

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Energy management system application program interface (EMS-API) –
Part 452: CIM Static transmission network model profiles**

**Interface de programmation d'application pour système de gestion d'énergie
(EMS-API) –
Partie 452: Profils du modèle de réseau de transport statique CIM**





THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2013 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester.

If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

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

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

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

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

About IEC publications

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

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables you to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...).

It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

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

Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

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

A propos de la CEI

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

A propos des publications CEI

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

Liens utiles:

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

La recherche avancée vous permet de trouver des publications CEI en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...).

Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

Just Published CEI - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) en ligne.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Energy management system application program interface (EMS-API) –
Part 452: CIM Static transmission network model profiles**

**Interface de programmation d'application pour système de gestion d'énergie
(EMS-API) –
Partie 452: Profils du modèle de réseau de transport statique CIM**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XF

ICS 33.200

ISBN 978-2-8322-1041-3

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

CONTENTS

FOREWORD.....	6
INTRODUCTION.....	8
1 Scope.....	9
2 Normative references.....	10
3 Overview of data requirements.....	10
3.1 Overview	10
3.2 General requirements	10
3.3 Transformer modeling.....	11
3.4 Modeling authorities.....	12
3.5 Use of measurement classes	13
3.5.1 General	13
3.5.2 ICCP data exchange	14
3.6 Voltage or active power regulation	14
3.7 Use of curves	14
3.7.1 General	14
3.7.2 Generating unit reactive power limits.....	14
3.8 Definition of schedules.....	15
4 CIM Equipment Profile	15
4.1 CIM Equipment Profile General	15
4.2 Concrete Classes	15
4.2.1 Accumulator	15
4.2.2 AccumulatorValue	16
4.2.3 ACLineSegment.....	17
4.2.4 ActivePowerLimit	18
4.2.5 Analog	19
4.2.6 AnalogValue	20
4.2.7 ApparentPowerLimit.....	20
4.2.8 BaseVoltage	21
4.2.9 Bay.....	21
4.2.10 Breaker.....	22
4.2.11 BusbarSection	23
4.2.12 ConformLoad.....	23
4.2.13 ConformLoadGroup	24
4.2.14 ConformLoadSchedule.....	25
4.2.15 ConnectivityNode	26
4.2.16 ControlArea	26
4.2.17 ControlAreaGeneratingUnit	27
4.2.18 CurrentLimit.....	27
4.2.19 CurveData	28
4.2.20 DayType	29
4.2.21 Disconnecter.....	29
4.2.22 Discrete	30
4.2.23 DiscreteValue	30
4.2.24 EnergyConsumer	31
4.2.25 EquivalentBranch.....	32
4.2.26 EquivalentInjection.....	33
4.2.27 EquivalentNetwork	34

4.2.28	EquivalentShunt.....	34
4.2.29	FossilFuel.....	35
4.2.30	GeneratingUnit.....	35
4.2.31	GeographicalRegion	38
4.2.32	GrossToNetActivePowerCurve	38
4.2.33	HydroGeneratingUnit.....	39
4.2.34	HydroPump.....	41
4.2.35	IEC61970CIMVersion.....	41
4.2.36	ImpedanceVariationCurve	42
4.2.37	Line	42
4.2.38	LoadArea.....	43
4.2.39	LoadBreakSwitch	43
4.2.40	LoadResponseCharacteristic.....	44
4.2.41	MeasurementValueSource	47
4.2.42	MutualCoupling	47
4.2.43	NonConformLoad.....	48
4.2.44	NonConformLoadGroup	50
4.2.45	NonConformLoadSchedule	50
4.2.46	NuclearGeneratingUnit.....	51
4.2.47	OperationalLimitSet	52
4.2.48	OperationalLimitType	53
4.2.49	PhaseTapChanger	54
4.2.50	PhaseVariationCurve	56
4.2.51	PowerTransformer	56
4.2.52	RatioTapChanger.....	57
4.2.53	RatioVariationCurve	58
4.2.54	ReactiveCapabilityCurve	59
4.2.55	RegularTimePoint	60
4.2.56	RegulatingControl	61
4.2.57	RegulationSchedule	62
4.2.58	Season	63
4.2.59	SeriesCompensator	63
4.2.60	ShuntCompensator	64
4.2.61	StaticVarCompensator	65
4.2.62	StationSupply.....	67
4.2.63	SubGeographicalRegion	68
4.2.64	SubLoadArea.....	68
4.2.65	Substation	69
4.2.66	Switch.....	69
4.2.67	SwitchSchedule	70
4.2.68	SynchronousMachine	71
4.2.69	TapSchedule	73
4.2.70	Terminal	74
4.2.71	ThermalGeneratingUnit.....	75
4.2.72	TieFlow.....	76
4.2.73	TransformerWinding	77
4.2.74	Unit	79
4.2.75	VoltageLevel.....	79
4.2.76	VoltageLimit.....	80

4.2.77	WindGeneratingUnit.....	81
4.3	Abstract Classes.....	82
4.3.1	BasicIntervalSchedule.....	82
4.3.2	ConductingEquipment.....	82
4.3.3	Conductor.....	83
4.3.4	ConnectivityNodeContainer.....	84
4.3.5	Curve.....	84
4.3.6	EnergyArea.....	85
4.3.7	Equipment.....	85
4.3.8	EquipmentContainer.....	86
4.3.9	EquivalentEquipment.....	86
4.3.10	IdentifiedObject.....	87
4.3.11	LoadGroup.....	88
4.3.12	Measurement.....	88
4.3.13	MeasurementValue.....	90
4.3.14	OperationalLimit.....	90
4.3.15	PowerSystemResource.....	91
4.3.16	RegularIntervalSchedule.....	91
4.3.17	RegulatingCondEq.....	92
4.3.18	SeasonDayTypeSchedule.....	93
4.3.19	TapChanger.....	93
4.4	Enumerations.....	95
4.4.1	ControlAreaTypeKind.....	95
4.4.2	CurveStyle.....	95
4.4.3	FuelType.....	96
4.4.4	GeneratorControlSource.....	96
4.4.5	OperationalLimitDirectionKind.....	96
4.4.6	PhaseTapChangerKind.....	97
4.4.7	RegulatingControlModeKind.....	97
4.4.8	SeasonName.....	98
4.4.9	SVCControlMode.....	98
4.4.10	SynchronousMachineOperatingMode.....	98
4.4.11	SynchronousMachineType.....	99
4.4.12	TapChangerKind.....	99
4.4.13	TransformerControlMode.....	99
4.4.14	UnitSymbol.....	100
4.4.15	WindingConnection.....	101
4.4.16	WindingType.....	102
4.5	Datatypes.....	102
4.5.1	ActivePower.....	102
4.5.2	AngleDegrees.....	102
4.5.3	ApparentPower.....	102
4.5.4	Conductance.....	103
4.5.5	CurrentFlow.....	103
4.5.6	Length.....	103
4.5.7	Money.....	103
4.5.8	PerCent.....	103
4.5.9	Reactance.....	104
4.5.10	ReactivePower.....	104

