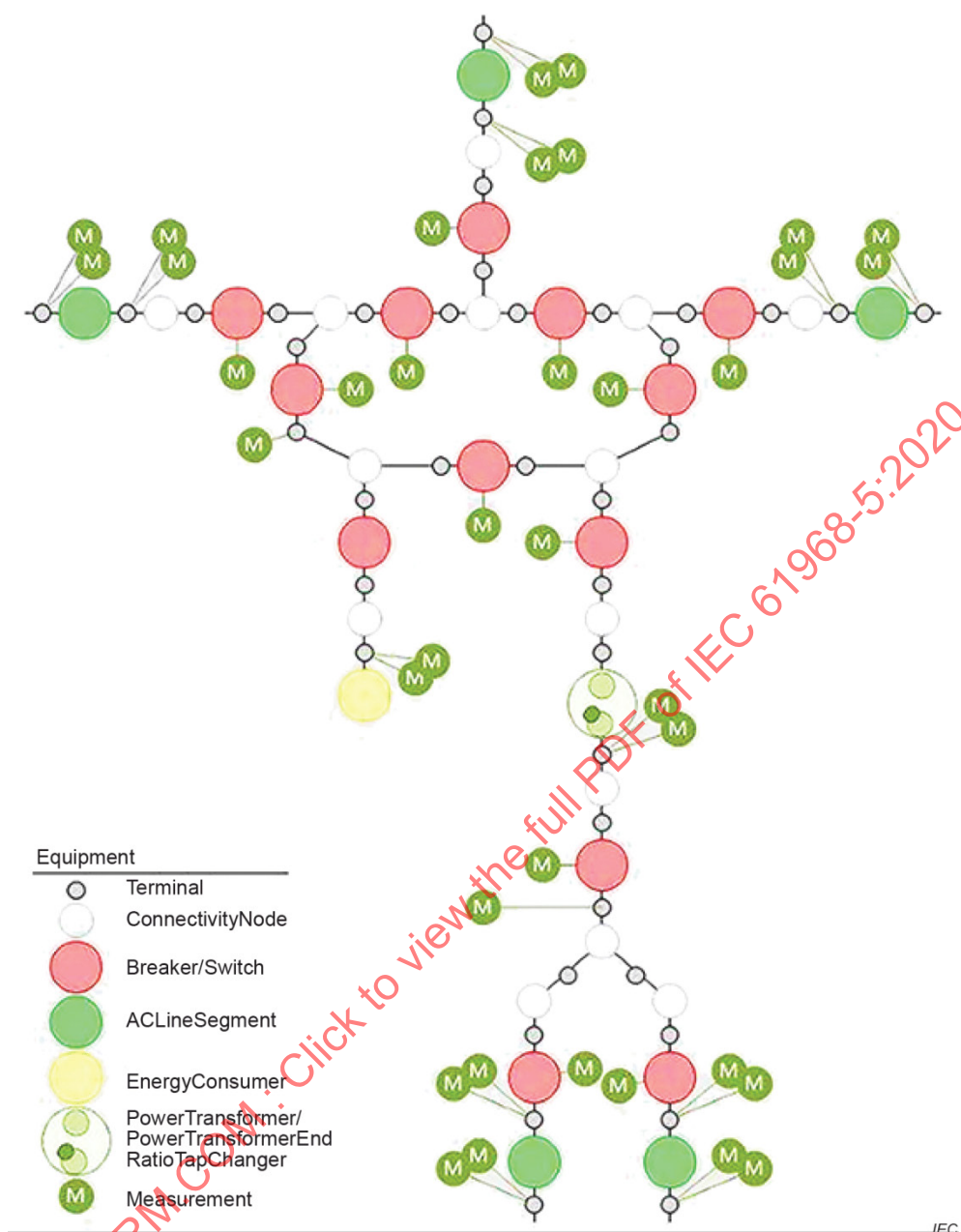


Figure 6 – Common Information Model illustration

Although DER are not shown in this diagram, they may be thought of similarly to the yellow circle which represents an Energy Consumer. As shown in the diagram legend, the electrical connections to an element of the model are called "Terminals" and terminals are connected together by "Connectivity Nodes".

The CIM defines an "AC line segment", but this is not the same as what was discussed as line segments in Figures 3 through 5. In the CIM, an "AC Line Segment" is a length of conductor carrying the same current throughout its length, with no load or generation along the way. In other words, at each point where a load or generation device is connected, a "Connectivity Node" exists in the model, with separate AC Line Segments before and after the node. This level of detail allows the model to include impedances and to be used for power flow analysis.

In this way, the terminals of individual elements are constant attributes, and the sense of being part of a "feeder" or "substation" is computed only dynamically, by processing the model from one connectivity node to another.

5.2.5 Using arbitrarily-defined groups for DER aggregation

In view of the challenges identified in the previous section, an approach using arbitrarily-definable groups was developed. The basic idea is to precede DER monitoring or management messages with a process to define a grouping of DER. This will make it possible for any application to define groupings of DER according to whatever rationale is of interest to that application. It also makes it possible for the entity providing the DER service (e.g. a DERMS) to not be required to read-in and process the real-time connectivity model.

The approach illustrated in Figure 7 involves a request/reply interaction in which a DERGroup is defined by one entity (e.g. the Group Forming entity such as a DMS) and provided to one or more Group Acknowledging entities (e.g. one or more DERMS).

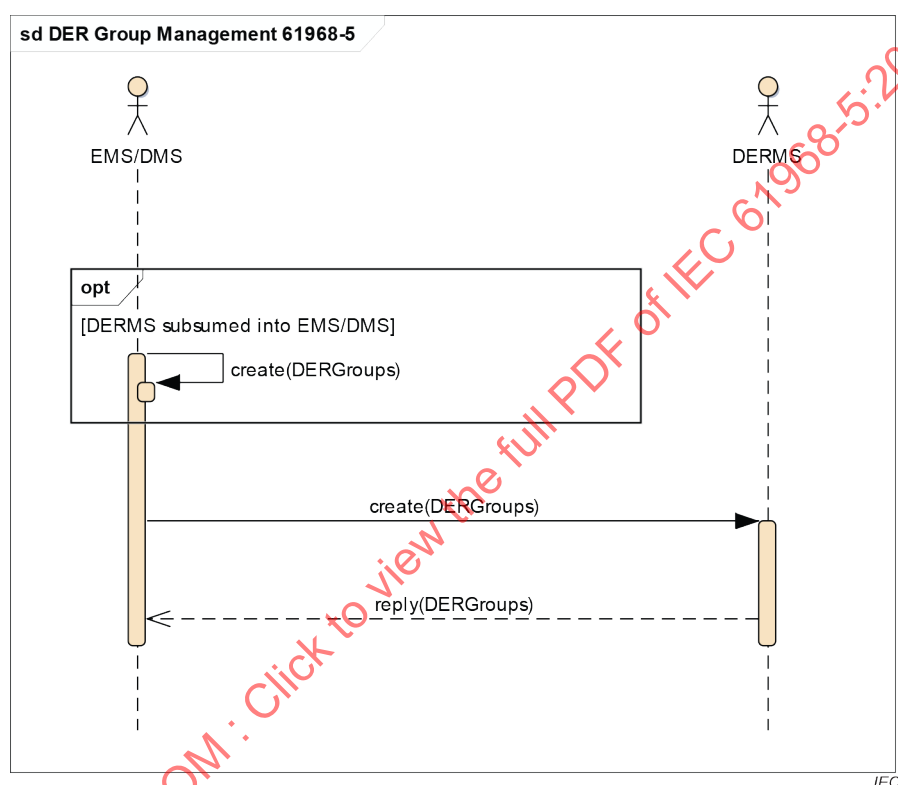


Figure 7 – Request/Reply message exchange pattern for the creation of a DERGroup

This interaction, which is accomplished using the "constrained" version of the DERGroups profile found in Clause A.2 could occur immediately before another transaction, such as a DER Status request and reply, or any time prior.

Figure 8 depicts an alternate messaging approach for the same scenario. This example uses a notification message (referred to in IEC 61968-100 as an Event Stereotype message) rather than a request/reply message interaction.

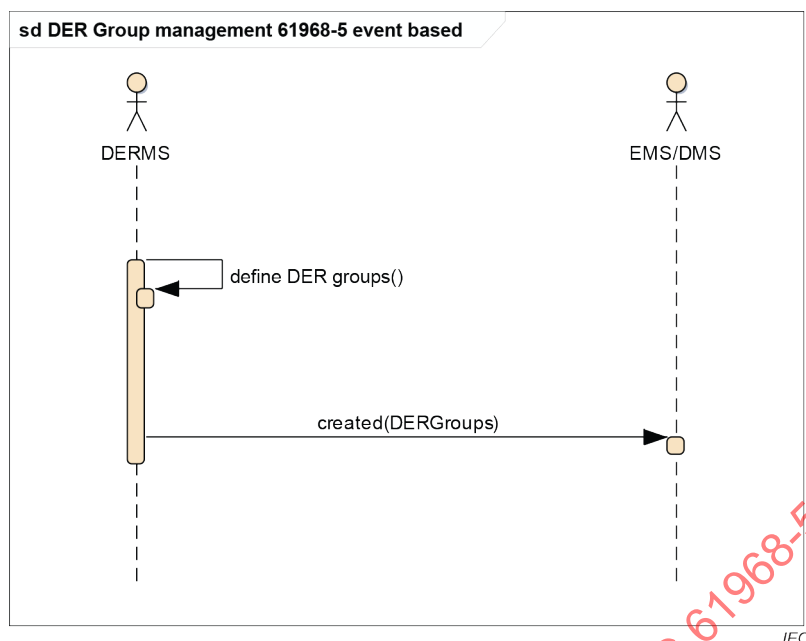


Figure 8 – Notification message exchange pattern for the creation of a DERGroup

Once again, this transaction is accomplished using the "constrained" version of the DERGroups profile found in Clause A.2. Note that the CIM verb has changed from "create" to "created". Presumably, the Group Acknowledging Entity (in this case an EMS or DMS) would instantiate the DER Group following receipt of the notification message; however, in this interaction pattern the Group Forming Entity does not receive confirmation that the Group Acknowledging Entity successfully instantiated the group.

Either of the illustrated messaging patterns supports the creation of groups that relate to any level of aggregation desired, including by substation, feeder, line segment, or other, as required in Table 4. This approach is not prescriptive of a specific integration approach, allowing, for example:

- A DERMS could process the system model and define its own groupings but does not require it to do so.
- A DMS could define the specific groups that are of interest to its processes. This could include different groupings that would be associated with various power system configurations. For example, in the circuit arrangement illustrated in Figure 4, a DMS could define one group for all DER connected to Substation 1 (along the blue line) and another for all DER connected to Substation 2 (along the red line). If the open switch along this line is then closed and a different switch opened, then two different groups could be defined to represent that alternative circuit configuration.

Please note that in the CIM and in IEC 61968-5 profiles, DERGroups are instances of the CIM EndDeviceGroup object. Likewise, individual DER (the members of a group) are instances of the CIM EndDevice object. The EndDevice class is a generic representation of field devices, and the EndDeviceGroup class provides a mechanism to group them. These classes were originally defined in IEC 61968-9 and leveraged for DER group management.

A note on the use of mRID, timestamp, or other header elements in the XML "snippets": These header attributes are used for identification of the data profile that is exchanged between sending and receiving systems. For the definition, use, and components of well-formed message integration patterns, the reader is referred to IEC 61968-100:2013.

5.3 Maintenance of DERGroups

5.3.1 General

Once a group is created then any system could initiate an action to update the DER Group by adding, removing, or updating information about one or more members or capabilities. This is accomplished using the "unconstrained" version of the DERGroups profile found in Clause A.3. The unconstrained version is used so that only the elements of the DERGroup that are added, modified or deleted need be included in the message.

Adding and or modifying members and/or capabilities is a straightforward process using the CIM "change" verb and the DERGroups profile, as illustrated in the first of the two interactions in Figure 9.

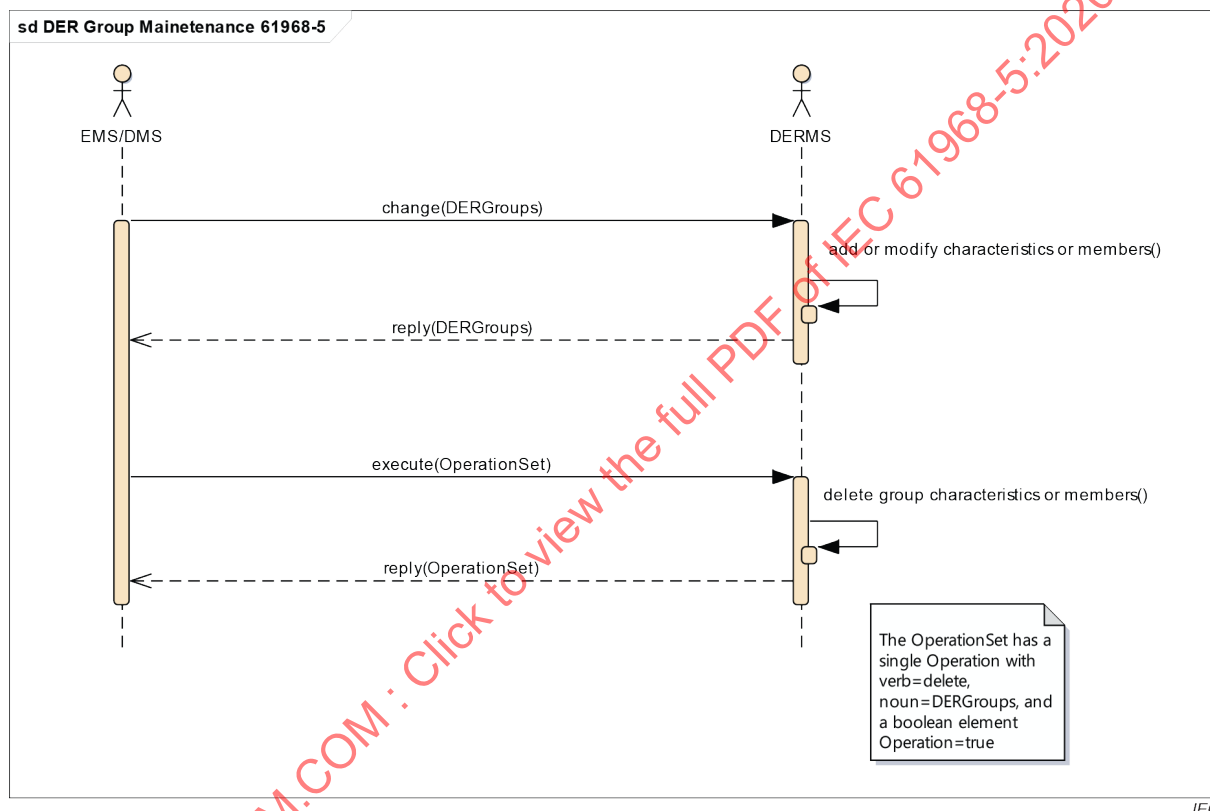


Figure 9 – Message exchange patterns to support adding or modifying DERGroup membership or capabilities, or deleting a group member

Removing an individual DER or a capability from a DER group requires the use of the "execute" CIM verb and the OperationSet, as illustrated in the second of the two interactions in Figure 9. Additional information concerning the use of Operation Sets can be found in Annex C.

Deleting an entire DER group is another straightforward process, this time using the CIM "delete" verb and the DERGroups profile, as illustrated in Figure 10.

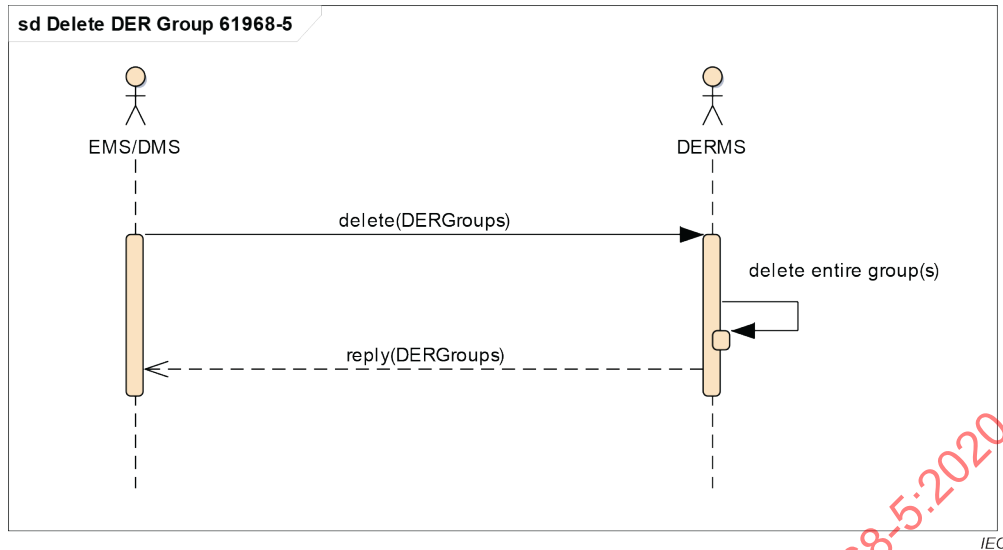


Figure 10 – Message exchange pattern reflecting deleting an entire DER group (delete)

Please note that although not illustrated, the DER group maintenance functions can also utilize event stereotype messages, like the example in 5.1.

5.3.2 DER Group maintenance example

Assume that a DER group exists with a Names.name value of "Group A". This group has three members, for the purposes of this example; they have the mRIDs and active power capabilities as shown in Table 5. The total active power capability of Group A would therefore be 19,5 kW.

Table 5 – Example DER Group A membership before update

DER member mRID	Maximum Capability
cabb102d-4ab6-42ff-b30b-b2a70922a929	2.5 kW
2cb43245-ed67-4751-b09c-028a0e65e004	5 kW
94928710-2ad2-4a0f-8f12-c6304c1e5b19	12 kW

The record of this group and respective members is stored in the DERMS. A system operator of a DMS determines that a new DER has been installed in the distribution network and decides to add this DER to Group A. This new DER has an mRID of "3092d3ae-c57e-4079-a4d4-543d024eaa8c" and a maximum active power capability rated as 5 kW. The DMS would send a message using the change verb and the DERGroups noun, as illustrated in the first interaction in Figure 9.