4.5.11 Resistance.....	104
4.5.12 Seconds	104
4.5.13 Susceptance.....	104
4.5.14 Voltage	105
4.5.15 VoltagePerReactivePower	105
5 Amplifications and conventions	105
5.1 Overview	105
5.2 XML file validity	105
5.3 Normative string tables	105
5.4 Roles and multiplicity	107
Annex A (informative) Model exchange use cases	108
Annex B (informative) Modeling authorities	112
Annex C (informative) Common power system model (CPSM) minimum data requirements.....	114
Bibliography	119
Figure 1 – Two winding transformer impedance	11
Figure 2 – Three winding transformer impedance	12
Figure A.1 – Security coordinators.....	108
Figure A.2 – CIM model exchange.....	109
Figure A.3 – Revised CIM model exchange.....	110
Figure A.4 – Hierarchical modeling	111
Figure C.1 – Example model configuration.....	118
Table 1 – Valid measurementTypes.....	13
Table 2 – Profiles defined in this document.....	15
Table 3 – Valid attribute values	105

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

ENERGY MANAGEMENT SYSTEM APPLICATION PROGRAM INTERFACE (EMS-API) –

Part 452: CIM Static transmission network model profiles

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 61970-452 has been prepared by IEC technical committee 57: Power systems management and associated information exchange.

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

FDIS	Report on voting
57/1366/FDIS	57/1384/RVD

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

A list of all parts in the IEC 61970 series, published under the general title *Energy management system application program interface (EMS-API)*, can be found on the IEC website.

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

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

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

INTRODUCTION

This international standard is one of the IEC 61970 series that define an application program interface (API¹) for an energy management system (EMS²).

The IEC 61970-3x series of documents specify a Common Information Model (CIM). The CIM is an abstract model that represents all of the major objects in an electric utility enterprise typically needed to model the operational aspects of a utility. It provides the semantics for the IEC 61970 APIs specified in the IEC 61970-4x series of Component Interface Standards (CIS). The IEC 61970-3x series includes IEC 61970-301: Common Information Model (CIM³) base, and draft standard IEC 61970-302: Common Information Model (CIM) Financial, EnergyScheduling, and Reservation.

This standard is one of the IEC 61970-4x series of Component Interface Standards that specify the functional requirements for interfaces that a component (or application) shall implement to exchange information with other components (or applications) and/or to access publicly available data in a standard way. The component interfaces describe the specific message contents and services that can be used by applications for this purpose. The implementation of these messages in a particular technology is described in IEC 61970-5.

This standard specifies the specific profiles (or subsets) of the CIM for exchange of static power system data between utilities, security coordinators and other entities participating in a interconnected power system, such that all parties have access to the modeling of their neighbor's systems that is necessary to execute state estimation or power flow applications. Currently only one profile, the Equipment Profile, has been defined. A companion standard, 61970-552⁴, defines the CIM XML Model Exchange Format based on the Resource Description Framework (RDF) Schema specification language which is recommended to be used to transfer power system model data for the 61970-452 profile.

¹ Footnote 1 applies to the French version only.

² Footnote 2 applies to the French version only.

³ Footnote 3 applies to the French version only.

⁴ To be published.

ENERGY MANAGEMENT SYSTEM APPLICATION PROGRAM INTERFACE (EMS-API) –

Part 452: CIM Static transmission network model profiles

1 Scope

This part of IEC 61970 forms part of the IEC 61907-450 to 499 series that, taken as a whole, defines at an abstract level the content and exchange mechanisms used for data transmitted between control centers and/or control center components.

The purpose of this document is to rigorously define the subset of classes, class attributes, and roles from the CIM necessary to execute state estimation and power flow applications. The North American Electric Reliability Council (NERC) Data Exchange Working Group (DEWG) Common Power System Modeling group (CPSM) produced the original data requirements, which are shown in Annex C. These requirements are based on prior industry practices for exchanging power system model data for use primarily in planning studies. However, the list of required data has been extended to facilitate a model exchange that includes parameters common to breaker-oriented applications. Where necessary this document establishes conventions, shown in Clause 5, with which an XML data file must comply in order to be considered valid for exchange of models.

This document is intended for two distinct audiences, data producers and data recipients, and may be read from two perspectives.

From the standpoint of model export software used by a data producer, the document describes a minimum subset of CIM classes, attributes, and associations which must be present in an XML formatted data file for model exchange. This standard does not dictate how the network is modelled, however. It only dictates what classes, attributes, and associations are to be used to describe the source model as it exists. All classes, attributes, and associations not explicitly labeled as recommended or conditionally required should be considered required with the following caveat. Consider, as an example, the situation in which an exporter produces an XML data file describing a small section of the exporter's network that happens to contain no breakers. The resulting XML data file should, therefore, not contain an instance of the Breaker class. On the other hand, if the section of the exporter's network does contain breakers, the resulting data file should contain instances of the Breaker class that include, at a minimum, the attributes and roles described herein for Breakers. Furthermore, it should be noted that an exporter may, at his or her discretion, produce an XML data file containing additional class data described by the CIM RDF Schema but not required by this document provided these data adhere to the conventions established in Clause 5.

From the standpoint of the model import used by a data recipient, the document describes a subset of the CIM that importing software must be able to interpret in order to import exported models. As mentioned above, data providers are free to exceed the minimum requirements described herein as long as their resulting data files are compliant with the CIM RDF Schema and the conventions established in Clause 5. The document, therefore, describes additional classes and class data that, although not required, exporters will, in all likelihood, choose to include in their data files. The additional classes and data are labeled as recommended or as not required to distinguish them from their required counterparts. Please note, however, that data importers could potentially receive data containing instances of any and all classes described by the CIM RDF Schema.

2 Normative references

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

NOTE For general glossary definitions, see the International Electrotechnical Vocabulary, IEC 60050.

IEC 61970-1, *Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 1: Guidelines and general requirements*

IEC 61970-2, *Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 2: Glossary*

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

IEC 61970-501, *Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 501: Common Information Model Resource Description Framework (CIM RDF) schema*

3 Overview of data requirements

3.1 Overview

An extensive discussion of the model exchange use cases can be found in Annex A. In all cases, the purpose of this standard is:

- To improve the accuracy of power system models used in critical systems, particularly the representation of parts of the network outside the primary domain of the system in question.
- To achieve consistency among the models used by the various systems that play a role in operating or planning the interconnection.
- To reduce the overall cost of maintaining critical models used in operating or planning an interconnection.

The classes, attributes, and associations identified in this document represent the minimum subset of the full CIM model necessary to exchange sufficient power system data to support state estimation and power flow.

3.2 General requirements

The following requirements are general in nature or involve multiple classes. Additional requirements are defined in the sections for the individual classes.

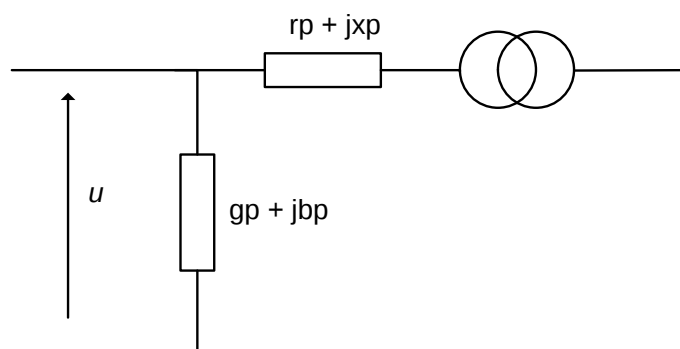
- The cardinality defined in the CIM model shall be followed, unless a different cardinality is explicitly defined in this document. For instance, the cardinality on the association between VoltageLevel and BaseVoltage indicates that a VoltageLevel shall be associated with one and only one BaseVoltage, but a BaseVoltage can be associated with zero to many VoltageLevels.
- Associations between classes referenced in this document and classes not referenced here are not required regardless of cardinality. For instance, the CIM requires that a HydroGeneratingUnit be associated with a HydroPowerPlant. Because the HydroPowerPlant class is not included in this document the association to HydroPowerPlant is not considered mandatory in this context.
- The attribute “name” inherited by many classes from the abstract class IdentifiedObject is not required to be unique. The RDF ID defined in the data exchange format is the only unique and persistent identifier used for this data exchange. The attribute

IdentifiedObject.name is, however, always required. The additional attributes of IdentifiedObject (aliasName, description, and pathName) are not required. If the pathName attribute is supplied it shall be constructed from the names in the GeographicalRegion / SubGeographicalRegion / Substation / VoltageLevel / ... hierarchy. A forward slash, "/", shall be used as the separator between names.

- Although not defined within this profile, the IdentifiedObject.mRID attribute should be used as the RDF ID. The RDF ID cannot begin with a number. An underscore should be added as the first character if necessary. The RDF ID shall be globally unique. A prefix may be added, if necessary, to ensure global uniqueness, but the RDF ID including the prefix shall be within the maximum character limit specified below.
- The maximum character length of names and identifiers are listed below.
 - rdf:ID – 60 characters maximum
 - IdentifiedObject.name – 32 characters maximum
 - IdentifiedObject.aliasname – 40 characters maximum
 - IdentifiedObject.description – 256 characters maximum
- To maintain a consistent naming hierarchy, each Substation shall be contained by a SubGeographicalRegion and each SubGeographicalRegion shall be contained by one and only one GeographicalRegion.
- Equipment defined without connectivity, because the associated Terminal(s) are not connected to ConnectivityNodes is allowed, for instance a ShuntCompensator whose Terminal is not associated to a ConnectivityNode.
- UTF-8 is the standard for file encoding. UTF-16 is not supported.
- Instance data to be exchanged shall make use of the most detailed class possible. The classes GeneratingUnit, Switch, and EnergyConsumer should only be used if the information to determine the more detailed class (ThermalGeneratingUnit, HydroGeneratingUnit, Breaker, Disconnecter, etc.) is not available.

3.3 Transformer modeling

A two winding PowerTransformer has two TransformerWindings. This gives the option to specify the impedance values for the equivalent pi-model completely at one of the windings or split them over the two windings. The impedances shall be specified at the primary voltage side as shown in Figure 1.



IEC 2024/13

Figure 1 – Two winding transformer impedance

A three winding PowerTransformer has three TransformerWindings. The equivalent pi-model corresponds to three TransformerWindings connected in wye configuration as shown below. The impedance values for a three winding transformer are specified on each of the three TransformerWindings. Each of the windings has series impedances $r_n + jx_n$ and shunt $g_n + jb_n$ where n is: p for primary, s for secondary and t for tertiary as shown in Figure 2.

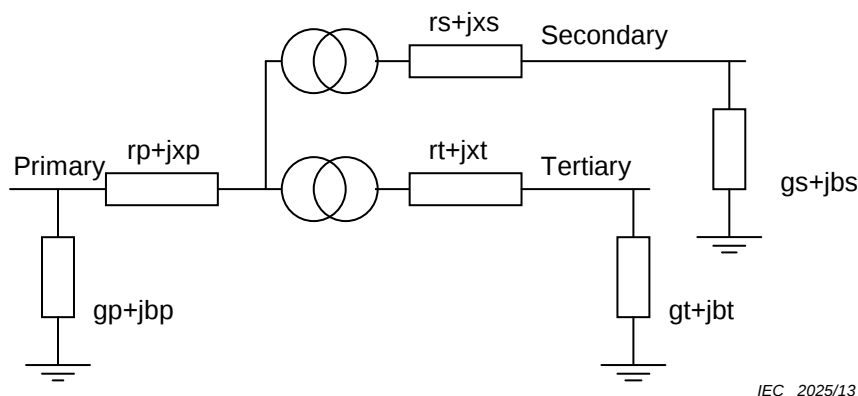


Figure 2 – Three winding transformer impedance

Additional requirements related to transformer modeling are listed below.

- Each PowerTransformer and its associated TransformerWindings, RatioTapChangers and PhaseTapChangers shall be contained within one substation. For the case of a transformer that connects two substations, however, the terminal of one of the TransformerWindings can be connected to a ConnectivityNode defined in another substation. In this case, the PowerTransformer, the TransformerWindings, the RatioTapChangers and the PhaseTapChangers are still all defined in one substation.
- A PowerTransformer shall be contained by a Substation. A TransformerWinding shall be contained by a PowerTransformer. A RatioTapChanger and a PhaseTapChanger shall be contained by a TransformerWinding.
- Each PowerTransformer shall have at least two and no more than three TransformerWindings. Each TransformerWinding can have at most one RatioTapChanger or PhaseTapChanger. If a TransformerWinding does not have an associated RatioTapChanger or PhaseTapChanger, the winding should be considered to have a fixed tap.

Multiple types of regulating transformers are supported by the CIM model. Depending on the regulation capabilities, the effects of tap movement will be defined using either the RatioTapChanger class or the PhaseTapChanger class. Both of these classes are subtypes of the TapChanger class. The use of the various subtypes is explained in IEC 61970-301.