If XML is being used as the data serialization format, the following is an example XML snippet for this change request message is as follows:

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!--Sample XML file generated by XMLSpy v2015 rel. 4 sp1 (x64) (http://www.altova.com)-->
<RequestMessage xmlns="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message"
xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance" xmlns:n1="http://www.altova.com/samplexml/other-namespace"
xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message Message.xsd">
  <Header>
    <Verb>change</Verb>
    <Noun>DERGroups</Noun>
    <Timestamp>2016-07-21T12:31:01-06:00</Timestamp>
    <MessageID>9f5e5644-7b5f-491a-b69a-077b6807b8c8</MessageID>
    <CorrelationID>a9aca27b-1bc1-4749-a729-c7cf40c86c4b</CorrelationID>
  
```

```

</Header>
<Payload>
  <DERGroups xmlns="http://iec.ch/TC57/2016/DERGroups#"
    xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
    xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2016/DERGroups# DERGroups.xsd">
    <EndDeviceGroup>
      <DispatchablePowerCapability>
        <maxActivePower>24.5</maxActivePower>
      </DispatchablePowerCapability>
      <EndDevices>
        <mRID>3092d3ae-c57e-4079-a4d4-543d024eea8c</mRID>
      </EndDevices>
      <Names>
        <name>Group A</name>
      </Names>
    </EndDeviceGroup>
  </DERGroups>
</Payload>
</RequestMessage>

```

The Names.name identifier of "Group A" is used so that the DERMS will know which DER group is being updated. Upon receipt of the message the DERMS would examine the contents, see that a new member was being added (by virtue of a new DER identifier that does not exist in the current group) and update the group with this new member capturing the identifier and adding this member's capability to the group's capability. DER Group A would now have four members and a total maximum active power capability of 24,5 kW, as illustrated in Table 6.

Table 6 – Example DER Group A after adding a fourth member

DER member mRID	Capability
cabb102d-4ab6-42ff-b30b-b2a70922a929	2.5 kW
2cb43245-ed67-4751-b09c-028a0e65e004	5 kW
94928710-2ad2-4a0f-8f12-c6304c1e5b19	12 kW
3092d3ae-c57e-4079-a4d4-543d024eea8c	5 kW

As a further example suppose that the DMS operator has received notice that DER with mRID cabb102d-4ab6-42ff-b30b-b2a70922a929, has been taken out of service. The DMS would send a message to the DERMS to notify it of this action. As previously described, removing a member requires the use of an OperationSet (if using IEC 61968-100:2013 compliant SOAP messages).

If XML is being used as the data serialization format, the following is an example XML snippet for this change request message:

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!-- Sample XML file generated by XMLSpy v2015 rel. 4 sp1 (x64) (http://www.altova.com)-->
<RequestMessage xmlns="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message"
  xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance" xmlns:n1="http://www.altova.com/samplexml/other-namespace"
  xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message Message.xsd">
  <Header>
    <Verb>execute</Verb>
    <Noun>OperationSet</Noun>
    <Timestamp>2016-07-21T12:48:33-06:00</Timestamp>
    <MessageID>63154f89-9fed-47f1-9a22-f3394e2aac8a</MessageID>
    <CorrelationID>88a34023-22a5-4c5c-85cc-518a4644e1d3</CorrelationID>
  </Header>
  <Payload>
    <OperationSet>
      <Operation>
        <operationId>1</operationId>
        <noun>delete</noun>
      </Operation>
    </OperationSet>
  </Payload>
</RequestMessage>

```

```

        <verb>DERGroups</verb>
        <elementOperation>>false</elementOperation>
        <DERGroups xmlns="http://iec.ch/TC57/2016/DERGroups#"
xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2016/DERGroups# DERGroups.xsd">
        <EndDeviceGroup>
        <EndDevices>
        <mRID>cabb102d-4ab6-42ff-b30b-b2a70922a929</mRID>
        </EndDevices>
        <Names>
        <name>Group A</name>
        </Names>
        </EndDeviceGroup>
        </DERGroups>
        </Operation>
        </OperationSet>
    </Payload>
</RequestMessage>

```

The request message contains the mRID of the DER being deleted and the Names.name identifier of the group (Group A) being modified. Within the OperationSet payload the delete verb is used and the elementOperation Boolean is set to true.

Please note that the single Operation within the OperationSet does not provide a mechanism for updating the maxActivePower capability (which in the example would now be 22,0 kW) when the DER member is deleted. Updating the capability could be accomplished with a second Operation within the OperationSet or with a second standalone "change DERGroups" transaction similar to that shown in the previous example.

Following execution of the OperationSet transaction, the membership of Group A would be as shown in Table 7.

Table 7 – Example DER Group A membership after delete

DER member mRID	Capability
2cb43245-ed67-4751-b09c-028a0e65e004	5 kW
94928710-2ad2-4a0f-8f12-c6304c1e5b19	12 kW
3092d3ae-c57e-4079-a4d4-543d024eea8c	5 kW

5.4 DER Group queries

Once a group is created then any system may query to get information about group, including its membership and capabilities. This is accomplished using a "get DERGroups" transaction, as illustrated in Figure 11.

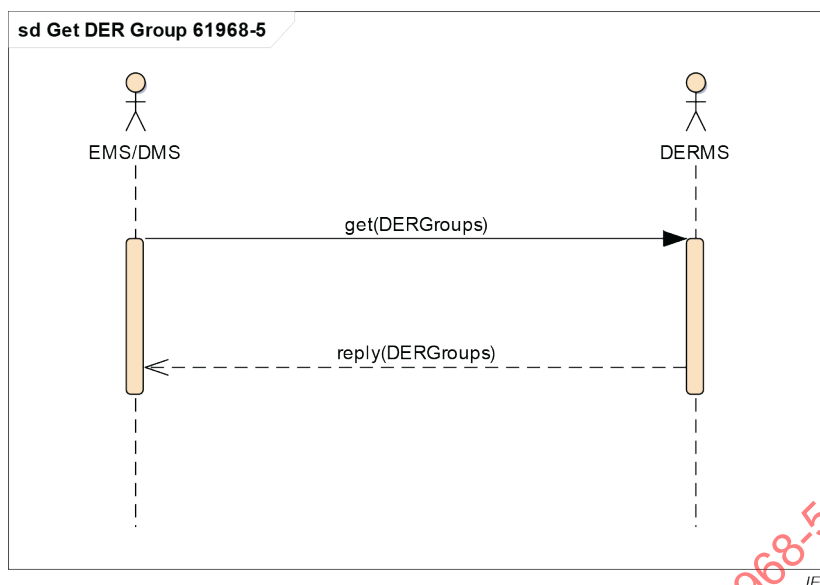


Figure 11 – Message exchange pattern to support querying a DER group

When using the CIM "get" verb, the query parameters are provided in a special "query profile" that is placed in the Request rather than the Payload section of the IEC61968-100 message. The DERGroupQueries profile can be found in Annex A.

If XML is being used as the data serialization format, the following is an example XML snippet for this query message:

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!--Sample XML file generated by XMLSpy v2015.rel.4 sp1 (x64) (http://www.altova.com)-->
<RequestMessage xmlns="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message"
  xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance" xmlns:n1="http://www.altova.com/samplexml/other-namespace"
  xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message Message.xsd">
  <Header>
    <Verb>get</Verb>
    <Noun>DERGoups</Noun>
    <Timestamp>2016-07-21T13:22:54-06:00</Timestamp>
    <MessageID>94df9ce0-74c3-47ac-b8be-a5f3b0c68447</MessageID>
    <CorrelationID>debc642-562b-417b-8c9e-4b7c30d3e0c8</CorrelationID>
  </Header>
  <Request>
    <DERGroupQueries xmlns="http://iec.ch/TC57/2016/DERGroupQueries#"
      xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
      xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2016/DERGroupQueries# DERGroupQueries.xsd">
      <EndDeviceGroup>
        <Names>
          <name>Group A</name>
        </Names>
      </EndDeviceGroup>
    </DERGroupQueries>
  </Request>
</RequestMessage>

```

The response message returns the details of the DER Group(s) using the same DERGroups profile used in the create DERGroups examples previously described.

5.5 DER Group status monitoring

DER group status is reported using the DERMonitorableParameter class. One or more of these parameters may be passed in a message, each with a specific DERParameter, and optionally, a set of corresponding DERCurveData for the respective DERParameter.

Figure 12 illustrates the messaging interaction for requesting the status of a DER group.

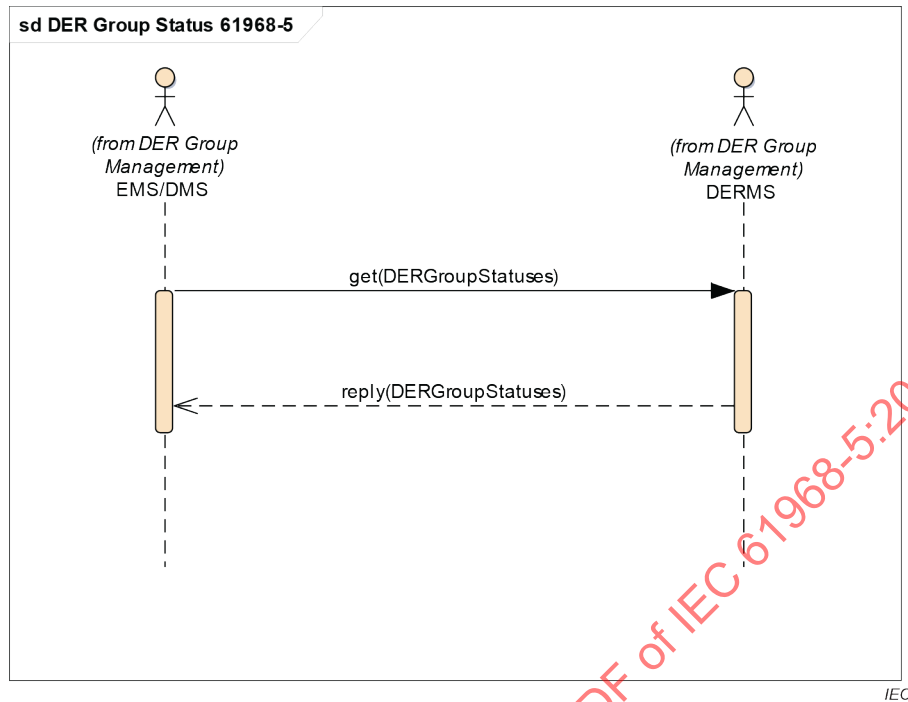


Figure 12 – Message exchange pattern for DER Group status monitoring (PULL)

The objective in this approach is that a requesting entity (a DMS for example) could request the status (for a group of DER), and the values for each of the group's capabilities. This request portion of this transaction is accomplished using the DERGroupStatusQueries profile, found in Clause A.7. The response is returned using the unconstrained version of the DERGroupStatuses profile found in Clause A.6.

Alternatively, the DERMS may choose to broadcast status changes to interested systems, as illustrated in Figure 13.

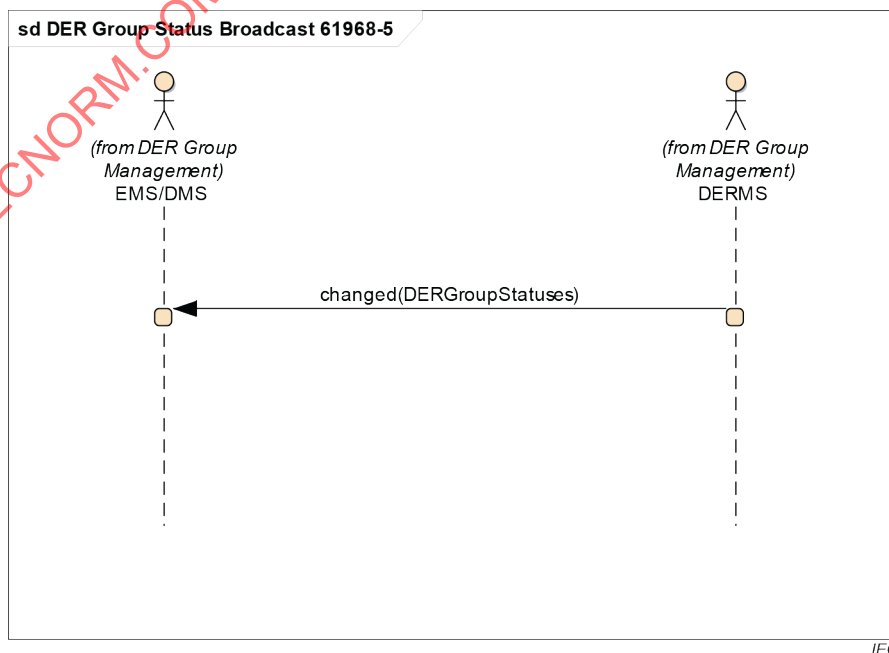


Figure 13 – Message exchange pattern for DER Group status monitoring (PUSH)

This transaction also utilizes the unconstrained version of the DERGroupStatuses profile found in Clause A.6.

5.6 DER Group forecast

This subclause describes a method by which forecasts of DER availability may be exchanged between software applications. Forecasts can be provided for any or all of a DER group's dispatchable power capabilities.

This function only defines how DER forecast data is exchanged and does not specify how forecasts are determined. Some DER forecast-providing entities could, for example, have access to detailed weather forecast information, including satellite or sky-viewing capabilities to enable prediction of solar variability. Others could monitor DER health or analyse historical data in order to determine forecasts with greater accuracy. Regardless of the forecasting methods that may be used, this function only addresses the exchange of the forecast of the DER availability (e.g., real, reactive and apparent power) and does not address the exchange of weather or other related data.

As described in a previous section, the present status for real, reactive and apparent power and other capabilities may include three parts: a present value, a maximum, and a minimum range of adjustability. Forecasting is relevant for the maximum and minimum values. Forecasting is not relevant for the present value because it is dispatchable and bounded only by the maximum and minimum.

Forecasts may involve varying degrees of uncertainty. To represent this, the forecast for a given parameter can be described as an envelope, a range of uncertainty, possibly widening further into the future as the forecast becomes less certain. The concept is illustrated in Figure 14.

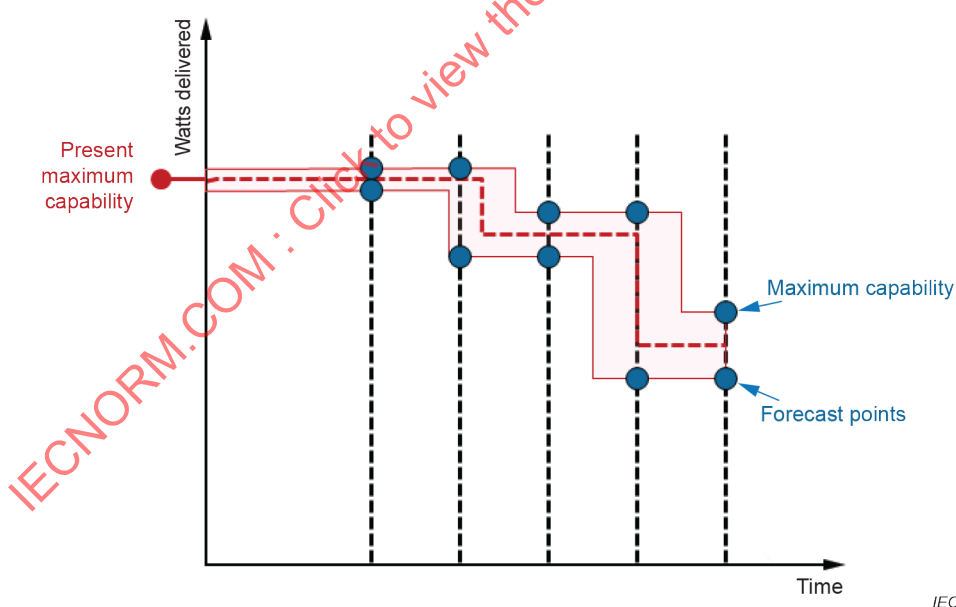


Figure 14 – Example of points to represent battery storage group forecast

The present maximum and minimum values are labelled at the left-hand side. Because they reflect the present state, they are specific, known values. But looking into the future, the forecasts for these quantities may be represented through a widening envelope, as illustrated by the red shaded areas.

Forecast consideration of storage systems:

Forecasts for the availability of groups of battery storage DER may also be represented by the approach described above. The forecasted availability of these groups, however, may have a different appearance and would naturally be dependent on the level of dispatch.

As an example, consider a group comprised of three battery storage devices:

- DER1 10kW 70kWh
- DER2 5kW 20kWh
- DER3 15kW 65kWh

For simplification, this example assumes that each device can charge at the same rate at which it discharges.

Figure 15 illustrates how the individual charge availability and discharge availability of these three devices might appear when viewed as a group. The aggregate capability of the group to either charge or discharge is shown to drop in steps as each device's storage capacity is filled or depleted.

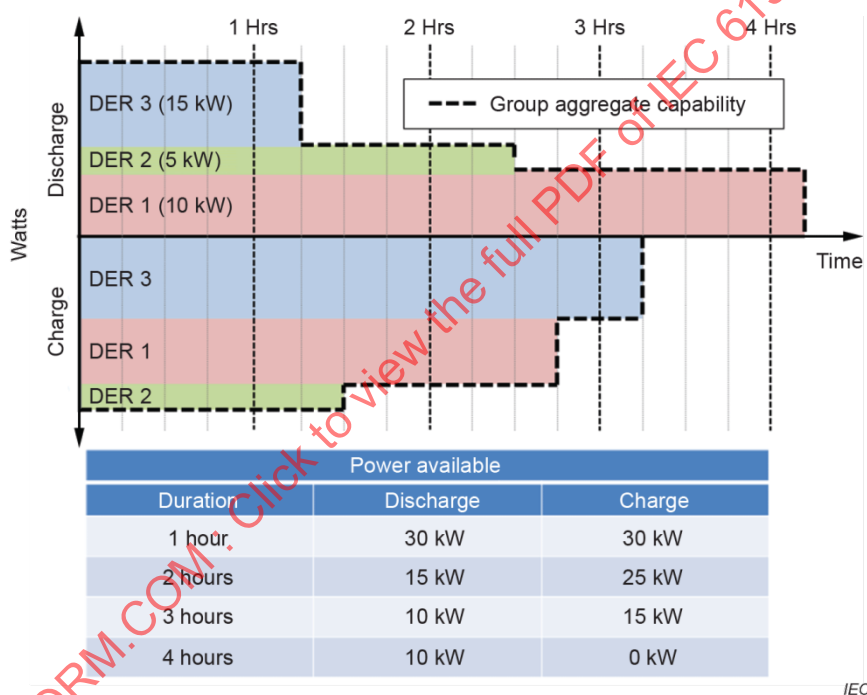


Figure 15 – Battery DER Group availability example

For battery storage groups, the forecast is inherently a function of the level of dispatch. In view of this, the entity making the request for a DER forecast will be able to do so, based on a hypothetical level of dispatch that is passed in the request.

Figure 16 illustrates the messaging interaction for requesting a forecast for a DER group.

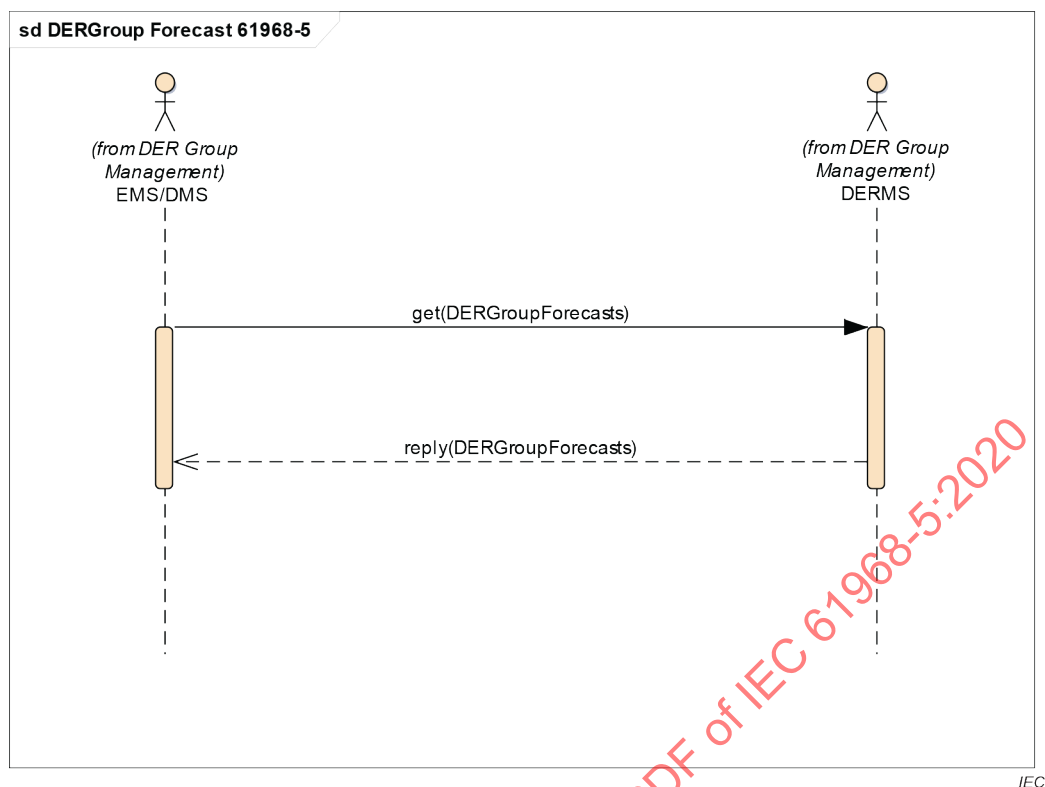


Figure 16 – Message exchange pattern for DER Group forecasting (PULL)

The objective in this approach is that a requesting entity (DMS for example) could request the forecast (for a group of DER) and get predicted minimum and maximum values for each of the group's capabilities for a time period in the future. This request portion of this transaction is accomplished using the DERGroupForecastQueries profile, found in Clause A.10. The response is returned using the constrained version of the DERGroupForecasts profile found in Clause A.8.

Alternatively, the DERMS may choose to broadcast status changes to interested systems, as illustrated in Figure 17.

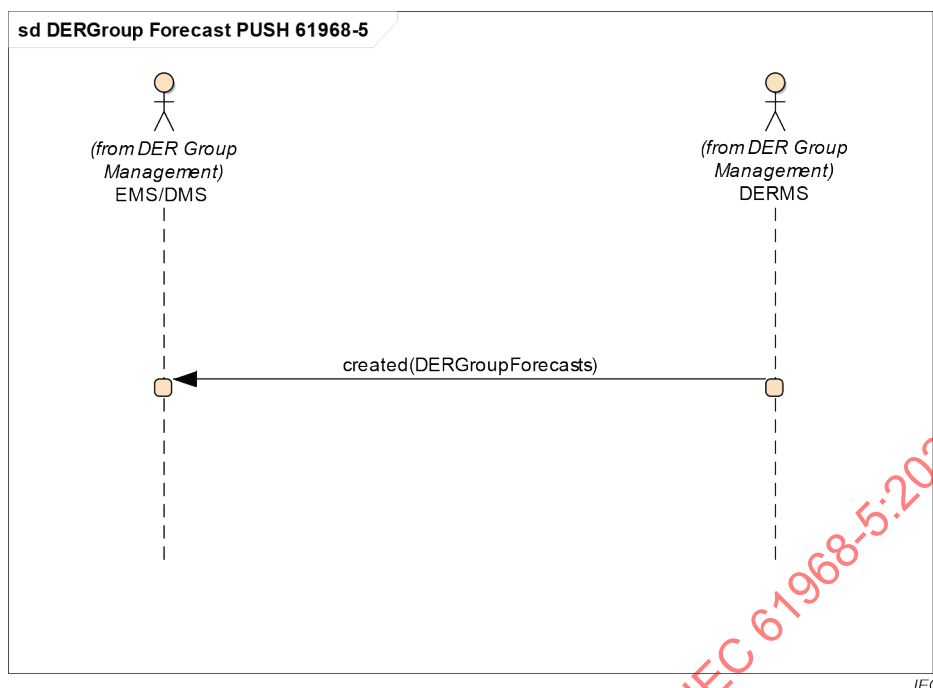


Figure 17 – Message exchange pattern for DER Group forecasting (PUSH)

This transaction also utilizes the constrained version of the DERGroupForecasts profile found in Clause A.8.

A forecast will identify the DER group for which the forecast has been made and using the DERMonitorableParameter in conjunction with the DispatchSchedule and DERCurveData, min/max values of the interval for the forecast, as well as the associated confidence (how likely the forecast will fall within the predicted min/max values).

For more information on forecasts, please see IEC 62325-451-5:2015, Framework for energy market communications.

5.7 DER Group dispatch

This paragraph describes a method by which the power level of a DER group may be managed. This method is in the form of a request that the power for the group be set to a specified level and dispatched to the grid.

This function is intended to apply between software applications in an enterprise integration environment. As such, it does not have direct bearing on how individual DERs within the group are managed. For example, if this function requests that the power output from a group of 10 DER be reduced to a level that is 100 kW less than the present value, it may be satisfied by each DER being reduced by 10 kW, one DER being reduced by the whole 100 kW, or any other distribution across the group. The algorithms and methods by which individual DER are managed is out of scope of this standard and is viewed as the responsibility of the entity directly managing the DER, such as a DERMS.

The previously-defined method of using arbitrarily-defined groups is also used for this function. It requires that the referenced DER group definition (i.e. the list of which DER make up the group) is known and agreed-to by both the power-requesting and power-providing entities. As described previously, the makeup of the group could have been defined by the requestor, the provider, or any other entity, and its creation could have been a manual or automated process.

Figure 18 illustrates a power dispatch sequence. In addition, this example shows that a status monitoring request may also follow the dispatch request (shown as the UML "rectangle" referencing the status monitoring use case); or preceded by a forecast, so that the requesting entity may know what range of adjustability is presently possible, and status monitoring tracks the response to the dispatch. Group creation (required) and status monitoring (optional) could occur immediately before the power dispatch (request and reply) or any time prior. Additionally, although out of scope of IEC 61968, this example shows how the DERMS communicates with individual DER using whatever protocol the smart inverter for the particular DER uses.

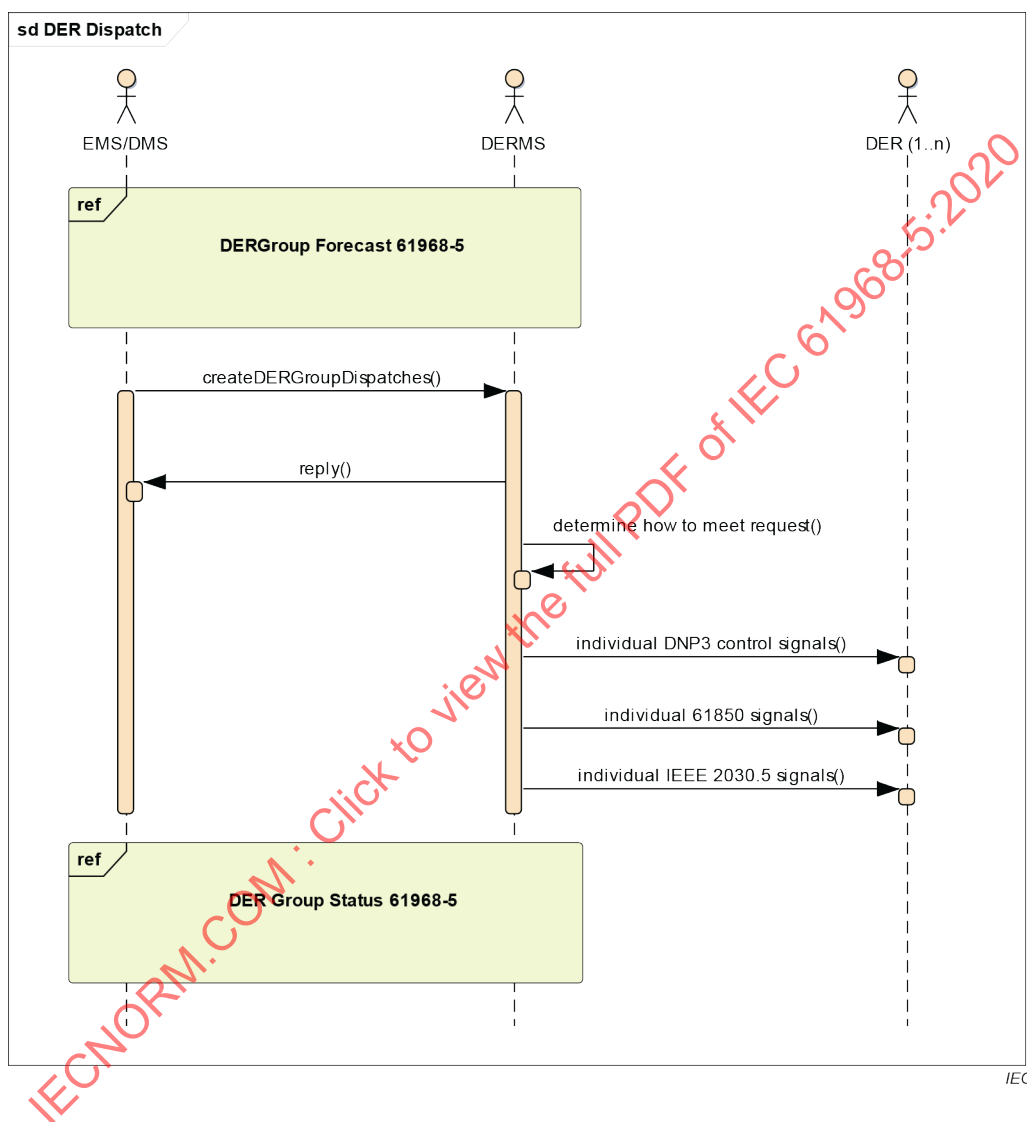


Figure 18 – Example Message exchange pattern for DER Group dispatch

The objective in this approach is that a requesting entity (DMS for example) could request the dispatch of power from a DER group. This request portion of this transaction is accomplished using the constrained version of the DERGroupDispatches profile, found in Clause A.10. Note that each dispatch is for a single capability.

To make the dispatch request the system passes a valid identifier for the DER Group, and the capability and quantity that is desired. For example, if 100 kW of active power was desired, the requesting system would send the DERMS a request (create DERGroupDispatches) that had the mRID or Names.name of the DER group (e.g. "Group A"), and a RequestedCapability with a capabilityKind of "activePower" and a value of 100.

There would normally also be a DERGroupDispatch.mRID or a DERGroupDispatch.Names.name to identify this request for tracking purposes. The response is simply an indication of success or failure.

5.8 DER Group Connect/Disconnect

This is a control function by which all DER in a given group may be disconnected-from or reconnected-to the grid. Notionally, a DERMS or other entity providing this service could do so by leveraging the standard "Connect/Disconnect" function that has been identified for individual DER in the IEC standards (specifically EndDeviceControl; IEC 61968-9 Meter Reading and Control)

Use cases for this function could include lockout for grid maintenance, soft shutdown or restart around planned outages.

Technical approach:

The Connect/Disconnect request shall include a simple Boolean indicator of which state is required.

The connect/disconnect request shall include the following timing parameters:

- A start date/time for the action, or a "now" indicator
- A delay time over which a random delay is to be placed prior to starting the connect/disconnect action
- A time-window over which the DER group members are to be disconnected or connected (as linearly as possible given DER sizes) DER Group function discovery

5.9 DER group capability discovery

This system has information regarding the installed capabilities of individual DER, and the intelligence to translate this into the functions supported by the group. At some point in time, a separate application, such as a Distribution Management System seeks to understand the supported functions of a particular group of DER, and this message is utilized.

Based on a request for supported functions, a DERMS would pass a set of Boolean values for the following functions:

- Connect/Disconnect
- frequencyWattCurveFunction
- maxRealPower Limiting
- rampRateControl
- reactivePowerDispatch
- realPowerDispatch
- voltageRegulation
- voltVarCurveFunction
- voltWattCurveFunction

Additionally, the DERNamePlate class has been added to support consistency with IEEE 1547, wherein DER capabilities such as min/max Active Power, Reactive Power, Voltage, and other operational characteristics are indicated. See Appendix B, DERNameplate class table for more details.

5.10 DER group voltage regulation function

This is a control function by which DER support for various voltage needs may be requested. Requesting entities could specify a target voltage or an increase/decrease adjustment. Requests could be made at any group-level; such as an entire circuit, an individual feeder (or segment thereof), or a microgrid.

The entity providing this service, for example, a DERMS, could use a variety of settings of individual DER in order to provide this service. This includes, for example, adjustments to the target voltage of various DER, for example, V_{nom} in IEC 61850-90-7), and turning on/off or adjusting reactive power functions. Use cases for this function include feeder-level conservation voltage reduction which might be turned on/off in a dispatchable way to reduce peak loading.

The "Voltage Regulation" function specifies only the intended result, and not the control method by which the result is obtained.

Similar to the other dispatch functions, the DERMS can specify a series of X and Y values in a ramp rate curve, which would allow for changing values over a period of time, or a single value that would represent a constant state.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61968-5:2020

Annex A (normative)

Data requirements for DERMS profiles

A.1 General

Table A.1 to Table A.11 are the normative data requirements for the DERGroup related profiles.

Complete data definitions can be found in IEC 61968-11, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 11: Common information model (CIM) extensions for distribution*. For a graphical representation of the data model, see CIM version iec61970cim17v22_iec61968cim13v11_iec62325cim03v14.

The following profiles may have many types of serialization such as XSD, RDF, XML, JSON, or protobuf. For SOAP or JMS based integration guidance the reader is referred to IEC 61968-100:2013.

All classes inherit from IdentifiedObject. The mRID attribute is defined as a string, but leading practice is that mRID should be constrained to a globally unique ID (GUID).