3.4 Modeling authorities

From the use cases for model exchange detailed in Annex A, it is clear that most situations involve multiple entities that must cooperate. In these situations, it is very important to establish which entity has the authority for modeling each region or set of data objects. For this purpose the CIM includes classes called ModelingAuthority and ModelingAuthoritySet. When multiple modeling entities are involved, each modeled object is assigned to a ModelingAuthoritySet. A ModelingAuthority can be responsible for one or more ModelingAuthoritySets. A more detailed description of the use ModelingAuthorities and ModelingAuthoritySets can be found in Annex B.

For purposes of data exchange, the use of explicit associations between ModelingAuthoritySets and the objects in the model would create an unnecessary burden because of the potential file sizes and additional processing necessary. To avoid this situation, when using ModelingAuthoritySets, a single file shall contain only data objects associated with a single ModelingAuthoritySet.

3.5 Use of measurement classes

3.5.1 General

Use of the CIM Measurement classes (Analog, Accumulator, and Discrete) is frequently misunderstood and has changed over time. Previously in addition to the use representing points in the system where telemetry is available, the classes had been used to associate Limits with a piece of Equipment and to define regulated points. Measurements are now only used to define where telemetry is available and to facilitate exchange of ICCP data.

A Measurement shall be associated with a PowerSystemResource to convey containment information for the Measurement. Transmission line measurements should be associated with an ACLineSegment, not with a Line. Transformer measurements should be associated with a PowerTransformer, not with a Transformer Winding. Voltage measurements should be associated with a piece of equipment, not with a VoltageLevel. A TapPosition measurement shall be associated with a RatioTapChanger or with a PhaseTapChanger. A SwitchPosition measurement shall be associated with a Switch or a subtype of Switch.

The Measurement may also be associated with one of the Terminals associated with a piece of equipment. For measurements representing actual telemetered points, it is especially important that the association to a Terminal defines the specific topological point in the network that is measured. A Measurement can be associated with at most one Terminal. Each flow measurement (active power, reactive power, or current) shall be associated with a terminal. This association is particularly important for State Estimation. The measurement shall be associated with the correct terminal of the piece of conducting equipment that is being measured (SynchronousMachine, EnergyConsumer, ACLineSegment, TransformerWinding, etc.) Associating the measurement with a terminal of the wrong equipment or the terminal on the wrong end of the correct piece of equipment will cause problems for State Estimation. Only two types of measurement, TapPosition and SwitchPosition, do not require an association to a Terminal.

Three subtypes of Measurement are included in this profile, Analog, Accumulator, and Discrete. To describe what is being measured, the attribute Measurement.measurementType is used, but only particular measurementTypes are valid for each of the subtypes of Measurement. The valid associations are defined in Table 1.

Table 1 – Valid measurementTypes

Measurement subclass	measurementType
Analog	ThreePhasePower
	ThreePhaseActivePower
	ThreePhaseReactivePower
	LineCurrent
	PhaseVoltage
	LineToLineVoltage
	Angle
Accumulator	TapPosition
	ApparentEnergy
	ReactiveEnergy
Discrete	ActiveEnergy
	SwitchPosition

3.5.2 ICCP data exchange

In the context of this data exchange profile, ICCP Data Exchange is only for the purpose of defining input measurements for use by State Estimator. It is not meant to be used to configure bidirectional ICCP exchange.

ICCP (known officially as IEC 60870-6 TASE.2) data is exchanged using the Measurement classes (Analog, Discrete, and Accumulator), the MeasurementValue classes (AnalogValue, DiscreteValue, and AccumulatorValue), and the MeasurementValueSource class. The MeasurementValueSource class is used to define the control center supplying the ICCP data. The Name attribute is set to "ICCP" and the pathName holds the name of the supplying control center.

The MeasurementValue classes are used to specify the ICCP ID. The aliasName attribute is used to hold the ICCP ID and the Name attribute holds the SCADA point name. Each MeasurementValue will be associated with one Measurement. Each MeasurementValue being supplied via ICCP shall also have an association to a MeasurementValueSource.

To clearly specify the point in the system being measured, the Measurement should be associated with a Terminal. For a switch status measurement, however, the association to the appropriate PowerSystemResource representing the switch would be sufficient.

3.6 Voltage or active power regulation

To use CIM to define how a piece of equipment regulates a point in the system, an association is defined between the regulating conducting equipment (SynchronousMachine, ShuntCompensator, StaticVarCompensator, RatioTapChanger or PhaseTapChanger) and an instance of RegulatingControl. The RegulatingControl shall be associated with a Terminal. The RegulatingControl for a piece of regulating equipment can refer to a Terminal associated with another PowerSystemResource. For instance, for voltage regulation purposes the RegulatingControl for a SynchronousMachine could refer to a Terminal associated with a BusbarSection. The Terminal defines the point of regulation. The association between RegulatingControl and Terminal is required to define regulation of voltage or active power. For a SynchronousMachine, ShuntCompensator, StaticVarCompensator RatioTapChanger or PhaseTapChanger that is not regulating, the association to RegulatingControl is not required.

3.7 Use of curves

3.7.1 General

The use of the Curve and CurveData attributes will differ for the different types of curves derived from Curve. To define a Y value that does not change, the curveStyle attribute should be set to "constantYValue". In this case, only one instance of CurveData should be included defining the single point for the curve. Because the Y value is constant, the CurveData.xvalue value will be ignored, if it is supplied at all. A curve should never have multiple instances of CurveData where the xvalue value is repeated.

3.7.2 Generating unit reactive power limits

Generating unit reactive power limits shall be included in data exchange, but may be specified differently depending on the characteristics of the generating unit being represented. In most cases, a SynchronousMachine should be associated with a default ReactiveCapabilityCurve using the SynchronousMachine.InitialReactiveCapabilityCurve association.

If the reactive power limits of the generating unit do not vary with the real power output, the reactive power limit attributes on the SynchronousMachine class, minQ and maxQ, can be used. If the reactive power output of the generating unit is fixed, the reactive power limits should both be set to the fixed reactive output value.

3.8 Definition of schedules

The use of the `RegularIntervalSchedule` and `RegularTimePoint` attributes will differ for the different types of schedules derived from `RegularIntervalSchedule`. To specify a relative time for a schedule, the date portion of the `dateTime` format can be eliminated, which leaves the ISO 8601 time of day format “hh:mm:ss”. In this format, hh is the number of complete hours that have passed since midnight, mm is the number of complete minutes since the start of the hour, and ss is the number of complete seconds since the start of the minute.

The earliest allowed time used in a schedule (`BasicIntervalSchedule.startTime`) is “00:00:00”. The latest allowed time used in a schedule (`RegularIntervalSchedule.endTime`) is “24:00:00”. The point in time specified by the `endTime` is not included in the period of the schedule.

A schedule defining a day shall be defined with multiple `RegularTimePoints` associated with the same `RegularIntervalSchedule`. It shall not be defined with multiple schedules.

For schedules that are associated with `Season` and `DayType`, the associations to `Season` and `DayType` are not required. If a schedule does not have an associated `Season`, the schedule will be considered valid for all `Seasons`. Similarly, if a schedule does not have an association to a `DayType`, the schedule will be considered to apply to all days of the week.

When `SeasonDayTypeSchedules` are defined for a given entity, such as `ConformLoadSchedules` for a given `ConformLoadGroup`, only one schedule can be defined for a given combination of `Season` and `DayType`.

4 CIM Equipment Profile

4.1 CIM Equipment Profile General

This chapter lists the profiles that will be used for data exchange and the classes, attributes, and associations that are a part of each profile. Included are all the classes that a data consumer would be expected to recognize in the data being consumed. Additional classes are referenced in this chapter, when the classes to be exchanged inherit attributes or associations. For instance, many classes inherit attributes from the class `IdentifiedObject`. However, no instances of the class `IdentifiedObject` would exist in the data exchanged, so `IdentifiedObject` has not been included in the set of CIM classes for exchange.

The profiles and associated URIs are listed in Table 2.

Table 2 – Profiles defined in this document

Name	Version	URI	Revision date
Equipment	1	http://iec.ch/TC57/61970-452/Equipment/1	2010-05-24

4.2 Concrete Classes

4.2.1 Accumulator

Meas

Accumulator represents a accumulated (counted) Measurement, e.g. an energy value.

- The association to `Terminal` may not be required depending on how the Measurement is being used. See section Use of Measurement Class for details.

- The measurementType attribute is used to define the quantity being measured (Voltage, ThreePhaseActivePower, etc.) by a Measurement. The valid values for measurementType are defined in Normative String Tables.

Inherited Members

measurementType	1..1	string	see Measurement
PowerSystemResource	1..1	PowerSystemResource	see Measurement
Terminal	0..1	Terminal	see Measurement
Unit	1..1	Unit	see Measurement

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.2 AccumulatorValue

Meas

AccumulatorValue represents a accumulated (counted) MeasurementValue.

Native Members

Accumulator	1..1	Accumulator	Measurement to which this value is connected.
-------------	------	-------------	---

Inherited Members

MeasurementValueSource	1..1	MeasurementValueSource	see MeasurementValue
------------------------	------	------------------------	----------------------

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.3 ACLineSegment

Wires

A wire or combination of wires, with consistent electrical characteristics, building a single electrical system, used to carry alternating current between points in the power system.

- Each ACLineSegment is required to have an association to a BaseVoltage. The association to Line is not required.
- Using the MemberOf_EquipmentContainer association, an ACLineSegment can only be contained by a Line, but the association to Line is not required.
- Attributes b0ch, g0ch, gch, r0, and x0 are for short circuit only and are not required.

Native Members

b0ch	0..1	Susceptance	Zero sequence shunt (charging) susceptance, uniformly distributed, of the entire line section.
bch	1..1	Susceptance	Positive sequence shunt (charging) susceptance, uniformly distributed, of the entire line section. This value represents the full charging over the full length of the line.
g0ch	0..1	Conductance	Zero sequence shunt (charging) conductance, uniformly distributed, of the entire line section.
gch	0..1	Conductance	Positive sequence shunt (charging) conductance, uniformly distributed, of the entire line section.
r	1..1	Resistance	Positive sequence series resistance of the entire line section.
r0	0..1	Resistance	Zero sequence series resistance of the entire line section.
x	1..1	Reactance	Positive sequence series reactance of the entire line section.
x0	0..1	Reactance	Zero sequence series reactance of the entire line section.

Inherited Members

length	0..1	Length	see Conductor
--------	------	--------	---------------

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.4 ActivePowerLimit

OperationalLimits

Limit on active power flow.

Native Members

value	1..1	ActivePower	Value of active power limit.
-------	------	-------------	------------------------------

Inherited Members

type	1..1	string	see OperationalLimit
OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	see OperationalLimit

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.5 Analog

Meas

Analog represents an analog Measurement.

- The positiveFlowIn attribute is only required if the Measurement measures a directional flow of power.
- The association to Terminal may not be required depending on how the Measurement is being used. See section Use of Measurement Class for details.
- The measurementType attribute is used to define the quantity being measured (Voltage, ThreePhaseActivePower, etc.) by a Measurement. The valid values for measurementType are defined in Normative String Tables.

Native Members

positiveFlowIn	1..1	boolean	If true then this measurement is an active power, reactive power or current with the convention that a positive value measured at the Terminal means power is flowing into the related PowerSystemResource.
----------------	------	---------	---

Inherited Members

measurementType	1..1	string	see Measurement
PowerSystemResource	1..1	PowerSystemResource	see Measurement
Terminal	0..1	Terminal	see Measurement
Unit	1..1	Unit	see Measurement

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.6 AnalogValue

Meas

AnalogValue represents an analog MeasurementValue.

Native Members

Analog	1..1	Analog	Measurement to which this value is connected.
--------	------	--------	---

Inherited Members

MeasurementValueSource	1..1	MeasurementValueSource	see MeasurementValue
------------------------	------	------------------------	----------------------

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.7 ApparentPowerLimit

OperationalLimits

Apparent power limit.

Native Members

value	1..1	ApparentPower	The apparent power limit.
-------	------	---------------	---------------------------

Inherited Members

type	1..1	string	see OperationalLimit
OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	see OperationalLimit

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject

name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.8 BaseVoltage

Core

Defines a nominal base voltage which is referenced in the system.

Native Members

nominalVoltage	1..1	Voltage	The PowerSystemResource's base voltage.
----------------	------	---------	---

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.9 Bay

Core

A collection of power system resources (within a given substation) including conducting equipment, protection relays, measurements, and telemetry.

- The Bay class is used as a container for Switches. Switches can either be contained by Bays or by VoltageLevels. If Switches are contained by VoltageLevels rather than by Bays in the sending system, then Bays are not required.

Native Members

VoltageLevel	1..1	VoltageLevel	The association is used in the naming hierarchy.
--------------	------	--------------	--

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.10 Breaker

Wires

A mechanical switching device capable of making, carrying, and breaking currents under normal circuit conditions and also making, carrying for a specified time, and breaking currents under specified abnormal circuit conditions e.g. those of short circuit.

Native Members

ratedCurrent	0..1	CurrentFlow	Fault interrupting current rating.
--------------	------	-------------	------------------------------------

Inherited Members

normalOpen	1..1	boolean	see Switch
------------	------	---------	------------

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.11 BusbarSection

Wires

A conductor, or group of conductors, with negligible impedance, that serve to connect other conducting equipment within a single substation.

Voltage measurements are typically obtained from VoltageTransformers that are connected to busbar sections. A bus bar section may have many physical terminals but for analysis is modelled with exactly one logical terminal.

Inherited Members

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	----------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.12 ConformLoad

LoadModel

ConformLoad represent loads that follow a daily load change pattern where the pattern can be used to scale the load with a system load.