In Tables A.1 to A.11, some will be labelled as "constrained" and some will be labelled as "unconstrained". This differs from profile development in the past where attempts were made to create "one size fits all" profiles. Recognizing however, that tighter constraints improves the chance for interoperability, in some instances constrained profile, which have fewer optional elements, will be required. Typically unconstrained profiles are used in the response to a request and since all data elements might not be populated, having more optional elements allows for an appropriate level of flexibility.

Table A.1 – IdentifiedObject

Core: IdentifiedObject			
Attribute	Type	Cardinality	Comments
aliasName	string	[0..1]	
description	string	[0..1]	
mRID	string	[0..1]	While a string, the string should be restricted to a GUID
name	string	[0..1]	

In Tables A.2 to A.11, profiles are detailed with a combination of attributes and super classes. A super class is an attribute which is itself, a class, e.g. Status.

A.2 DERGroups profile (constrained version)

The DERGroups profile contains one-to-many DERGroup. DERGroup is a specialization of the EndDeviceGroup class. In the constrained version of this profile, the element DERFunction is mandatory.

Table A.2 – DERGroups profile

DERGroups			
Attribute	Data Type	Cardinality	Comments
DERGroups	EndDeviceGroup	[1..*]	
Profile Attributes			
mRID	string	[0..1]	While a string, the string should be restricted to a GUID
description	string	[0..1]	
DERFunction	DERFunction	[1..1]	See Annex B
EndDevice	EndDevice	[0..*]	See Annex B
Names	Names	[0..*]	See Annex B
version	Version	[0..1]	

A.3 DERGroups profile (unconstrained version)

In the unconstrained version of this profile, DERFunction is optional.

Table A.3 – DERGroups (Unconstrained) Profile

DERGroups			
Attribute	Data Type	Cardinality	Comments
DERGroups	EndDeviceGroup	[1..*]	
Profile Attributes			
mRID	string	[0..1]	While a string, the string should be restricted to a GUID
description	string	[0..1]	
DERFunction	DERFunction	[0..1]	See Annex B
EndDevices	EndDevices	[0..*]	See Annex B
Names	Names	[0..*]	See Annex B
version	Version	[0..1]	See Annex B

A.4 DERGroupDispatches profile (constrained version)

In the constrained version of this profile, the attribute EndDeviceGroup is mandatory. DERMonitorableParameter is also mandatory. (See Annex B, EndDeviceGroup for dispatches).

Table A.4 – DERGroupDispatches (Unconstrained) Profile

DERGroupDispatches contains 1-to-many DERGroupDispatch			
Attribute	Data Type	Cardinality	Comments
DERGroupDispatches	DERGroupDispatch	[1..*]	
Profile Attributes			
DERGroupDispatch contains the following elements			
mRID	string	[0..1]	While a string, the string should be restricted to a GUID
EndDeviceGroup	EndDeviceGroup	[1..1]	See Annex B, EndDeviceGroup for Dispatches
Names	Names	[0..*]	See Annex B

A.5 DERGroupDispatches profile (unconstrained version)

In the unconstrained version of this profile, EndDeviceGroup is optional. DERMonitorableParameter is also option (See Annex B, EndDeviceGroup for Dispatches).

Table A.5 – DERGroupDispatches (unconstrained) profile

DERGroupDispatches contains 1-to-many DERGroupDispatch			
Attribute	Data Type	Cardinality	Comments
DERGroupDispatches	DERGroupDispatch	[1..*]	
Profile Attributes			
DERGroupDispatch contains the following elements			
mRID	String	[0..1]	While a string, the string should be restricted to a GUID
EndDeviceGroup	EndDeviceGroup	[0..1]	See Annex B, EndDeviceGroup for Dispatches
Names	Names	[0..*]	See Annex B

A.6 DERGroupForecasts (constrained)

Used to ask a DERMS for DERGroup forecasts. In the constrained version of this profile, predictionCreationDate and EndDeviceGroup are mandatory.

Table A.6 – DERGroupForecast (constrained) profile

DERGroupForecasts contains 1-to-many DERGroupForecast			
Attribute	Data Type	Cardinality	
DERGroupForecast	DERGroupForecast	[1..*]	
Profile Attributes			
DERGroupForecast contains the following elements			
mRID	String	[0..1]	While a string, the string should be restricted to a GUID
predictionCreationDate	dateTime	[1..1]	
EndDeviceGroup	EndDeviceGroup	[1..1]	See Annex B, EndDeviceGroup
Names	Name	[0..1]	

A.7 DERGroupForecasts (unconstrained)

In the unconstrained version of this profile, predictionCreationDate and EndDeviceGroup are optional.

Table A.7 – DERGroupForecast (unconstrained) profile

DERGroupForecasts contains 1-to-many DERGroupForecast			
Attribute	Data Type	Cardinality	
DERGroupForecast	DERGroupForecast	[1..*]	
Profile Attributes			
DERGroupForecast contains the following elements			
mRID	String	[0..1]	While a string, the string should be restricted to a GUID
predictionCreationDate	dateTime	[0..1]	
EndDeviceGroup	EndDeviceGroup	[0..1]	See Annex B, EndDeviceGroup
Names	Name	[0..1]	

A.8 DERGroupStatuses profile

Table A.8 – DERGroupStatuses profile

DERGroupStatuses contains 1-to-many DERGroupStatus			
Attribute	Data Type	Cardinality	
DERGroupStatuses	EndDeviceGroup	[1..*]	
Profile Attributes			
mRID	string	[0..1]	While a string, the string should be restricted to a GUID
DERMonitorableParameter	DERMonitorableParameter	[1..*]	See Annex B, DERMonitorableParameter
Names	Name	[0..*]	See Annex B, Names
status	Status	[0..1]	

A.9 EndDeviceControls

The EndDeviceControls is used for control functions such as indicating to an entire group of DER to connect or disconnect. This profile is the same as the source profile in IEC 61968-9:2013, Meter Reading and Control.

A.10 DERGroupQueries

This profile is used to request information about a DERGroup. The requesting system simply passes along the identifier (mRID, or Names) and the responding systems returns all data for that DERGroup. If no identifier is passed, then the responding system is to respond with the data for ALL DERGroups. This is the special "bootstrap" case that can be used to populate a system with DERGroup data so that a basis for further transaction may occur.

Table A.9 – DERGroupQueries

DERGroupQueries contains 1-to-many EndDeviceGroup			
Attribute	Data Type	Cardinality	
Profile Attributes			
EndDeviceGroup	EndDeviceGroup	[1..*]	See Annex B, EndDeviceGroup

A.11 DERGroupStatusQueries

This profile is used to request data about the status (power related) of a DERGroup. While the query has the same structure of a DERGroupQueries profile, the response is with the DERGroupStatuses profile.

Table A.10 – DERGroupStatusQueries

DERGroupQueries contains 1-to-many EndDeviceGroup			
Attribute	Data Type	Cardinality	
Profile Attributes			
EndDeviceGroup	EndDeviceGroup	[1..*]	See Annex B, EndDeviceGroup

A.12 DERGroupForecastqueries

This profile is used to query a system such as a DERMS, for data related to forecasts.

Table A.11 – DERGroupForecastQueries

DERGroupForecastQueries contains 1-to-many DERMonitorableParameter, 1-to-many DispatchSchedule, and 1-to-many EndDeviceGroup			
Attribute	Data Type	Cardinality	
Profile Attributes			
DERMonitorableParameter	DERMonitorableParameter	[1..*]	See Annex B, DERMonitorableParameter
DispatchSchedule	DispatchSchedule	[1..*]	See Annex B, DispatchSchedule
EndDeviceGroup	EndDeviceGroup	[1..*]	See Annex B, EndDeviceGroup

Annex B (normative)

Super classes

B.1 General

These are classes (shown in Table B.1 to Table B.15) that are used as attributes in other classes for constructing a profile.

B.2 CurveStyle class

Table B.1 – CurveStyle class

Core: CurveStyle	
Attribute	Data Type
constantYValue	string = "constantYValue"
straightLineYValues	string = "straightLineYValues"

B.3 DERCurveData class

Table B.2 – DERCurveData class

DERCurveData		
Attribute	Data Type	Cardinality
intervalNumber	Integer	[0..1]
maxYValue	float	[0..1]
minYValue	float	[0..1]
nominalYValue	float	[0..1]
timestamp	dateTime	[0..1]

B.4 DERFunction class

The DERFunction class is used to share information with a requesting system about which DER functions the responding system can support.

Table B.3 – DERFunction class

DERFunction			
Attribute	Data Type	Cardinality	Comments
connectDisconnect	boolean	[0..1]	
frequencyWattCurve	boolean	[0..1]	
maxRealPowerLimiting	boolean	[0..1]	
rampRateControl	boolean	[0..1]	
reactivePowerDispatch	boolean	[0..1]	
realPowerDispatch	boolean	[0..1]	
voltageRegulation	boolean	[0..1]	
voltVarCurve	boolean	[0..1]	
voltWattCurve	boolean	[0..1]	
DERNamePlate	DERNamePlate	[1..1]	See Appendix B DERNamePlate table

B.5 DERMonitorableParameter class

This class is used to determine which capability is going to be dispatched and what interval.

Table B.4 – DERMonitorableParameter class

DERNamePlate		
Attribute	Data Type	Cardinality
DERParameter	DERParameterKind	[1..1]
flowDirection	flowDirectionKind	[0..1]
yMultiplier	UnitMultiplier	[1..1]
yUnit	DERUnitSymbol	[1..1]
yUnitInstalledMax	float	[0..1]
yUnitInstalledMin	float	[0..1]
DispatchSchedule	DispatchSchedule	[1..*]

B.6 DERNamePlate class

This class is used to indicate which attributes are supported from the list of IEEE 1547 capabilities.

Table B.5 – DERNamePlate

DERMonitorableParameter			
Attribute	Data Type	Cardinality	Comments
activePowerRating	ActivePower	[1..1]	Active power rating at unity power factor (per IEEE 1547)
overexcitedActivePowerRating	ActivePower	[1..1]	Active power rating at specified over-excited power factor (per IEEE 1547)
overexcitedPowerFactor	PerCent	[1..1]	Specified over-excited power factor (per IEEE 1547)
underexcitedActivePowerRating	ActivePower	[1..1]	Active power rating at specified under-excited power factor (per IEEE 1547)
maxApparentPower	ApparentPower	[1..1]	Apparent power maximum rating (per IEEE 1547)
normalOperatingPerformanceCategory	normalOperatingPerformanceCategory	[1..1]	See Enumerations
abnormalOperatingPerformanceCategory	abnormalOperatingPerformanceCategory	[1..1]	See Enumerations
internationalIslandCategory	internationalIslandCategory	[0..1]	String
maxInjectedReactivePower	ReactivePower	[1..1]	Reactive power injected maximum rating (per IEEE 1547)
maxAbsorbedReactivePower	ReactivePower	[1..1]	Reactive power absorbed maximum rating (per IEEE 1547)
maxActivePowerCharge	ActivePower	[1..1]	Maximum active power charge rating in watts (per IEEE 1547)
maxApparentPowerCharge	ApparentPower	[1..1]	Maximum active power charge rating in watts (per IEEE 1547)
nominalACVoltage	Voltage	[1..1]	Nominal AC voltage rating in RMS volts (per IEEE 1547)

DERMonitorableParameter			
Attribute	Data Type	Cardinality	Comments
maxACVoltage	Voltage	[1..1]	Maximum AC voltage rating in RMS volts (per IEEE 1547)
minACVoltage	Voltage	[1..1]	Minimum AC voltage rating in RMS volts (per IEEE 1547)
supportedControlModeFunction	string	[1..1]	Supported Control Mode Functions (per IEEE 1547)
manufacturerName	string	[0..1]	Manufacturer Name (per IEEE 1547)
modelName	string	[0..1]	Model Number (per IEEE 1547)
serialNumber	string	[0..1]	Serial Number (per IEEE 1547)
firmwareVersion	String	[0..1]	Firmware Version (per IEEE 1547)

B.7 DispatchSchedule class

This class indicates the curve style and interval types for a given DERGroup dispatch.

Table B.6 – DispatchSchedule

DispatchSchedule			
Attribute	Data Type	Cardinality	Comments
curveStyleKind	CurveStyle	[1..1]	
startTime	dateTime	[1..1]	
timeIntervalDuration	integer	[1..1]	
timeIntervalUnit	TimeIntervalKind	[1..1]	See enumerations, Annex B
DERCurveData	DERCurveData	[1..*]	

B.8 EndDevice class

The class is used to identify an individual DER.

Table B.7 – EndDevice

EndDevice			
Attribute	Data Type	Cardinality	Comments
mriD	string	[0..1]	While a string, the string should be restricted to a GUID
Names	Names	[0..1]	See Names class in Annex B

B.9 EndDeviceGroup class

Used from the metering package in the CIM, EndDeviceGroup facilitates the management of groups of EndDevices. Smart Inverters in the DER context, are types of EndDevices, so this class is leveraged to manage groups of DER.

Table B.8 – EndDeviceGroup class

Metering: EndDeviceGroup		
Attribute	Data Type	Cardinality
status	Status	[0..1]
type	string	[0..1]
version	Version	[0..1]

B.10 EndDeviceGroup (constrained) for dispatches and forecasts

Like the EndDeviceGroup class in A.12, this is used to identify the DERGroup. However, the EndDeviceGroup in this use has an additional element: DERMonitorableParameter. In the constrained version DERMonitorableParameter is required.

Table B.9 – EndDeviceGroup (constrained) dispatches class

Metering: EndDeviceGroup			
Attribute	Data Type	Cardinality	Comments
mRID	string	[0..1]	While a string, the string should be restricted to a GUID
DERMonitorableParameter	DERMonitorableParameter	[1..1]	
Names	Name	[0..*]	

B.11 EndDeviceGroup (unconstrained) for dispatches and forecasts

Table B.10 – EndDeviceGroup (unconstrained) for dispatches and forecasts

Metering: EndDeviceGroup			
Attribute	Data Type	Cardinality	Comments
mRID	string	[0..1]	While a string, the string should be restricted to a GUID
DERMonitorableParameter	DERMonitorableParameter	[0..1]	
Names	Name	[0..*]	

B.12 Names

Alternative identifier to mRID.

Table B.11 – Names

Core: Names		
Attribute	Data Type	Cardinality
name	string	[1..1]
nameType	NameType	[0..1]

B.13 NameType

This is used to indicate what kind of name is the Name in the Name class.

Table B.12 – NameType

Core: NameType		
Attribute	Data Type	Cardinality
description	string	[0..1]
name	string	[1..1]
nameTypeAuthority	string	[0..1]

B.14 NameTypeAuthority

Authority responsible for managing names (of this type).

Table B.13 – NameTypeAuthority

Core: NameTypeAuthority		
Attribute	Data Type	Cardinality
description	string	[0..1]
name	string	[1..1]

B.15 Status class

Table B.14 – Status class

Status		
Attribute	Type	Cardinality
dateTime	dateTime	[0..1]
reason	String	[0..1]
Remark	String	[0..1]
Value	String	[0..1]

B.16 Version class

In the context of DERGroups, may be used to track changes when an individual DER has been added to or removed from a DERGroup.

Table B.15 – Version class

Attribute	Type	Cardinality
date	dateTime	[0..1]
major	Integer	[0..1]
minor	Integer	[0..1]
revision	Integer	[0..1]

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61968-5:2020

Annex C (normative)

Enumerated classes

C.1 General

Enumerated classes, as shown in Table C.1 to Table C.7, are restricted lists of options. The base class is often a string data type, but instead of allowing any string, restricts the string to a specific value.

C.2 abnormalOperatingPerformanceCategory enumeration class

This enumeration is used to indicate which abnormal operating performance category a DER may be in.

Table C.1 – abnormalOperatingPerformanceCategory

abnormalOperatingPerformanceCategory (enumeration)	
Attribute	Data Type
CAT I	String = "CAT I"
CAT II	String = "CAT II"
CAT III	String = "CAT III"

C.3 DERParameterKind enumeration class

Table C.2 – DERParameterKind

DERParameterKind	
Attribute	Data Type
apparentPower	String = "apparentPower"
activePower	String = "activePower"
reactivePower	String = "reactivePower"
highFilterBiDirectionalRegulation	String = "highFilterBiDirectionalRegulation"