- The definition of the real and reactive power injections for an EnergyConsumer can be done using different sets of attributes. In the simplest case, the injections can be defined directly using only the attributes pfixed and qfixed.
- The injections for a ConformLoad can be defined as a percentage of the ConformLoadGroup with the attributes pfixedPct and qfixedPct. In this case, the associated ConformLoadGroup would have to have an associated ConformLoadSchedule.
- See EnergyConsumer for specific notes about inherited attributes.

Native Members

LoadGroup	1..1	ConformLoadGroup	Group of this ConformLoad.
-----------	------	------------------	-------------------------------

Inherited Members

pfixed	0..1	ActivePower	see EnergyConsumer
pfixedPct	0..1	PerCent	see EnergyConsumer
qfixed	0..1	ReactivePower	see EnergyConsumer
qfixedPct	0..1	PerCent	see EnergyConsumer
LoadResponse	0..1	LoadResponseCharacteristic	see EnergyConsumer

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.13 ConformLoadGroup

LoadModel

A group of loads conforming to an allocation pattern.

Inherited Members

SubLoadArea	1..1	SubLoadArea	see LoadGroup
-------------	------	-------------	---------------

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.14 ConformLoadSchedule

LoadModel

A curve of load versus time (X-axis) showing the active power values (Y1-axis) and reactive power (Y2-axis) for each unit of the period covered. This curve represents a typical pattern of load over the time period for a given day type and season.

- Because value1 will always be specified in MW and value2 will always be specified in MVar, the value1Multiplier and value2Multiplier attributes do not need to be specified.

Native Members

ConformLoadGroup	1..1	ConformLoadGroup	The ConformLoadGroup where the ConformLoadSchedule belongs.
------------------	------	------------------	---

Inherited Members

DayType	1..1	DayType	see SeasonDayTypeSchedule
Season	1..1	Season	see SeasonDayTypeSchedule

endTime	1..1	dateTime	see RegularIntervalSchedule
timeStep	1..1	Seconds	see RegularIntervalSchedule

startTime	1..1	dateTime	see BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.15 ConnectivityNode

Core

Connectivity nodes are points where terminals of conducting equipment are connected together with zero impedance.

- By convention, ConnectivityNodes may only be placed within VoltageLevels.

Native Members

ConnectivityNodeContainer	1..1	ConnectivityNodeContainer	Container of this connectivity node.
---------------------------	------	---------------------------	--------------------------------------

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.16 ControlArea

ControlArea

A control area is a grouping of generating units and/or loads and a cutset of tie lines (as terminals) which may be used for a variety of purposes including automatic generation control, powerflow solution area interchange control specification, and input to load forecasting. Note that any number of overlapping control area specifications can be superimposed on the physical model.

Native Members

netInterchange	1..1	ActivePower	The specified positive net interchange into the control area.
pTolerance	0..1	ActivePower	Active power net interchange tolerance
type	1..1	ControlAreaTypeKind	The type of control area definition used to determine if this is used for automatic generation control, for planning interchange control, or other purposes.

EnergyArea	1..1	EnergyArea	The energy area that is forecast from this control area specification.
------------	------	------------	--

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.17 ControlAreaGeneratingUnit

ControlArea

A control area generating unit. This class is needed so that alternate control area definitions may include the same generating unit. Note only one instance within a control area should reference a specific generating unit.

Native Members

ControlArea	1..1	ControlArea	The parent control area for the generating unit specifications.
GeneratingUnit	1..1	GeneratingUnit	The generating unit specified for this control area. Note that a control area should include a GeneratingUnit only once.

4.2.18 CurrentLimit

OperationalLimits

Operational limit on current.

Native Members

value	1..1	CurrentFlow	Limit on current flow.
-------	------	-------------	------------------------

Inherited Members

type	1..1	string	see OperationalLimit
OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	see OperationalLimit

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.19 CurveData

Core

Multi-purpose data points for defining a curve.

- The CurveData class is used to represent points for various curves that derive from the Curve class. The curves defined in this profile are:

GrossToNetActivePowerCurve

ReactiveCapabilityCurve

Native Members

xvalue	1..1	float	The data value of the X-axis variable, depending on the X-axis units
y1value	1..1	float	The data value of the first Y-axis variable, depending on the Y-axis units
y2value	1..1	float	The data value of the second Y-axis variable (if present), depending on the Y-axis units
Curve	1..1	Curve	The Curve defined by this CurveData.

4.2.20 DayType

LoadModel

Group of similar days, e.g., Mon/Tue/Wed, Thu/Fri, Sat/Sun, Holiday1, Holiday2.

- The name attribute indicates the days of the week that a given DayType represents.
- If the name attribute is "All", it represents all seven days of the week.
- If the name attribute is "Weekday", it represents Monday through Friday.
- If the name attribute is "Weekend", it represents Saturday and Sunday.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.21 Disconnecter

Wires

A manually operated or motor operated mechanical switching device used for changing the connections in a circuit, or for isolating a circuit or equipment from a source of power. It is required to open or close circuits when negligible current is broken or made.

Inherited Members

normalOpen	1..1	boolean	see Switch
BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment
aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.22 Discrete

Meas

Discrete represents a discrete Measurement, i.e. a Measurement representing discrete values, e.g. a Breaker position.

- The association to Terminal may not be required depending on how the Measurement is being used. See section Use of Measurement Class for details.
- The measurementType attribute is used to define the quantity being measured (Voltage, ThreePhaseActivePower, etc.) by a Measurement. The valid values for the measurementType are defined in Normative String Tables.

Inherited Members

measurementType	1..1	string	see Measurement
PowerSystemResource	1..1	PowerSystemResource	see Measurement
Terminal	0..1	Terminal	see Measurement
Unit	1..1	Unit	see Measurement

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.23 DiscreteValue

Meas

DiscreteValue represents a discrete MeasurementValue.

Native Members

Discrete	1..1	Discrete	Measurement to which this value is connected.
----------	------	----------	---

Inherited Members

MeasurementValueSource	1..1	MeasurementValueSource	see MeasurementValue
aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.24 EnergyConsumer

Wires

Generic user of energy – a point of consumption on the power system model

- The definition of the real and reactive power injections for an EnergyConsumer can be done using different sets of attributes. In the simplest case, the injections can be defined directly using only the attributes pfixed and qfixed.
- To specify conforming and nonconforming loads, the classes ConformLoad, NonConformLoad, or their subtypes should be used.
- The attributes defining the affect of voltage and frequency on the injection defined by an associated LoadResponseCharacteristic should be supplied, if they are available, but are not required.

Native Members

pfixed	0..1	ActivePower	Active power of the load that is a fixed quantity.
pfixedPct	0..1	PerCent	Fixed active power as per cent of load group fixed active power
qfixed	0..1	ReactivePower	Reactive power of the load that is a fixed quantity.
qfixedPct	0..1	PerCent	Fixed reactive power as per cent of load group fixed reactive power.
LoadResponse	0..1	LoadResponseCharacteristic	The load response characteristic of this load.

Inherited Members

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	----------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.25 EquivalentBranch

Equivalents

The class represents equivalent branches.

Native Members

r	1..1	Resistance	Positive sequence series resistance of the reduced branch.
x	1..1	Reactance	Positive sequence series reactance of the reduced branch.

Inherited Members

EquivalentNetwork	1..1	EquivalentNetwork	see EquivalentEquipment
-------------------	------	-------------------	----------------------------

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	----------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
-----------	------	--------	----------------------

description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.26 EquivalentInjection

Equivalents

This class represents equivalent injections (generation or load). Voltage regulation is allowed only at the local connectivity node.

Native Members

maxP	1..1	ActivePower	Maximum active power of the injection.
minP	1..1	ActivePower	Minimum active power of the injection.
regulationCapability	1..1	boolean	Specifies whether or not the EquivalentInjection has the capability to regulate the local voltage.
regulationStatus	1..1	boolean	Specifies the default regulation status of the EquivalentInjection. True is regulating. False is not regulating.
regulationTarget	1..1	Voltage	The target voltage for voltage regulation.

Inherited Members

EquivalentNetwork	1..1	EquivalentNetwork	see EquivalentEquipment
BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.27 EquivalentNetwork

Equivalents

A class that represents an external meshed network that has been reduced to an electrically equivalent model. The ConnectivityNodes contained in the equivalent are intended to reflect internal nodes of the equivalent. The boundary Connectivity nodes where the equivalent connects outside itself are NOT contained by the equivalent.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.28 EquivalentShunt

Equivalents

The class represents equivalent shunts.

Native Members

b	1..1	Susceptance	Positive sequence shunt susceptance.
g	1..1	Conductance	Positive sequence shunt conductance.

Inherited Members

EquivalentNetwork	1..1	EquivalentNetwork	see EquivalentEquipment
BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.29 FossilFuel

Production

The fossil fuel consumed by the non-nuclear thermal generating units, e.g., coal, oil, gas

Native Members

fossilFuelType	1..1	FuelType	The type of fossil fuel, such as coal, oil, or gas.
----------------	------	----------	---

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.30 GeneratingUnit

Production

A single or set of synchronous machines for converting mechanical power into alternating-current power. For example, individual machines within a set may be defined for scheduling purposes while a single control signal is derived for the set. In this case there would be a GeneratingUnit for each member of the set and an additional GeneratingUnit corresponding to the set.

- To define a GeneratingUnit requires defining the initial real power injection, net real power limits, and the status of the unit. The initial injection is defined using the attribute initialP.
- The net real power limits can be defined in three ways; 1) with the attributes maxOperatingP and minOperatingP, or 2) with the attribute ratedNetMaxP or 3) with the

attributes `ratedGrossMinP` and `ratedGrossMaxP` used in conjunction with an associated `GrossToNetActivePowerCurve`.

- The control status of the unit is defined with the attribute `genControlSource`, but it is not required. The participation factor attributes `longPF`, `normalPF`, and `shortPF` are not required.
- The `GeneratingUnit` class should only be used in cases where the more specific classes, `HydroGeneratingUnit` and `ThermalGeneratingUnit`, do not apply.
- The attributes `governorSCD`, `maximumAllowableSpinningReserve`, `nominalP`, `startupCost`, and `variableCost` are not required.

Native Members

<code>genControlSource</code>	0..1	<code>GeneratorControlSource</code>	The source of controls for a generating unit.
<code>governorSCD</code>	0..1	<code>PerCent</code>	Governor Speed Changer Droop. This is the change in generator power output divided by the change in frequency normalized by the nominal power of the generator and the nominal frequency and expressed in percent and negated. A positive value of speed change droop provides additional generator output upon a drop in frequency.
<code>initialP</code>	1..1	<code>ActivePower</code>	Default Initial active power which is used to store a powerflow result for the initial active power for this unit in this network configuration
<code>longPF</code>	0..1	<code>float</code>	Generating unit economic participation factor
<code>maximumAllowableSpinningReserve</code>	0..1	<code>ActivePower</code>	Maximum allowable spinning reserve. Spinning reserve will never be considered greater than this value regardless of the current operating point.

maxOperatingP	1..1	ActivePower	This is the maximum operating active power limit the dispatcher can enter for this unit
minOperatingP	1..1	ActivePower	This is the minimum operating active power limit the dispatcher can enter for this unit.
nominalP	0..1	ActivePower	The nominal power of the generating unit. Used to give precise meaning to percentage based attributes such as the governor speed change droop (governorSCD attribute).
normalPF	0..1	float	Generating unit economic participation factor
ratedGrossMaxP	0..1	ActivePower	The unit's gross rated maximum capacity (Book Value).
ratedGrossMinP	0..1	ActivePower	The gross rated minimum generation level which the unit can safely operate at while delivering power to the transmission grid
ratedNetMaxP	0..1	ActivePower	The net rated maximum capacity determined by subtracting the auxiliary power used to operate the internal plant machinery from the rated gross maximum capacity
shortPF	0..1	float	Generating unit economic participation factor
startupCost	0..1	Money	The initial startup cost incurred for each start of the GeneratingUnit.

variableCost	0..1	Money	The variable cost component of production per unit of ActivePower.
--------------	------	-------	--

Inherited Members

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.31 GeographicalRegion

Core

A geographical region of a power system network model.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.32 GrossToNetActivePowerCurve

Production

Relationship between the generating unit's gross active power output on the X-axis (measured at the terminals of the machine(s)) and the generating unit's net active power output on the Y-axis (based on utility-defined measurements at the power station). Station service loads, when modeled, should be treated as non-conforming bus loads. There may be more than one curve, depending on the auxiliary equipment that is in service.

- Because the x and y values will always be specified in MW, the xMultiplier and y1Multiplier attributes do not need to be supplied.

Native Members

GeneratingUnit	1..1	GeneratingUnit	A generating unit may have a gross active power to net active power curve, describing the losses and auxiliary power requirements of the unit
----------------	------	----------------	---

Inherited Members

curveStyle	1..1	CurveStyle	see Curve
xUnit	1..1	UnitSymbol	see Curve
y1Unit	1..1	UnitSymbol	see Curve
y2Unit	0..1	UnitSymbol	see Curve

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.33 HydroGeneratingUnit

Production

A generating unit whose prime mover is a hydraulic turbine (e.g., Francis, Pelton, Kaplan).

- The attributes governorSCD, maximumAllowableSpinningReserve, nominalP, startupCost, and variableCost are not required.