lowFilterBiDirectionalRegulation	String = "lowFilterBiDirectionalRegulation"
highFilterUpRegulation	String = "highFilterUpRegulation"
lowFilterUpRegulation	String = "lowFilterUpRegulation"
highFilterDownRegulation	String = "highFilterDownRegulation"
lowFilterDownRegulation	String = "lowFilterDownRegulation"
increasingRampRate	String = "increasingRampRate"
decreasingRampRate	String = "decreasingRampRate"
voltage	String = "voltage"

C.4 DERUnitSymbol

Table C.3 – DERUnitSymbol

DERUnitSymbol		
Attribute	Data Type	Comment
A	string = "A"	Current in Ampere.
Ah	string = "Ah"	Ampere-hours, Ampere-hours.
As	string = "As"	Ampere seconds (A·s).
Btu	string = "Btu"	Energy, British Thermal Unit.
Hz	string = "Hz"	Frequency in Hertz (1/s).
V	string = "V"	Electric potential in Volt (W/A).
VA	String = "VA"	Apparent power in Volt Ampere (See also real power and reactive power.)
rhVAh	String = "Vah"	Apparent energy in Volt Ampere hours.
VAR	String = "VAR"	Reactive power in Volt Ampere reactive. The "reactive" or "imaginary" component of electrical power ($V \sin(\phi)$). (See also real power and apparent power.)
VARh	String = "VARh"	Reactive energy in Volt Ampere reactive hours.
VPerVA	String = "VPerVA"	Power factor, PF, the ratio of the active power to the apparent power. Note: The sign convention used for power factor will differ between IEC meters and EEL (ANSI) meters. It is assumed that the data consumers understand the type of meter being used and agree on the sign convention in use at any given utility.
VperVAR	String = "VperVAR"	Power factor, PF, the ratio of the active power to the apparent power. Note: The sign convention used for power factor will differ between IEC meters and EEL (ANSI) meters. It is assumed that the data consumers understand the type of meter being used and agree on the sign convention in use at any given utility.
Vh	String = "Vh"	Volt-hour, Volt hours.
Vs	String = "Vs"	Volt second (Ws/A).
W	String = "W"	Real power in Watt (J/s). Electrical power may have real and reactive components. The real portion of electrical power (I^2R or $V \cos(\phi)$), is expressed in Watts. (See also apparent power and reactive power.)
WPerA	String = "WPerA"	Active power per current flow, watt per Ampere.
WPers	String = "WPers"	Ramp rate in Watt per second.
Wh	String = "Wh"	Real energy in Watt hours.
deg	String = "deg"	Plane angle in degrees.
degC	String = "degC"	Relative temperature in degrees Celsius.
h	String = "h"	Time, hour = 60 min = 3600 s.
min	String = "min"	Time, minute = 60 s.
ohm	String = "ohm"	Electric resistance in ohm (V/A).
ohmPerm	String = "ohmPerm"	Electric resistance per length in ohm per metre ((V/A)/m).
ohmm	String = "ohmm"	resistivity, Ohm metre, (ρ).
onePerHz	String = "onePerHz"	Reciprocal of frequency (1/Hz).
therm	String = "therm"	Energy, Therm

C.5 FlowDirectionKind enumeration class

Table C.4 – FlowDirectionKind

Metering: FlowDirectionKind (enumeration)	
Attribute	Data Type
none	string = "0"
forward	string = "1"
lagging	string = "2"
leading	string = "3"
net	string = "4"
q1plusQ2	string = "q1plusQ2"
q1plusQ3	string = "q1plusQ3"
q1plusQ4	string = "q1plusQ4"
q1minusQ4	string = "q1minusQ4"
q2plusQ3	string = "q2plusQ3"
q3plusQ4	string = "q3plusQ4"
q3minusQ2	string = "q3minusQ2"
quadrant1	string = "quadrant1"
quadrant2	string = "quadrant2"
quadrant3	string = "quadrant3"
quadrant4	string = "quadrant4"
reverse	string = "reverse"
total	string = "total"
totalByPhase	string = "totalByPhase"
q5	string = "inductive"
q6	string = "capacitive"

C.6 normalOperatingPerformanceCategory enumeration class

Used within the DERNamePlate class to indicate which normal operating category the DER will utilize.

Table C.5 – normalOperatingPerformanceCategory

normalOperatingPerformanceCategory (enumeration)	
Attribute	Data Type
CAT A	String = "CAT A"
CAT B	String = "CAT B"

C.7 TimeIntervalKind enumeration class

Used in DERGroup forecasts profile to set the time context of a forecast.

Table C.6 – TimeIntervalKind

TimeIntervalKind (enumeration)	
Attribute	Data Type
Y	String = "Y"
M	String = "M"
D	String = "D"
h	String = "h"
m	String = "m"
s	String = "s"

C.8 UnitMultiplier enumeration class

The unit multipliers defined for the CIM. When applied to unit symbols that already contain a multiplier, both multipliers are used. For example, to exchange kilograms using unit symbol of kg, one uses the "none" multiplier, to exchange metric ton (Mg), one uses the "k" multiplier.

Table C.7 – UnitMultiplier

UnitMultiplier		
Attribute	Data Type	Comment
E	string = "E"	Exa
G	string = "G"	Giga
M	string = "M"	Mega
P	string = "P"	Peta
T	string = "T"	Tera
Y	string = "Y"	Yotta
Z	string = "Z"	Zetta
a	string = "a"	Atto
c	string = "c"	Centi
d	string = "d"	Deci
da	string = "da"	Deca
f	string = "f"	Femto
h	string = "h"	Hecto
k	string = "k"	Kilo
m	string = "m"	Milli
micro	string = "micro"	Micro
n	string = "n"	Nano
none	string = "none"	None (No multiplier)
p	string = "p"	Pico
y	string = "y"	Yocto
z	string = "z"	Zepto

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 Prévion 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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61968-5:2020

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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61968-5:2020

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 de 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)

3 Termes, définitions et termes abrégés

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC 60050-300, l'IEC TS 61968-2, l'IEC 62051 et l'IEC 62055-31 ainsi que les suivants s'appliquent.

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

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

En cas de différence entre les définitions du présent document et celles des autres normes IEC citées en référence, celles définies dans l'IEC TS 61968-2 doivent prévaloir sur les autres, et celles définies dans le présent document doivent prévaloir sur celles de l'IEC TS 61968-2.

3.1 Termes et définitions

3.1.1

système de gestion des ressources énergétiques réparties (DERMS)

système qui, au nom des autres systèmes intéressés, gère les communications et la commande des DER individuelles (et peut le faire au moyen d'un éventail de protocoles de messages de terrain), rassemble ces informations et communique avec d'autres systèmes de l'entreprise (un profil DMS, par exemple)

Note 1 à l'article: L'abréviation "DERMS" est dérivée du terme anglais développé correspondant "Distributed Energy Resource Management System".

3.2 Termes abrégés

CIM	Common Information Model (modèle d'information commun)
DER	Distributed Energy Resources (ressources énergétiques réparties)
DERMS	Distributed Energy Resources Management System (système de gestion des ressources énergétiques réparties)
DMS	Distribution Management System (système de gestion de distribution)
EMS	Energy Management System (système de gestion de l'énergie)
IEC	International Electrotechnical Commission (commission électrotechnique internationale)
UML	Unified Modelling Language (langage de modélisation unifié)
UUID	Universally Unique IDentifier (identifiant unique universel)
XSD	XML Schema Definition (définition de schéma XML)
AMI	Advanced Metering Infrastructure (infrastructure de comptage avancée)

4 Conventions

4.1 Schémas UML

Le présent document utilise des diagrammes comportementaux UML normalisés, et de manière spécifique, des diagrammes de séquence pour illustrer l'intégration entre le DERMS et d'autres systèmes d'entreprise ou hébergés qui souhaitent échanger des informations avec le DERMS, ou entre des systèmes d'entreprise et un DERMS hébergé ou réparti.

4.2 Unités de mesure dans les profils DER d'intégration par les entreprises

Les profils IEC 61968-5 contiennent des éléments spécifiant la puissance active, réactive et apparente, et la tension. Les unités de mesure pour ces grandeurs sont kW, kVAr, kVA et V, respectivement.

Caractéristiques du DERMS

A un niveau élevé, un DERMS présente quatre caractéristiques:

- agrégation – le DERMS facilite le groupement de DER individuelles en une ressource agrégée;
- simplification – le DERMS gère les caractéristiques granulaires des réglages DER et présente des services simples à l'opérateur système;
- optimisation – il convient que le DERMS optimise l'utilisation des DER dans différents groupes afin d'obtenir le résultat souhaité pour un coût minimal et une qualité de puissance maximale. De plus, si les types de DER gérées dans un groupe sont hétérogènes, il convient que le DERMS sache comment exploiter au mieux la DER individuelle pour obtenir un résultat spécifié. Cela peut impliquer de propager de manière égale une demande parmi toutes les DER individuelles d'un groupe ou de détenir un algorithme qui détermine la manière de répondre au mieux à une demande;
- traduction – une DER individuelle peut parler plusieurs langages, en fonction de son type et de son échelle. Il convient que le DERMS gère ces différents langages et les présente de manière cohérente à l'entité appelante en amont.

Toutefois, il convient que le lecteur n'oublie pas que le domaine d'application de la présente spécification ne porte pas sur le comportement du DERMS ni sur la manière dont il gère la communication avec une DER individuelle, mais spécifiquement sur la communication entre un DERMS et d'autres systèmes d'entreprise ou tiers dans un mode de fonctionnement B2B (business-to-business). De plus, il convient que le lecteur n'attribue aucune logique métier dans ces messages. La présente spécification ne formule aucune recommandation quant au bien-fondé d'une mise en œuvre donnée (par exemple, l'aptitude d'une DER donnée à être associée

à d'autres types de DER en fonction de l'emplacement ou de la capacité). Il convient que ce type de logique métier soit contenu dans le DERMS et qu'il ne soit pas proscrit dans les messages associés.

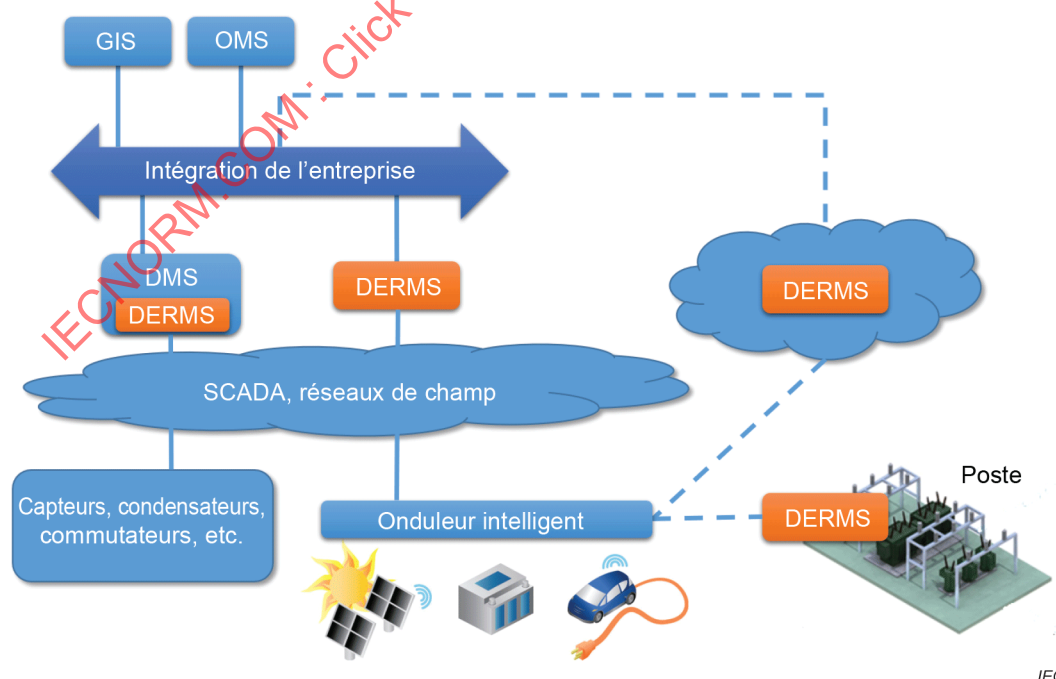
5 Cas d'utilisation d'intégration par les entreprises DER

5.1 Généralités

Le DERMS fonctionne avec des groupes de DER, de manière à pouvoir gérer en agrégat les demandes formulées du DERMS pour un comportement dans le système électrique. Cette agrégation dispense l'opérateur système de gérer chaque DER individuellement, une situation devenant plus problématique au fur et à mesure de l'augmentation de la pénétration de DER dans le système électrique. A cet effet, ces cas d'utilisation mettent l'accent sur la création et la maintenance des groupes de DER, la découverte de capacité, le branchement/débranchement de DER, la surveillance et la prévision de statut de ces groupes, et la répartition de la puissance et de la tension.

Théoriquement, dans une entreprise de distribution traditionnelle, le DERMS peut être un système EDGE s'apparentant à un frontal de système AMI. A l'instar du frontal de système AMI qui extrait le statut, les événements et les données mesure des compteurs et peut leur envoyer des messages de commande, un DERMS extrait le statut d'un onduleur intelligent et peut lui envoyer des messages de commandes (répartir les demandes). Même s'il s'agit de la configuration nominale, la présente spécification ne formule aucune prescription en matière d'architecture. Le DERMS peut être un système EDGE traditionnel, peut être englobé dans un DMS, peut être hébergé par un agrégateur dans le cloud ou il peut s'agir d'un "DERMS prêt à l'emploi" dans un poste (voir Figure 1).

Cette architecture prend pour hypothèse qu'il existe un onduleur intelligent avec lequel la communication peut avoir lieu. Dans certains cas, la DER se trouve dans le réseau de distribution, mais elle est "muette", sans aucune possibilité de communiquer avec des systèmes de gestion. Ces types de DER sont hors du domaine d'application de la présente spécification.



IEC

Figure 1 – Options architecturales pour les déploiements de DERMS

Il convient également de souligner que la présente spécification pour l'intégration par les entreprises est le domaine approprié conformément à l'architecture de référence (voir Figure 2).

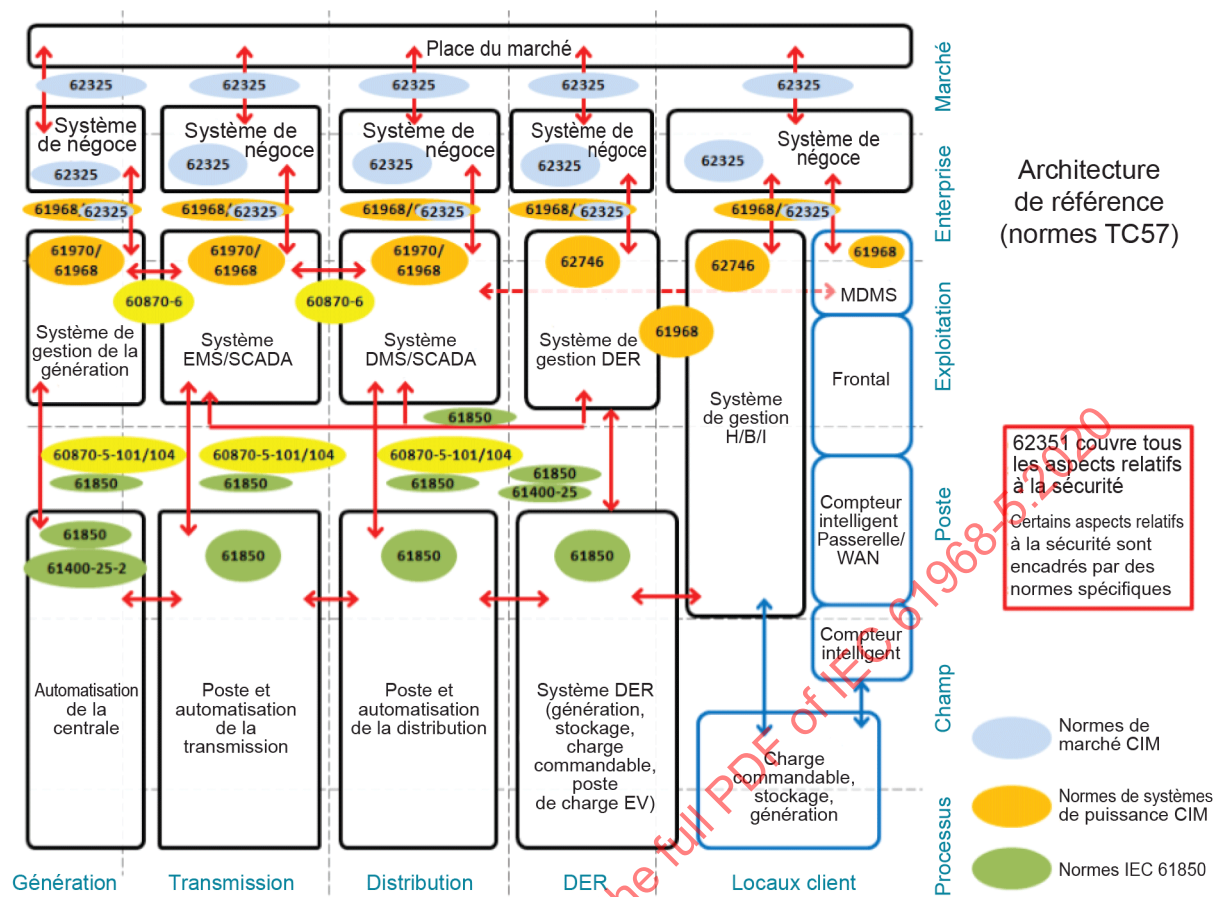


Figure 2 – Architecture de référence, IEC TR 62357-1:2016

En outre, le domaine d'application de la présente norme se limite aux fonctions de commande de DER en agrégat, et non aux motivations ou événements en fonction du marché qui peuvent conduire à cette commande.

Comme le montre la Figure 2 de l'IEC TR 62357-1:2016, la communication d'entreprise entre un DERMS et d'autres systèmes d'entreprise entre dans le cadre de l'IEC 61968, alors que la communication entre un DERMS et la DER réelle (ou de manière plus spécifique, les onduleurs intelligents associés à la DER), au sein de l'IEC, relève de l'IEC 61850, même si d'autres normes et protocoles sont également utilisés (IEEE 1815 (DNP), IEEE 2030.5, Sunspec Modbus et OpenFMB, par exemple). L'intégration basée sur le CIM peut également être réalisée de la manière décrite dans l'IEC 62325-301 et l'IEC 62361-100.

A l'issue du travail ayant mené à la création de l'IEC 61850-90-7, un groupe d'intervenants de l'industrie s'est réuni pour déterminer les besoins des opérateurs de distribution. Il a été déterminé que les opérateurs, au fur et à mesure de l'augmentation de la pénétration de DER dans le réseau de distribution, ne souhaitent pas gérer la communication avec les DER individuelles, mais plutôt communiquer avec un système de gestion pour gérer les DER en agrégat. Cette gestion des DER en agrégat exige que l'intégration par les entreprises facilite les "conversations" avec d'autres systèmes d'entreprise (un DMS ou un GIS, par exemple).

Les cas d'utilisation couverts dans le présent document sont:

- la création de groupe de DER;
- la maintenance de groupe de DER;
- le statut et la surveillance de groupe de DER;
- la prévision de groupe de DER;

- la répartition de groupe de DER;
- le contrôle du taux de rampe de tension du groupe de DER;
- le branchement/débranchement du groupe de DER;
- la découverte de capacité du groupe de DER.

5.2 Création de groupe de DER

5.2.1 Généralités

Le processus d'identification de l'ensemble prévu de DER est un préalable nécessaire aux autres fonctions de groupe de DER. Il est également nécessaire d'assurer la maintenance de ce groupement, de manière à ce qu'il soit possible de surveiller et de gérer les DER à un niveau plus élevé, en mettant l'accent sur les attributs, les impacts et les opportunités, étant donné qu'ils sont liés au système de distribution plutôt qu'à des installations ou dispositifs de DER individuelles.

5.2.2 Exigences de groupement

Le groupe d'intérêt d'intégration par les entreprises a identifié les exigences et contraintes répertoriées dans le Tableau 4 pour l'identification des ensembles de DER.

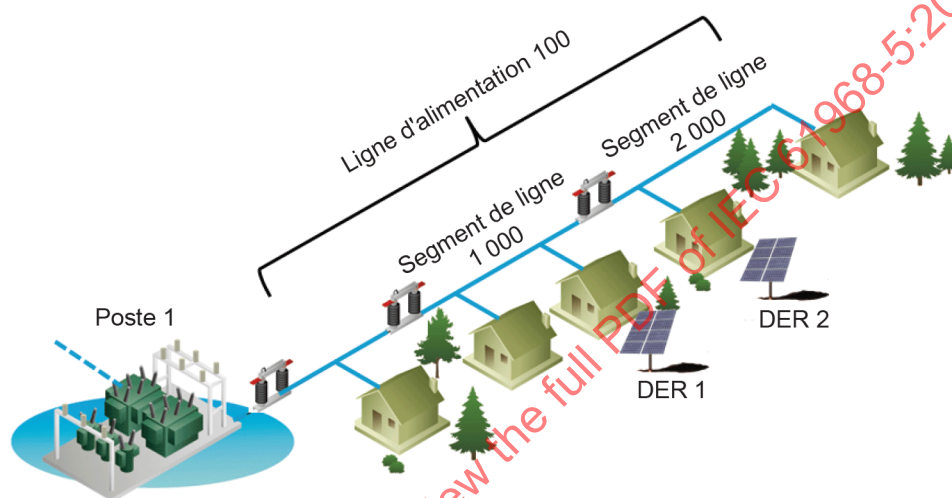
Tableau 4 – Exigences fonctionnelles de groupement de DER

Exigence	Description
GR:1 Taille du groupe	Des "groupes" d'un ou de plusieurs éléments doivent être possibles.
GR:2 Groupement par niveau de système électrique	Dans différentes circonstances et différents cas d'utilisation, il peut s'avérer nécessaire d'être en mesure de surveiller et de gérer les DER à différents niveaux du système électrique, y compris: • par poste; • par circuit/bus; • par ligne d'alimentation; • par segment de ligne d'alimentation (conducteur contigu entre les organes de coupure); • par îlot ou microréseau (campus, installation industrielle); • par dispositif individuel; • par rectangle lat/lon.
GR:3 Groupement en fonction d'autres attributs	Dans différentes circonstances et différents cas d'utilisation, il peut s'avérer nécessaire d'être en mesure de surveiller et de gérer les DER à différents niveaux du système électrique, y compris: • par phase de circuit – par exemple, un DMS peut définir des groupes séparés pour des DER monophasées connectées aux phases A, B et C, et peut demander leur statut individuellement; • par type de DER – par exemple, un DMS peut créer des groupes séparés pour les systèmes PV, les systèmes de stockage sur batterie, les véhicules électriques ou d'autres types de DER; • par propriétaire de DER – par exemple, toutes les DER détenues par l'entreprise de distribution ou un client particulier peuvent être affichées et gérées collectivement; • par inscription au programme ou accord contractuel; • toutes les combinaisons de niveaux d'agrégation ou d'attributs supplémentaires.

5.2.3 Défis posés par les configurations de système de distribution dynamique

Au départ, il a été estimé que dans chaque demande de surveillance ou commande de gestion, des informations d'identification du niveau d'agrégation du système électrique pouvaient être transmises (le poste, la ligne d'alimentation, etc.), telles qu'identifiées dans le Tableau 4. Cette prise en considération reposait sur l'idée selon laquelle chaque DER pouvait être associée à un certain poste, une certaine ligne d'alimentation, un certain segment, etc. Toutefois, cette approche s'est révélée peu pratique dans de nombreux cas en raison de la nature potentiellement dynamique des configurations de circuit de distribution. Le problème est représenté dans les figures suivantes.

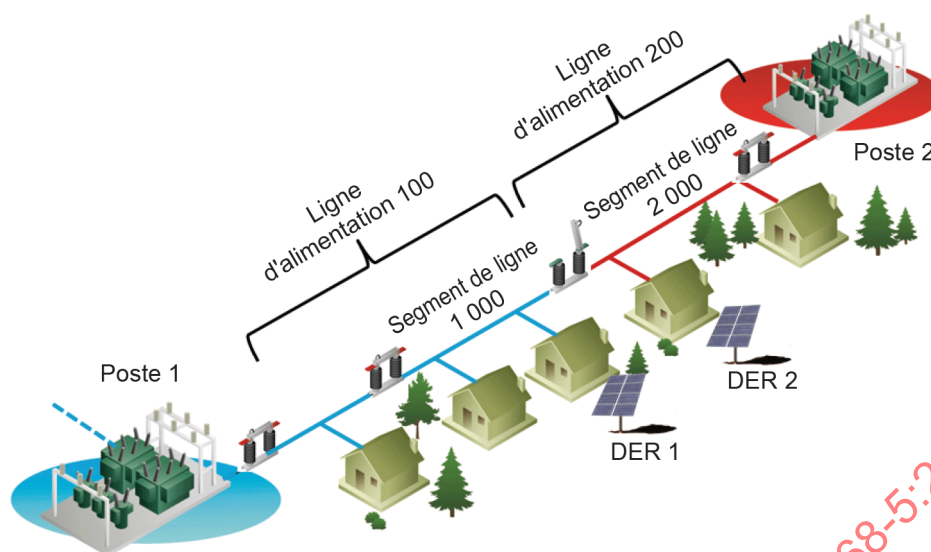
La Figure 3 représente une ligne en antenne simple qui sort d'un poste et se dirige vers une fin de ligne en passant par une série d'organes de coupure. Dans ce type de cas, il est par exemple possible d'associer DER2 à Poste 1, Ligne d'alimentation 100 et Segment de ligne 2000.



IEC

Figure 3 – Exemple de ligne en antenne

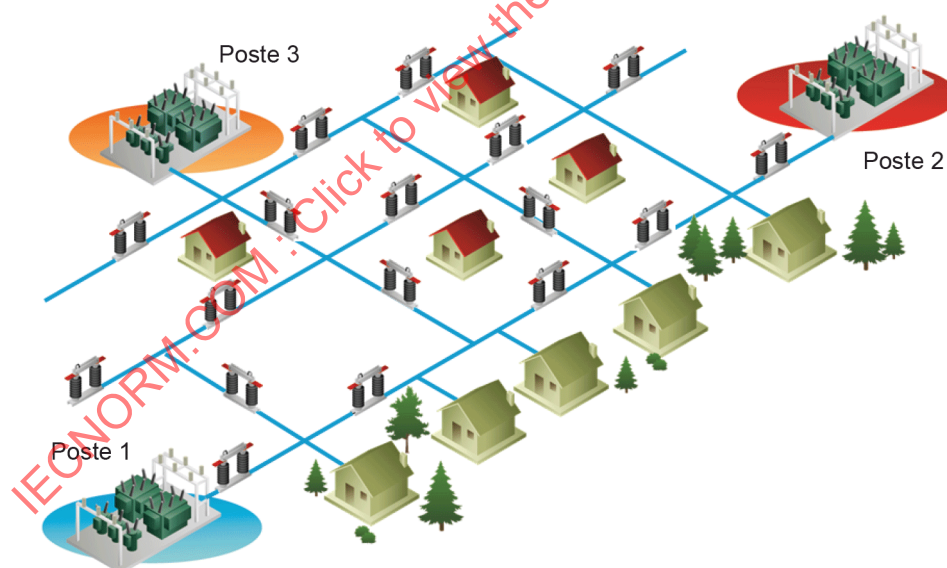
La Figure 4 représente une disposition plus complexe dans laquelle deux postes sont impliqués. Comme le montre la figure, un organe de coupure ouvert sépare le système en deux sections, une associée à chaque poste. Dans les dispositions de ce type, différents organes de coupure peuvent être ouverts ou fermés, décalant les segments de ligne (charge et DER) d'un poste à un autre. Dans des scénarios de ce type, les DER ne peuvent pas être associées de manière statique à un poste donné, et le concept de "ligne d'alimentation" est défini de manière dynamique par les positions d'organe de coupure.



IEC

Figure 4 – Exemple de ligne d'alimentation avec un autre poste

La Figure 5 représente un autre degré de complexité: un réseau de distribution dans lequel plusieurs postes sont impliqués, le réseau de distribution pouvant être alimenté par un ou plusieurs postes. Les dispositions de ce type ne sont pas encore très répandues, mais elles existent et démontrent les difficultés rencontrées lors d'une tentative d'association d'une DER à un poste, une ligne d'alimentation ou un segment de ligne particulier.



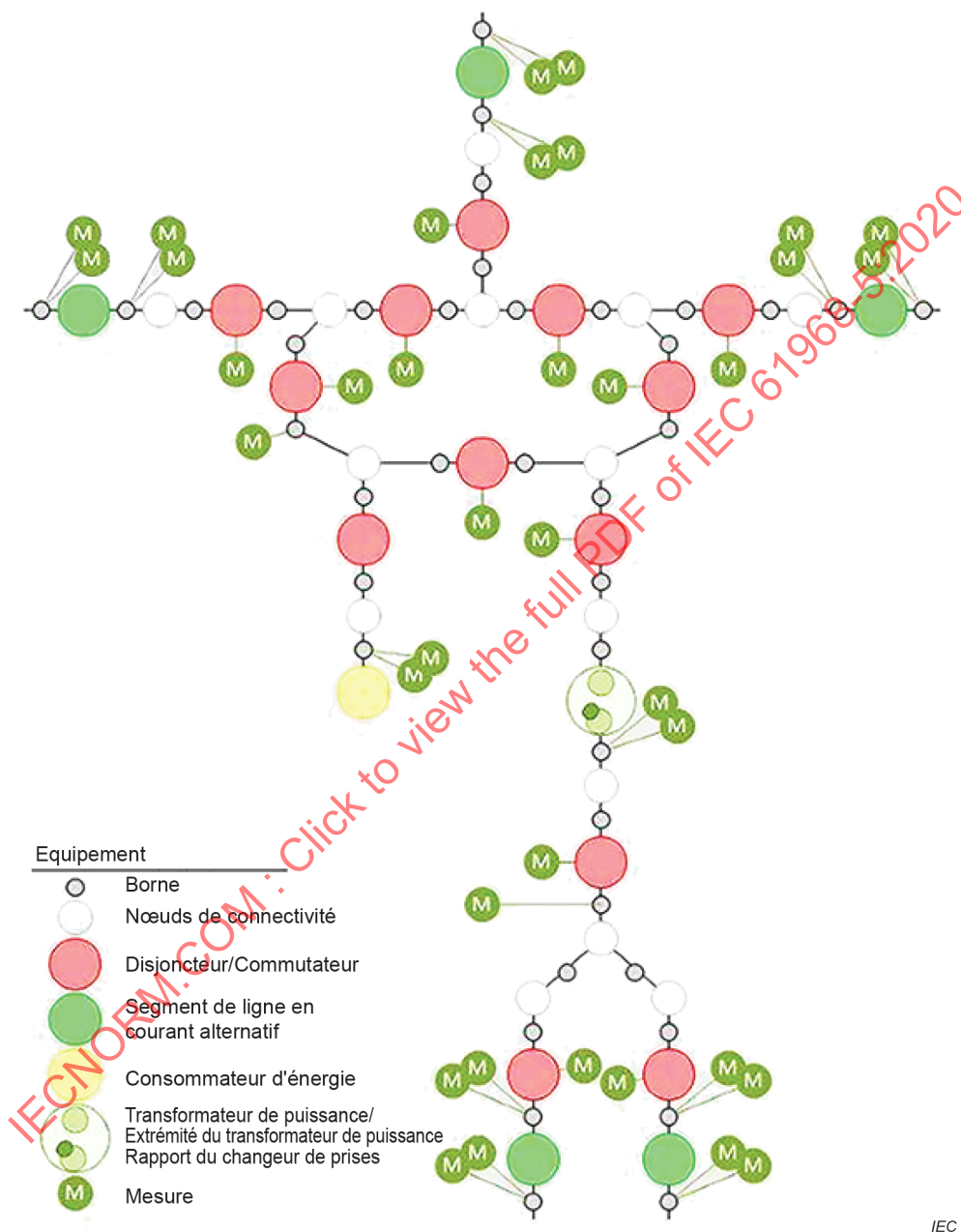
IEC

Figure 5 – Exemple de réseau de distribution interconnecté

Les entités qui souhaitent surveiller ou gérer les DER transmettent des informations qui peuvent être utilisées par l'entité prestataire pour déterminer la DER qu'il convient d'impacter ou de représenter dans la réponse. Les réponses de statut donnent des informations agrégées pour la plage de DER indiquée par la demande.

5.2.4 Défis posés par les modèles d'information d'entreprise

Un examen du modèle d'information commun (CIM) de l'IEC a révélé que la nature dynamique des configurations de circuit de distribution a déjà été reconnue et que les dispositifs, DER ou autres, sont en principe identifiés uniquement avec la borne à laquelle ils sont connectés. La Figure 6 représente certains concepts de modèle.



IEC

Figure 6 – Présentation du modèle d'information commun

Même si les DER ne sont pas représentées dans ce schéma, elles peuvent être considérées de manière semblable au cercle jaune qui représente un consommateur d'énergie. Comme l'indique la légende du schéma, les connexions électriques à un élément du modèle sont appelées "Bornes", lesquelles sont reliées par des "Nœuds de connectivité".

Le CIM définit un "segment de ligne en courant alternatif", qui est toutefois différent des segments de ligne représentés dans les Figures 3 à 5. Dans le CIM, un "segment de ligne en courant alternatif" est un conducteur transportant le même courant sur toute sa longueur, sans charge ni génération en route. En d'autres termes, à chaque point auquel est connecté un dispositif de charge ou de génération correspond un "Nœud de connectivité" dans le modèle, ce nœud étant précédé et suivi de segments de ligne en courant alternatif distincts. Ce niveau de détail permet au modèle d'inclure les impédances et d'être utilisé pour l'analyse de flux de puissance.

De cette manière, les bornes des éléments individuels sont des attributs constants, et le sens de l'appartenance à une "ligne d'alimentation" ou à un "poste" est déterminé de manière dynamique uniquement, en traitant le modèle d'un nœud de connectivité à un autre.

5.2.5 Utilisation de groupes définis de manière arbitraire pour l'agrégation de DER

Compte tenu des défis identifiés dans la section précédente, une approche s'appuyant sur des groupes définissables de manière arbitraire a été développée. L'idée de base consiste à faire précéder les messages de surveillance et de gestion des DER par un processus de définition de groupement de DER. Il est alors possible pour une application de définir des groupements de DER en fonction de la logique qui l'intéresse. Cela permet également à l'entité qui fournit le service DER (un DERMS, par exemple) de ne pas être obligée de consulter et de traiter le modèle de connectivité en temps réel.

L'approche représentée à la Figure 7 porte sur une interaction demande/réponse dans laquelle un DERGroup est défini par une entité (l'entité de formation de groupe, par exemple, comme un DMS) et fourni à une ou plusieurs entités de reconnaissance de groupe (un ou plusieurs DERMS, par exemple).

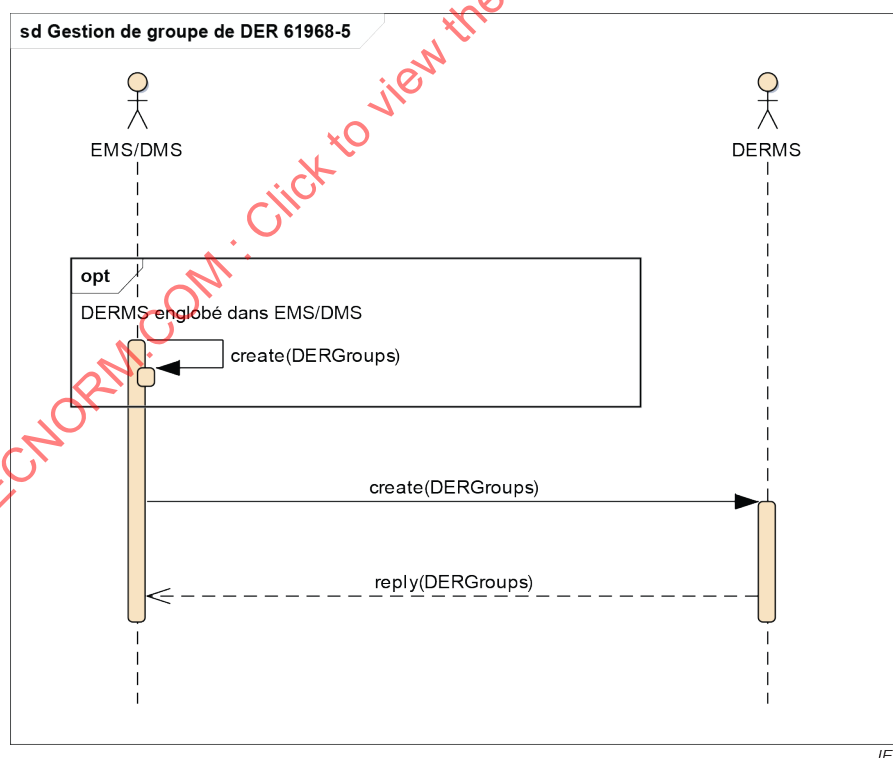


Figure 7 – Modèle d'échange de message Demande/Réponse pour la création d'un DERGroup

Cette interaction, qui est assurée à l'aide de la version "contrainte" du profil DERGroups de l'Article A.2, peut se produire immédiatement avant une autre transaction (une demande et réponse Statut DER, par exemple) ou à tout moment qui précède cette transaction.

La Figure 8 représente une autre approche de messagerie pour le même scénario. Cet exemple utilise un message de notification (appelé message Stéréotype d'événement dans l'IEC 61968-100) plutôt qu'une interaction de message demande/réponse.

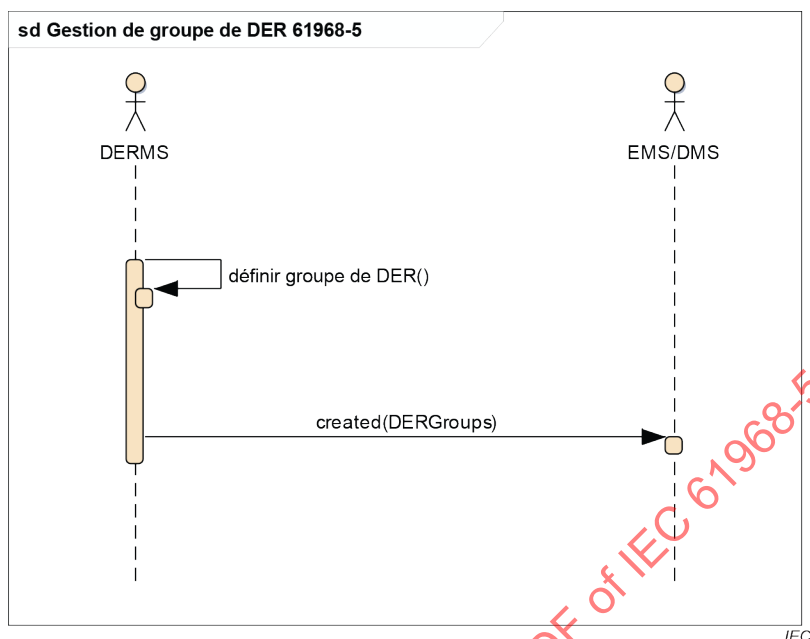


Figure 8 – Modèle d'échange de message de notification pour la création d'un DERGroup

Encore une fois, cette transaction est assurée à l'aide de la version "contrainte" du profil DERGroups de l'Article A.2. Noter que le verbe CIM n'est plus "create", mais "created". L'entité de reconnaissance de groupe (un EMS ou un DMS en l'occurrence) procéderait sans doute à l'instanciation du DERGroup après la réception du message de notification. Toutefois, dans ce modèle d'interaction, l'entité de formation de groupe ne reçoit pas la confirmation que l'entité de reconnaissance de groupe a bien instancié le groupe.

N'importe lequel des modèles de messagerie présentés prend en charge la création de groupes en lien avec l'un des niveaux d'agrégation souhaités, y compris par poste, par ligne d'alimentation, par segment de ligne, etc. (comme exigé au Tableau 4). Il ne s'agit pas d'imposer une approche d'intégration spécifique, en permettant, par exemple:

- à un DERMS de pouvoir traiter le modèle de système et définir ses propres groupements, mais sans exiger qu'il le fasse;
- à un DMS de pouvoir définir les groupes spécifiques présentant un intérêt pour ses processus. Cela peut inclure différents groupements qui seraient associés à différentes configurations de système électrique. Par exemple, dans l'agencement de circuit représenté à la Figure 4, un DMS peut définir un groupe pour toutes les DER connectées au Poste 1 (sur la ligne bleue) et un autre groupe pour toutes les DER connectées au Poste 2 (sur la ligne rouge). Si l'organe de coupure ouvert sur cette ligne est ensuite fermé et qu'un autre organe de coupure est ouvert, deux groupes différents peuvent être définis pour représenter cette autre configuration de circuit.

Noter que dans le CIM et dans les profils IEC 61968-5, les DERGroups sont des instances de l'objet CIM EndDeviceGroup. De la même manière, les DER individuelles (les membres d'un groupe) sont des instances de l'objet CIM EndDevice. La classe EndDevice est une représentation générique des dispositifs de terrain, la classe EndDeviceGroup fournissant un mécanisme permettant de les grouper. A l'origine, ces classes ont été définies dans l'IEC 61968-9 et utilisées pour la gestion de groupe de DER.

Concernant l'utilisation de "mRID", "timestamp" ou autres éléments d'en-tête des "fragments" XML, noter que ces attributs d'en-tête sont utilisés pour l'identification du profil de données échangé entre les systèmes d'envoi et de réception. En ce qui concerne la définition, l'utilisation et les composants des modèles d'intégration de messages bien formés, le lecteur est invité à se référer à l'IEC 61968-100:2013.

5.3 Maintenance de DERGroups

5.3.1 Généralités

Lorsqu'un groupe a été créé, un système peut déclencher une action de mise à jour du DERGroup en ajoutant, retirant ou mettant à jour les informations relatives à un ou plusieurs membres ou une ou plusieurs capacités. Pour ce faire, la version "non contrainte" du profil DERGroups présenté à l'Article A.3 est utilisée. La version non contrainte est utilisée de manière à n'inclure dans le message que les éléments du DERGroup ajoutés, modifiés ou mis à jour.

L'ajout et/ou la modification de membres et/ou de capacités est (sont) un processus direct faisant intervenir le verbe CIM "change" et le profil DERGroups, comme indiqué dans la première des deux interactions de la Figure 9.

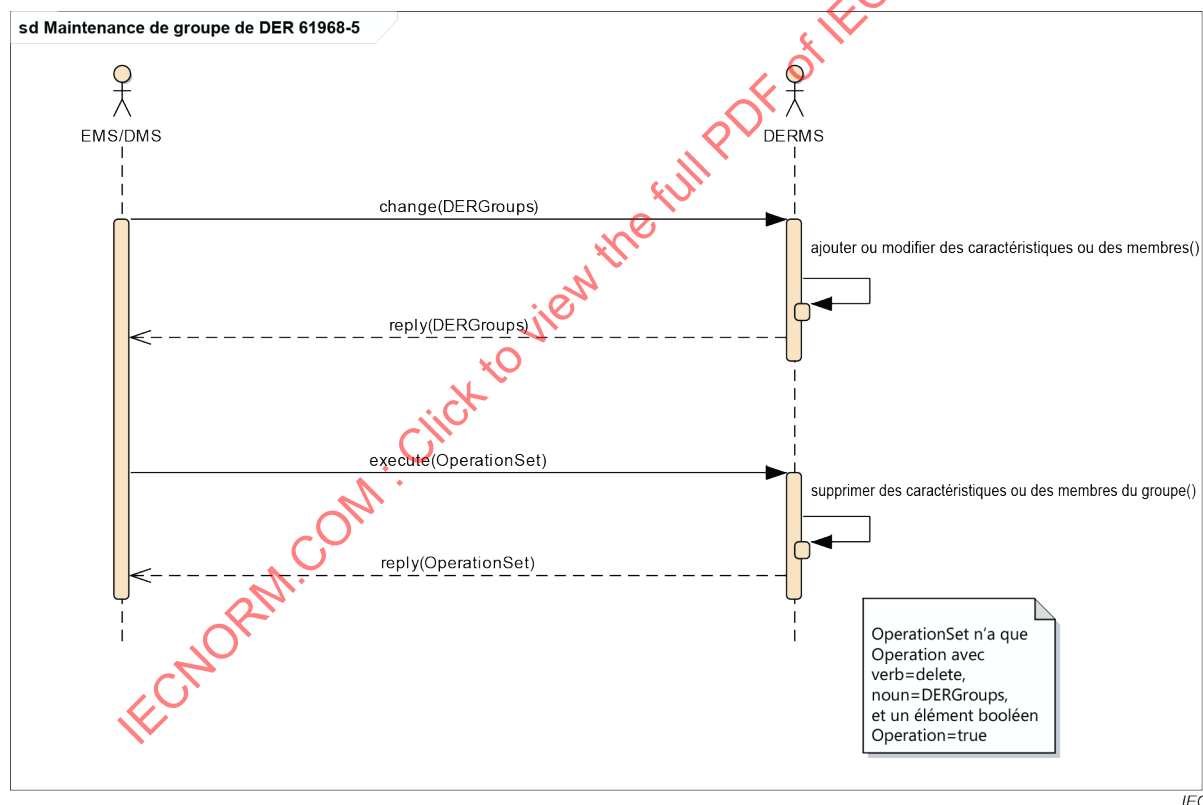


Figure 9 – Modèles d'échange de message prenant en charge l'ajout ou la modification de l'appartenance à DERGroup ou de capacités, ou la suppression d'un membre du groupe

La suppression d'une DER individuelle ou d'une capacité d'un groupe de DER exige d'utiliser le verbe CIM "execute" et OperationSet, comme indiqué dans la seconde des deux interactions de la Figure 9. Des informations supplémentaires relatives à l'utilisation des ensembles d'opérations peuvent être consultées à l'Annexe C.

La suppression d'un groupe de DER complet est un autre processus direct, qui utilise cette fois-ci le verbe CIM "delete" et le profil DERGroups (voir Figure 10).

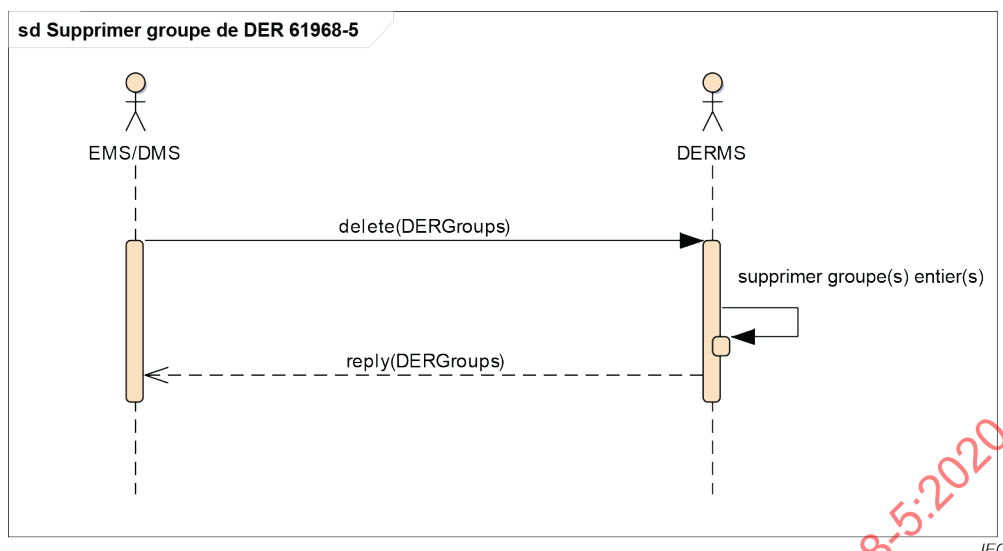


Figure 10 – Modèle d'échange de message reflétant la suppression d'un groupe de DER complet (delete)

Noter que même si elles ne sont pas représentées, les fonctions de maintenance de groupe de DER peuvent également utiliser des messages de stéréotype d'événement, comme dans l'exemple donné en 5.1.

5.3.2 Exemple de maintenance de groupe de DER

Prendre pour hypothèse qu'un groupe de DER existe et que le Names.name est "Groupe A". Ce groupe contient trois membres, lesquels, pour les besoins de cet exemple, disposent des mRID et des capacités de puissance active indiqués dans le Tableau 5. La capacité de puissance active totale de Groupe A est donc de 19,5 kW.

Tableau 5 – Exemple d'appartenance au Groupe A de la DER avant la mise à jour

mRID du membre de la DER	Capacité maximale
cabb102d-4ab6-42ff-b30b-b2a70922a929	2,5 kW
2cb43245-ed67-4751-b09c-028a0e65e004	5 kW
94928710-2ad2-4a0f-8f12-c6304c1e5b19	12 kW

L'enregistrement de ce groupe et les membres respectifs sont stockés dans le DERMS. Un opérateur système d'un DMS détermine qu'une nouvelle DER a été installée dans le réseau de distribution et décide de l'ajouter au Groupe A. Le mRID de cette nouvelle DER est "3092d3ae-c57e-4079-a4d4-543d024eea8c" et sa capacité de puissance active maximale assignée de 5 kW. Le DMS envoie un message en utilisant le verbe "change" et le nom DERGroups, comme indiqué dans la première interaction de la Figure 9.

L'exemple suivant représente un fragment XML de ce message de demande de modification, lorsque le format de sérialisation des données utilisé est XML:

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!--Sample XML file generated by XMLSpy v2015 rel. 4 sp1 (x64) (http://www.altova.com)-->
<RequestMessage xmlns="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message"
xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
xmlns:n1="http://www.altova.com/samplexml/other-namespace"
xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message Message.xsd">
  <Header>
    <Verb>change</Verb>
    <Noun>DERGroups</Noun>
    <Timestamp>2016-07-21T12:31:01-06:00</Timestamp>
    <MessageID>9f5e5644-7b5f-491a-b69a-077b6807b8c8</MessageID>
    <CorrelationID>a9aca27b-1bc1-4749-a729-c7cf40c86c4b</CorrelationID>
  </Header>
  <Payload>
    <DERGroups xmlns="http://iec.ch/TC57/2016/DERGroups#"
xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2016/DERGroups# DERGroups.xsd">
      <EndDeviceGroup>
        <DispatchablePowerCapability>
          <maxActivePower>24.5</maxActivePower>
        </DispatchablePowerCapability>
        <EndDevices>
          <mRID>3092d3ae-c57e-4079-a4d4-543d024eea8c</mRID>
        </EndDevices>
        <Names>
          <name>Group A</name>
        </Names>
      </EndDeviceGroup>
    </DERGroups>
  </Payload>
</RequestMessage>

```

L'identifiant Names.name "Groupe A" est utilisé de manière à ce que le DERMS sache quel groupe de DER est mis à jour. Dès la réception du message, le DERMS examine le contenu, constate qu'un nouveau membre a été ajouté (en raison d'un nouvel identifiant de DER qui n'existe pas dans le groupe actuel) et met à jour le groupe avec ce nouveau membre en capturant l'identifiant et ajoutant la capacité de ce membre à celle du groupe. Le Groupe de DER A contient désormais quatre membres et présente une capacité de puissance active maximale totale de 24,5 kW (voir Tableau 6).

Tableau 6 – Exemple de Groupe de DER A après l'ajout d'un quatrième membre

mRID du membre de la DER	Capacité
cabb102d-4ab6-42ff-b30b-b2a70922a929	2,5 kW
2cb43245-ed67-4751-b09c-028a0e65e004	5 kW
94928710-2ad2-4a0f-8f12-c6304c1e5b19	12 kW
3092d3ae-c57e-4079-a4d4-543d024eea8c	5 kW

Comme autre exemple, prendre pour hypothèse que l'opérateur DMS a été avisé que la DER dont le mRID est cabb102d-4ab6-42ff-b30b-b2a70922a929 a été mise hors service. Le DMS envoie un message au DERMS pour l'informer de cette action. Comme indiqué précédemment, la suppression d'un membre exige d'utiliser un OperationSet, si les messages SOAP utilisés sont conformes à l'IEC 61968-100:2013.

L'exemple suivant représente un fragment XML de ce message de demande de modification, lorsque le format de sérialisation des données utilisé est XML:

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!--Sample XML file generated by XMLSpy v2015 rel. 4 sp1 (x64) (http://www.altova.com)-->
<RequestMessage xmlns="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message"
xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
xmlns:n1="http://www.altova.com/samplexml/other-namespace"
xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message Message.xsd">
  <Header>
    <Verb>execute</Verb>
    <Noun>OperationSet</Noun>
    <Timestamp>2016-07-21T12:48:33-06:00</Timestamp>
    <MessageID>63154f89-9fed-47f1-9a22-f3394e2aac8a</MessageID>
    <CorrelationID>88a34023-22a5-4c5c-85cc-518a4644e1d3</CorrelationID>
  </Header>
  <Payload>
    <OperationSet>
      <Operation>
        <operationId>1</operationId>
        <noun>delete</noun>
        <verb>DERGroups</verb>
        <elementOperation>>false</elementOperation>
        <DERGroups xmlns="http://iec.ch/TC57/2016/DERGroups#"
xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2016/DERGroups# DERGroups.xsd">
          <EndDeviceGroup>
            <EndDevices>
              <mRID>cabb102d-4ab6-42ff-b30b-b2a70922a929</mRID>
            </EndDevices>
            <Names>
              <name>Group A</name>
            </Names>
          </EndDeviceGroup>
        </DERGroups>
      </Operation>
    </OperationSet>
  </Payload>
</RequestMessage>

```

Le message de demande contient le mRID de la DER en cours de suppression et l'identifiant Names.name du groupe (Groupe A) en cours de modification. Dans la charge utile OperationSet, le verbe "delete" est utilisé et la valeur "true" est attribuée à l'élément booléen elementOperation.

Noter que Operation dans OperationSet n'offre aucun mécanisme de mise à jour de la capacité maxActivePower (qui, dans l'exemple, est désormais de 22,0 kW) lorsque le membre de la DER est supprimé. La capacité peut être mise à jour avec un second élément Operation dans OperationSet ou avec une seconde transaction "change DERGroups" autonome s'apparentant à celle présentée dans l'exemple précédent.

Après l'exécution de la transaction OperationSet, l'appartenance au Groupe A se présente comme indiqué dans le Tableau 7.

Tableau 7 – Exemple d'appartenance au Groupe de DER A après la suppression

mRID du membre de la DER	Capacité
2cb43245-ed67-4751-b09c-028a0e65e004	5 kW
94928710-2ad2-4a0f-8f12-c6304c1e5b19	12 kW
3092d3ae-c57e-4079-a4d4-543d024eea8c	5 kW

5.4 Interrogations de groupe de DER

Lorsqu'un groupe a été créé, un système peut l'interroger pour obtenir des informations relatives au groupe, y compris son appartenance et ses capacités. Pour ce faire, une transaction "get DERGroups" est utilisée (voir Figure 11).

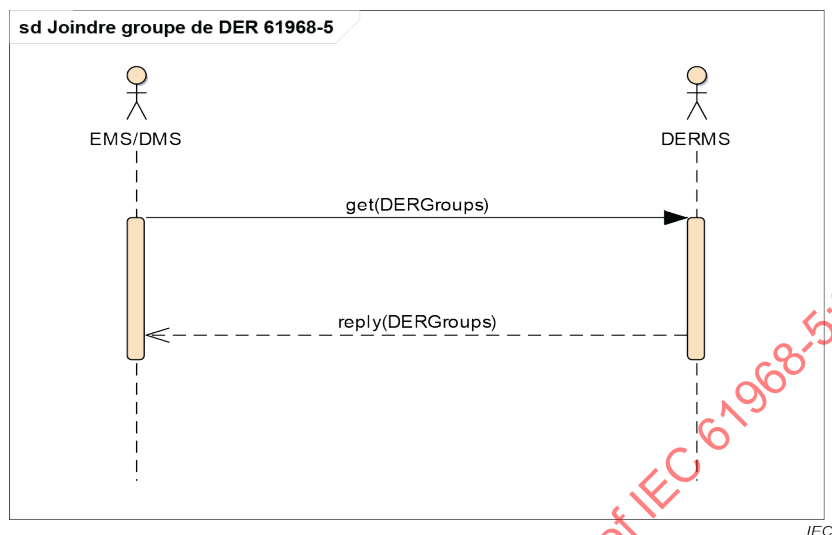


Figure 11 – Modèle d'échange de message pour la prise en charge des interrogations adressées à un groupe de DER

Lorsque le verbe CIM "get" est utilisé, les paramètres d'interrogation sont fournis dans un "profil d'interrogation" particulier placé dans la section Request (Demande) plutôt que dans la section Payload (Charge utile) du message IEC 61968-100. Le profil DERGroupQueries peut être consulté en Annexe A.

L'exemple suivant représente un fragment XML de ce message d'interrogation, lorsque le format de sérialisation des données utilisé est XML:

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!--Sample XML file generated by XMLSpy v2015 rel. 4 sp1 (x64) (http://www.altova.com)-->
<RequestMessage xmlns="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message"
  xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
  xmlns:n1="http://www.altova.com/samplexml/other-namespace"
  xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2011/schema/message Message.xsd">
  <Header>
    <Verb>get</Verb>
    <Noun>DERGoups</Noun>
    <Timestamp>2016-07-21T13:22:54-06:00</Timestamp>
    <MessageID>94df9ce0-74c3-47ac-b8be-a5f3b0c68447</MessageID>
    <CorrelationID>debc642-562b-417b-8c9e-4b7c30d3e0c8</CorrelationID>
  </Header>
  <Request>
    <DERGroupQueries xmlns="http://iec.ch/TC57/2016/DERGroupQueries#"
      xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
      xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2016/DERGroupQueries# DERGroupQueries.xsd">
      <EndDeviceGroup>
        <Names>
          <name>Group A</name>
        </Names>
      </EndDeviceGroup>
    </DERGroupQueries>
  </Request>
</RequestMessage>
  
```

Le message de réponse renvoie les détails du ou des DERGroups utilisant le même profil DERGroups que celui des exemples de création de DERGroups décrits précédemment.

5.5 Surveillance du statut du groupe de DER

Le statut du groupe de DER est indiqué par la classe DERMonitorableParameter. Au moins un de ces paramètres peut être transmis dans un message, chacun avec un DERParameter spécifique et, éventuellement, un ensemble de DERCurveData correspondants pour le DERParameter respectif.

La Figure 12 représente l'interaction de messagerie permettant de demander le statut d'un groupe de DER.

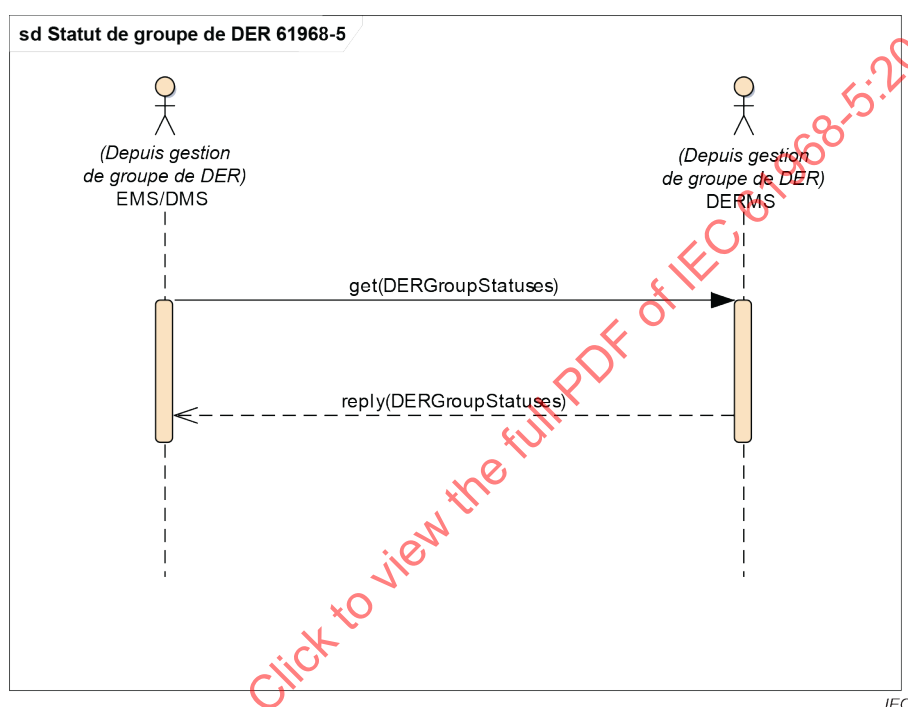


Figure 12 – Modèle d'échange de message pour la surveillance du statut du groupe de DER (PULL)

Cette approche vise à permettre à une entité à l'origine de la demande (le DMS, par exemple) de pouvoir demander le statut (pour un groupe de DER) et les valeurs de chacune des capacités du groupe. Cette partie Request de la transaction est assurée à l'aide du profil DERGroupStatusQueries, présenté à l'Article A.7. La réponse est renvoyée à l'aide de la version non contrainte du profil DERGroupStatuses présenté à l'Article A.6.

Par ailleurs, le DERMS peut décider de diffuser les changements de statut vers les systèmes intéressés (voir Figure 13).

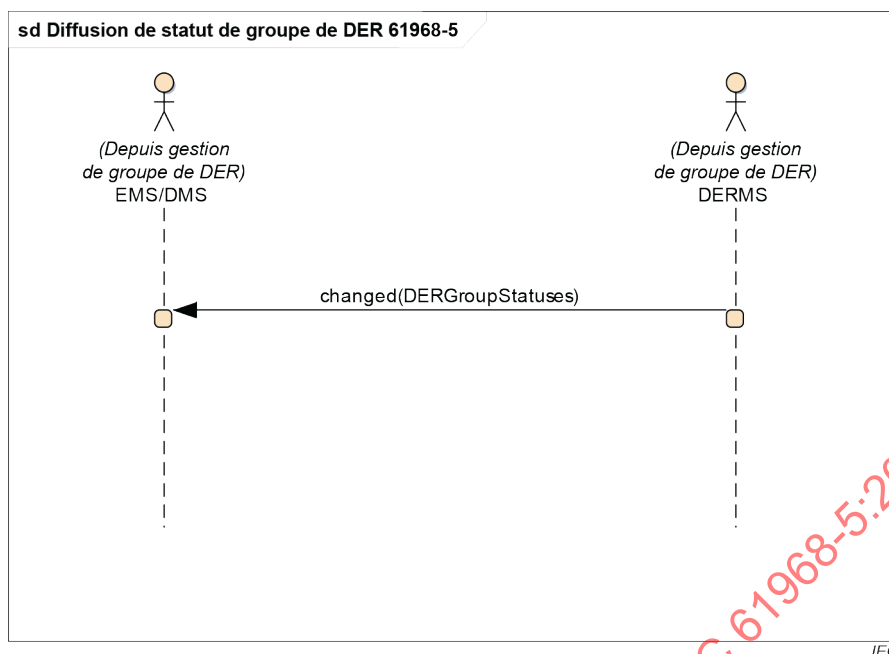


Figure 13 – Modèle d'échange de message pour la surveillance du statut du groupe de DER (PUSH)

Cette transaction utilise également la version non contrainte du profil DERGroupStatuses présenté à l'Article A.6.

5.6 Prédiction de groupe de DER

Le présent paragraphe décrit une méthode par laquelle les prévisions de disponibilité de DER peuvent être échangées entre des applications logicielles. Les prévisions peuvent être fournies pour l'une ou pour l'ensemble des capacités de puissance à répartir d'un groupe de DER.

Cette fonction définit uniquement la manière dont les données de prévision de DER sont échangées. Elle ne spécifie pas la manière de déterminer les prévisions. Certaines entités donnant des prévisions de DER peuvent, par exemple, avoir accès aux informations de prévisions météorologiques détaillées, y compris les capacités satellitaires et les capacités d'observation du ciel pour prévoir la variabilité de l'activité solaire. D'autres peuvent surveiller la santé de la DER ou analyser les données historiques afin de procéder à des prévisions plus précises. Quelles que soient les méthodes de prévision qui peuvent être utilisées, cette fonction porte uniquement sur l'échange de la prévision de disponibilité de la DER (puissance réelle, réactive et apparente, par exemple) et pas sur l'échange de données météorologiques ou de données connexes.

Comme indiqué dans 4.2, le statut pour la puissance réelle, réactive et apparente et d'autres capacités peut inclure trois parties: une valeur présente, une valeur maximale et une plage minimale de possibilités de réglage. La prévision concerne les valeurs maximales et minimales. La prévision ne concerne pas la valeur présente, car elle peut être répartie et liée uniquement par les valeurs maximale et minimale.

Les prévisions peuvent impliquer différents degrés d'incertitude. Pour en tenir compte, la prévision pour un paramètre donné peut être décrite sous la forme d'une enveloppe ou d'une plage d'incertitudes, susceptible d'être élargie dans le futur à mesure que la prévision devient moins certaine. Le concept est représenté à la Figure 14.

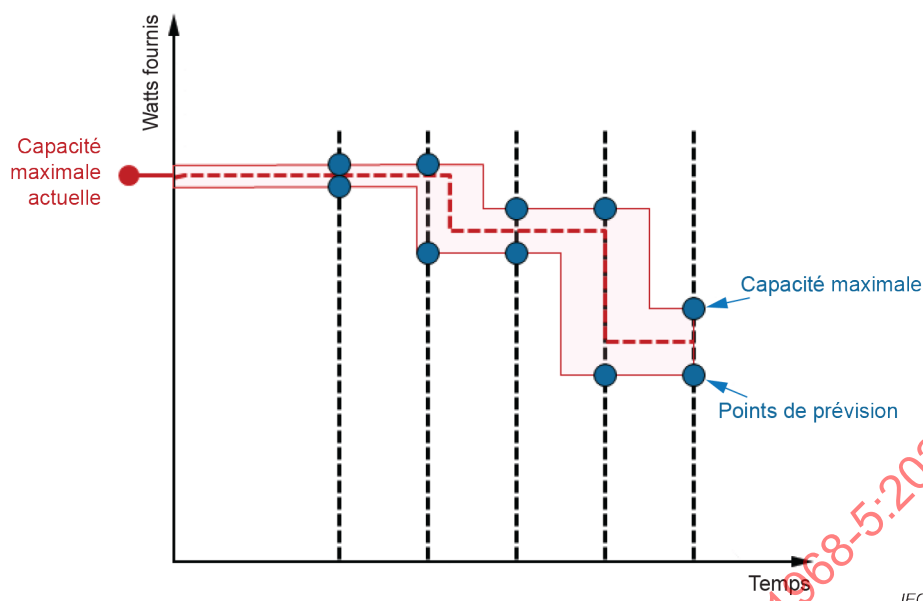


Figure 14 – Exemple de points pour représenter la prévision de groupe de stockage sur batterie

Les présentes valeurs maximales et minimales sont libellées sur le côté gauche. Etant donné qu'elles reflètent l'état présent, il s'agit de valeurs spécifiques connues. Mais en envisageant l'avenir, les prévisions pour ces grandeurs peuvent être représentées au moyen d'une enveloppe élargie, indiquée par les zones ombrées rouges.

Considération en matière de prévision des systèmes de stockage:

Les prévisions en matière de disponibilité des groupes de DER de stockage sur batterie peuvent également être représentées par l'approche décrite ci-dessus. La disponibilité prévue de ces groupes peut toutefois avoir un aspect différent et dépendre naturellement du niveau de répartition.

Par exemple, soit un groupe composé de trois dispositifs de stockage sur batterie:

- DER1 10 kW 70 kWh;
- DER2 5 kW 20 kWh;
- DER3 15 kW 65 kWh.

Pour simplifier, cet exemple prend pour hypothèse que la vitesse de chargement que peut atteindre chaque dispositif est égale à la vitesse de déchargement.

La Figure 15 représente la manière dont les disponibilités de charge et de décharge individuelle de ces trois dispositifs peuvent apparaître lorsqu'ils sont affichés en groupe. Elle montre que la capacité globale du groupe à se charger ou se décharger diminue par paliers, au fur et à mesure de la hausse ou de la baisse de la capacité de stockage du dispositif.

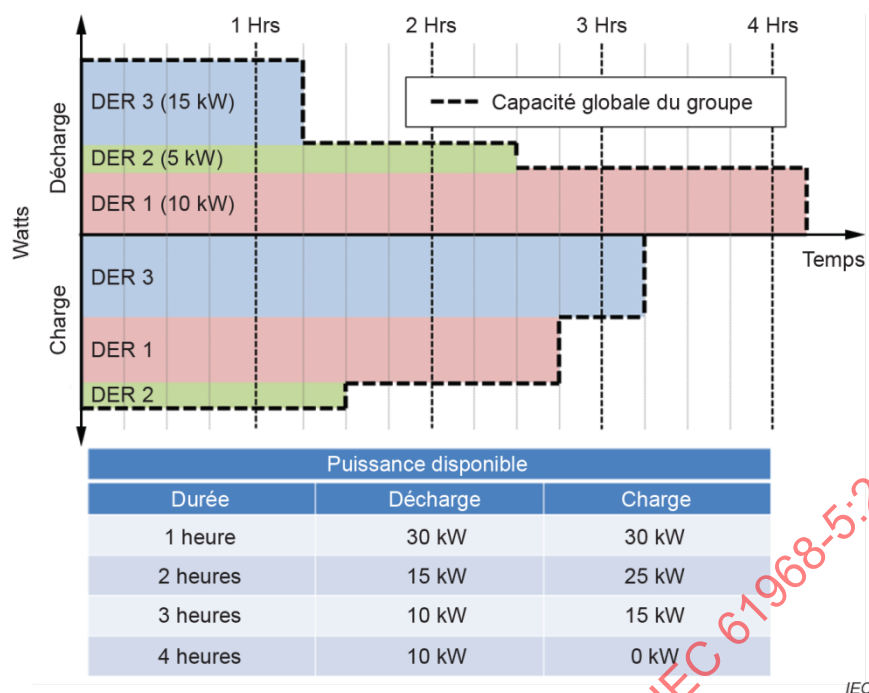


Figure 15 – Exemple de disponibilité de groupe de DER sur batterie

Pour les groupes de stockage sur batterie, la prévision dépend par nature du niveau de répartition. Compte tenu de cet élément, l'entité qui formule la demande de prévision de DER est en mesure de le faire en fonction d'un niveau hypothétique de répartition transmis dans la demande.

La Figure 16 représente l'interaction de messagerie permettant de demander une prévision pour un groupe de DER.

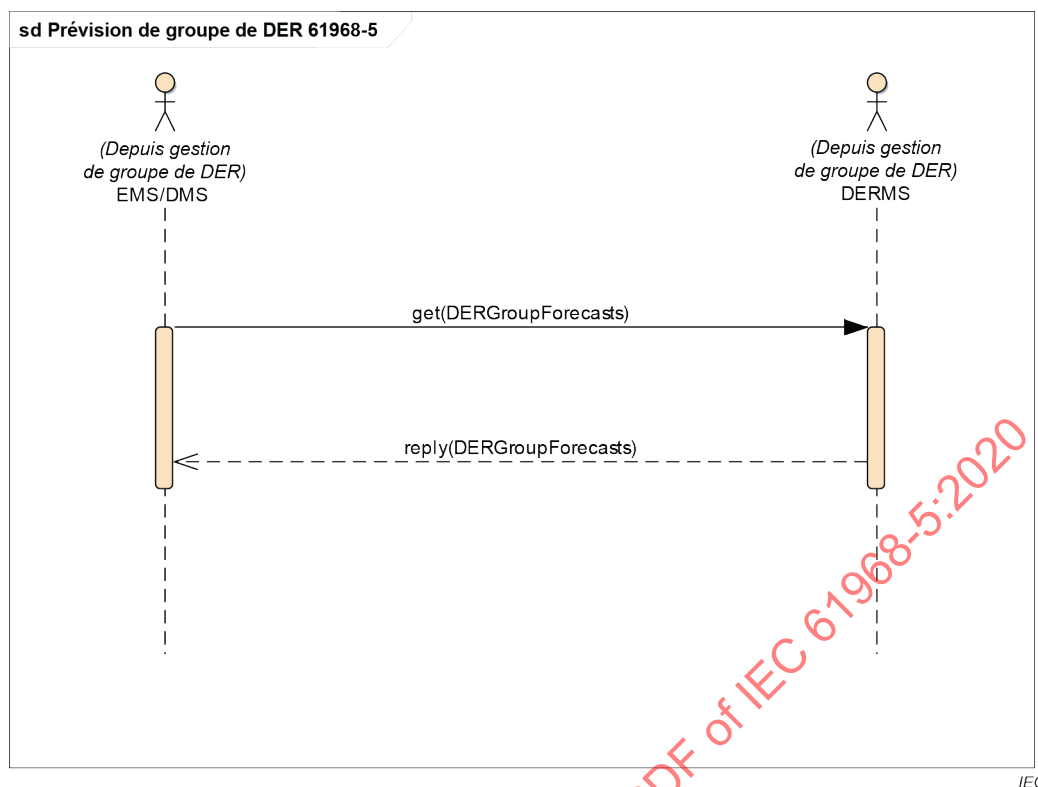


Figure 16 – Modèle d'échange de message pour la prévision de groupe de DER (PULL)

Cette approche vise à permettre à une entité à l'origine de la demande (le DMS, par exemple) de demander la prévision (pour un groupe de DER) et obtenir les valeurs minimales et maximales prévues pour chacune des capacités du groupe pour une période ultérieure. Cette partie Request de la transaction est assurée à l'aide du profil DERGroupForecastQueries, présenté à l'Article A.10. La réponse est renvoyée à l'aide de la version non contrainte du profil DERGroupForecasts présenté à l'Article A.8.

Par ailleurs, le DERMS peut décider de diffuser les changements de statut vers les systèmes intéressés (voir Figure 17).

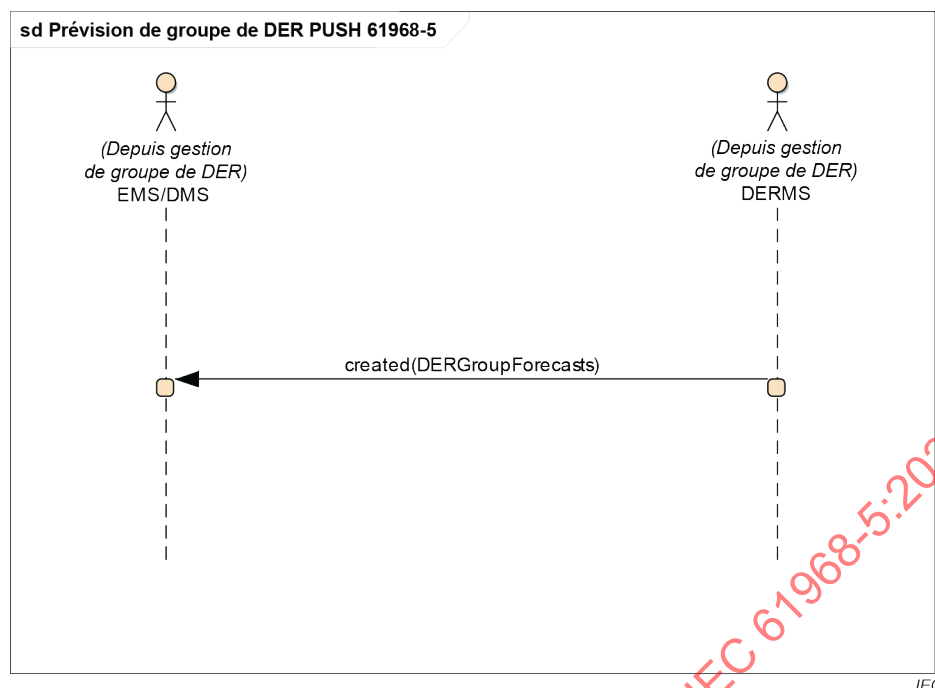


Figure 17 – Modèle d'échange de message pour la prévision de groupe de DER (PUSH)

Cette transaction utilise également la version non contrainte du profil DERGroupForecasts présenté à l'Article A.8.

Une prévision identifie le groupe de DER pour lequel elle a été faite, et utilise le DERMonitorableParameter conjointement avec le DispatchSchedule et le DERCurveData, les valeurs minimales/maximales de l'intervalle de prévision, ainsi que le niveau de confiance associé (selon quelle probabilité la prévision va correspondre aux valeurs minimales/maximales prévues).

Pour plus d'informations relatives aux prévisions, voir l'IEC 62325-451-5:2015, Cadre pour les communications pour le marché de l'énergie.

5.7 Répartition de groupe de DER

Le présent paragraphe décrit une méthode selon laquelle le niveau de puissance d'un groupe de DER peut être géré. Cette méthode se présente sous la forme d'une demande de définition de la puissance du groupe à un niveau spécifié, et de répartition sur le réseau.

Cette fonction est destinée à être appliquée entre les applications logicielles d'un environnement d'intégration par les entreprises. A ce titre, elle n'a aucune incidence directe sur la manière dont les DER individuelles dans le groupe sont gérées. Par exemple, si cette fonction demande que la puissance restituée d'un groupe de 10 DER soit réduite à un niveau inférieur de 100 kW à la valeur présente, sa demande peut être satisfaite en réduisant chaque DER de 10 kW, en réduisant une DER de 100 kW ou en utilisant toute autre répartition à travers le groupe. Les algorithmes et méthodes de gestion des DER individuelles sont hors du domaine d'application de la présente norme et sont vus comme relevant de la responsabilité de l'entité qui gère directement la DER (un DERMS, par exemple).

La méthode préalablement définie d'utilisation de groupes définis de manière arbitraire est également utilisée pour cette fonction. Elle exige que la définition de groupe de DER citée en référence (c'est-à-dire la liste des DER qui composent le groupe) soit connue et acceptée tant par l'entité qui demande la puissance que par celle qui la fournit. Comme indiqué précédemment, la composition du groupe peut avoir été définie par le demandeur, le fournisseur ou une autre entité, et sa création avoir été un processus manuel ou automatisé.

La Figure 18 représente une séquence de répartition de puissance. De plus, cet exemple montre qu'une demande de surveillance de statut peut également faire suite à la demande de répartition (présentée sous la forme d'un "rectangle" UML faisant référence au cas d'utilisation de surveillance de statut) ou qu'elle peut être précédée d'une prévision, de sorte que l'entité à l'origine de la demande puisse savoir quelle plage de possibilités de réglage est actuellement envisageable, la surveillance de statut permettant de suivre la réponse à la répartition. La création du groupe (exigée) et la surveillance de statut (facultative) peuvent avoir lieu immédiatement avant la répartition de puissance (demande et réponse) ou à n'importe quel moment qui la précède. De plus, même si cela est hors du domaine d'application de l'IEC 61968, cet exemple montre la manière dont le DERMS communique avec les DER individuelles au moyen d'un protocole que l'onduleur intelligent utilise pour la DER particulière.

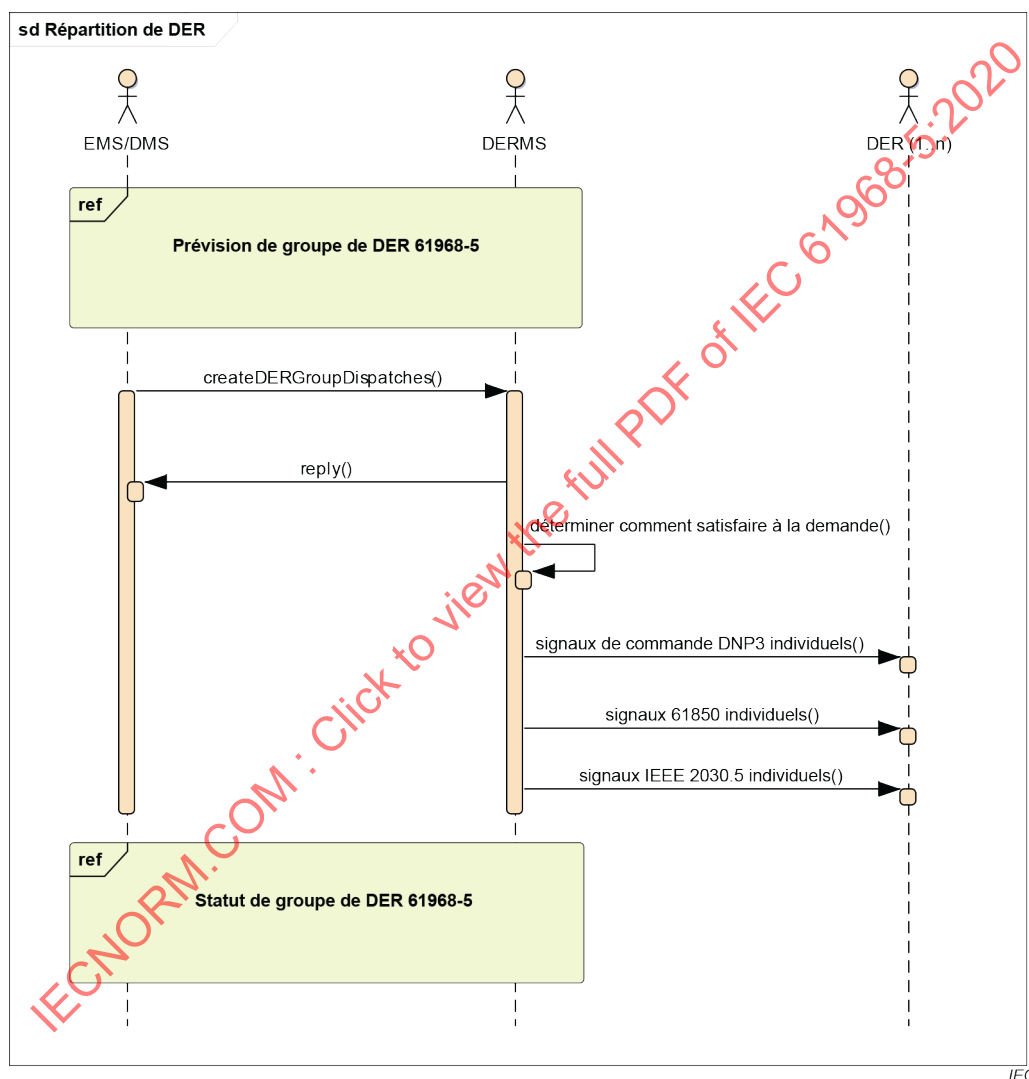


Figure 18 – Exemple de modèle d'échange de message pour la répartition de groupe de DER

Dans cette approche, l'objectif est de permettre à une entité à l'origine de la demande (le DMS, par exemple) de demander la répartition de la puissance provenant d'un groupe de DER. Cette partie Request de la transaction est assurée à l'aide de la version contrainte du profil DERGroupDispatches, présentée à l'Article A.10. Noter que chaque répartition concerne une seule capacité.

Pour formuler la demande de répartition, le système transmet un identifiant valide pour le groupe de DER, ainsi que la capacité et la quantité souhaitées. Par exemple, si 100 kW de puissance active sont souhaités, le système à l'origine de la demande envoie une demande au DERMS (create DERGroupDispatches) dont le mRID ou le Names.name est celui du groupe de DER ("Groupe A", par exemple), et un RequestedCapability avec un capabilityKind "activePower" et une valeur de 100.

En principe, un DERGroupDispatch.mRID ou un DERGroupDispatch.Names.name est également présent pour identifier cette demande pour les besoins du suivi. La réponse indique simplement le succès ou l'échec.

5.8 Branchement/débranchement du groupe de DER

Il s'agit d'une fonction de commande par laquelle toutes les DER d'un groupe donné peuvent être déconnectées du réseau ou y être reconnectées. Théoriquement, un DERMS ou une autre entité fournissant ce service peut le faire en s'appuyant sur la fonction "Branchement/Débranchement" normalisée qui a été identifiée pour les DER individuelles dans les normes IEC (spécifiquement EndDeviceControl; IEC 61968-9 Lecture et contrôle des compteurs).

Les cas d'utilisation de cette fonction peuvent inclure le verrouillage pour la maintenance du réseau, la mise hors tension progressive ou le redémarrage après interruptions de service planifiées.

Approche technique:

La demande de branchement/débranchement doit inclure un indicateur booléen simple de l'état qui est exigé.

La demande de branchement/débranchement doit inclure les paramètres de synchronisation suivants:

- une date/heure de début de l'action, ou un indicateur "now" (maintenant);
- un temps de retard pendant lequel un retard aléatoire doit être placé avant de lancer l'action de branchement/débranchement;
- une fenêtre temporelle pendant laquelle les membres du groupe de DER doivent être débranchés ou branchés (de manière aussi linéaire que possible en fonction des tailles de DER) Découverte de fonction de groupe de DER.

5.9 Découverte de capacité du groupe de DER

Ce système dispose d'informations relatives aux capacités installées de la DER individuelle et de l'intelligence permettant de les traduire en fonctions prises en charge par le groupe. A un certain moment, une application distincte (un système de gestion de distribution, par exemple) cherche à comprendre les fonctions prises en charge d'un groupe particulier de DER, et ce message est utilisé.

A partir d'une demande de fonctions prises en charge, un DERMS transmet un ensemble de valeurs booléennes pour les fonctions suivantes:

- Connect/Disconnect;
- frequencyWattCurveFunction;
- maxRealPower Limiting;
- rampRateControl;
- reactivePowerDispatch;
- realPowerDispatch;