Inherited Members

genControlSource	0..1	GeneratorControlSource	see GeneratingUnit
governorSCD	0..1	PerCent	see GeneratingUnit
initialP	1..1	ActivePower	see GeneratingUnit
longPF	0..1	float	see GeneratingUnit

maximumAllowableSpinningReserve	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
maxOperatingP	1..1	ActivePower	see GeneratingUnit
minOperatingP	1..1	ActivePower	see GeneratingUnit
nominalP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
normalPF	0..1	float	see GeneratingUnit
ratedGrossMaxP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
ratedGrossMinP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
ratedNetMaxP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
shortPF	0..1	float	see GeneratingUnit
startupCost	0..1	Money	see GeneratingUnit
variableCost	0..1	Money	see GeneratingUnit

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.34 HydroPump

Production

A synchronous motor-driven pump, typically associated with a pumped storage plant.

Native Members

SynchronousMachine	1..1	SynchronousMachine	The synchronous machine drives the turbine which moves the water from a low elevation to a higher elevation. The direction of machine rotation for pumping may or may not be the same as for generating.
--------------------	------	--------------------	--

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.35 IEC61970CIMVersion

This is the IEC 61970 CIM version number assigned to this UML model file.

- The two IEC61970CIMVersion attributes should be assigned the values defined as the initial values in the CIM UML. Currently the initial value for version is IEC61970CIM14v15. The current initial value for date is “2010-04-28”.

Native Members

date	1..1	dateTime	Form is YYYY-MM-DD For example for January 5, 2009 it is 2009-01-05.
version	1..1	string	Form is IEC61970CIMXXvYY where XX is the major CIM package version and the YY is the minor version. For example IEC61970CIM13v18.

4.2.36 ImpedanceVariationCurve

Wires

An Impedance Variation Curve describes the change in Transformer Winding impedance values in relationship to tap step changes. The tap step is represented using the xValue, resistance using y1value, reactance using y2value, and magnetizing susceptance using y3value.

The resistance (r), reactance (x), and magnetizing susceptance (b) of the associated TransformerWinding define the impedance when the tap is at neutral step. The curve values represent the change to the impedance from the neutral step values. The impedance at a non-neutral step is calculated by adding the neutral step impedance (from the TransformerWinding) to the delta value from the curve.

Native Members

TapChanger	1..1	TapChanger	An ImpedanceVariationCurve defines impedance changes for a TapChanger.
------------	------	------------	--

Inherited Members

curveStyle	1..1	CurveStyle	see Curve
xUnit	1..1	UnitSymbol	see Curve
y1Unit	1..1	UnitSymbol	see Curve
y2Unit	0..1	UnitSymbol	see Curve

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.37 Line

Wires

Contains equipment beyond a substation belonging to a power transmission line.

- Use of the Line class is not required. If used, it can only be used as a container for ACLineSegments and SeriesCompensators.
- A Line is not required to be associated with a SubGeographicalRegion.

Native Members

Region	0..1	SubGeographicalRegion	A Line can be contained by a SubGeographical Region.
--------	------	-----------------------	--

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.38 LoadArea

LoadModel

The class is the root or first level in a hierarchical structure for grouping of loads for the purpose of load flow load scaling.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.39 LoadBreakSwitch

Wires

A mechanical switching device capable of making, carrying, and breaking currents under normal operating conditions.

Native Members

ratedCurrent	1..1	CurrentFlow	Current carrying capacity of a wire or cable under stated thermal conditions.
--------------	------	-------------	---

Inherited Members

normalOpen	1..1	boolean	see Switch
BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment
aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.40 LoadResponseCharacteristic

LoadModel

Models the characteristic response of the load demand due to changes in system conditions such as voltage and frequency. This is not related to demand response.

If LoadResponseCharacteristic.exponentModel is True, the voltage exponents are specified and used as to calculate:

Active power component = Pnominal * (Voltage/cim:BaseVoltage.nominalVoltage) ** cim:LoadResponseCharacteristic.pVoltageExponent

Reactive power component = Qnominal * (Voltage/cim:BaseVoltage.nominalVoltage)** cim:LoadResponseCharacteristic.qVoltageExponent

Where * means "multiply" and ** is "raised to power of".

Native Members

exponentModel	1..1	boolean	Indicates the exponential voltage dependency model (pVoltageExponent and qVoltageExponent) is to be used. If false, the coefficient model (consisting of pConstantImpedance, pConstantCurrent, pConstantPower, qConstantImpedance, qConstantCurrent, and qConstantPower) is to be used.
pConstantCurrent	1..1	float	Portion of active power load modeled as constant current. Used only if the useExponentModel is false. This value is normalized against the sum of pZ, pI, and pP.
pConstantImpedance	1..1	float	Portion of active power load modeled as constant impedance. Used only if the useExponentModel is false. This value is normalized against the sum of pZ, pI, and pP.
pConstantPower	1..1	float	Portion of active power load modeled as constant power. Used only if the useExponentModel is false. This value is normalized against the sum of pZ, pI, and pP.
pFrequencyExponent	1..1	float	Exponent of per unit frequency effecting active power
pVoltageExponent	1..1	float	Exponent of per unit voltage effecting real power. This model used only when "useExponentModel" is true.

qConstantCurrent	1..1	float	Portion of reactive power load modeled as constant current. Used only if the useExponentModel is false. This value is noralized against the sum of qZ, ql, and qP.
qConstantImpedance	1..1	float	Portion of reactive power load modeled as constant impedance. Used only if the useExponentModel is false. This value is noralized against the sum of qZ, ql, and qP.
qConstantPower	1..1	float	Portion of reactive power load modeled as constant power. Used only if the useExponentModel is false. This value is noralized against the sum of qZ, ql, and qP.
qFrequencyExponent	1..1	float	Exponent of per unit frequency effecting reactive power
qVoltageExponent	1..1	float	Exponent of per unit voltage effecting reactive power. This model used only when "useExponentModel" is true.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.41 MeasurementValueSource

Meas

MeasurementValueSource describes the alternative sources updating a MeasurementValue. User conventions for how to use the MeasurementValueSource attributes are described in the introduction to IEC 61970-301.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.42 MutualCoupling

Wires

This class represents the zero sequence line mutual coupling.

Native Members

b0ch	1..1	Susceptance	Zero sequence mutual coupling shunt (charging) susceptance, uniformly distributed, of the entire line section.
distance11	1..1	Length	Distance from the first line's specified terminal to start of coupled region
distance12	1..1	Length	Distance from the first line's from specified terminal to end of coupled region
distance21	1..1	Length	Distance from the second line's specified terminal to start of coupled region
distance22	1..1	Length	Distance from the second line's specified terminal to end of coupled region

g0ch	1..1	Conductance	Zero sequence mutual coupling shunt (charging) conductance, uniformly distributed, of the entire line section.
r0	1..1	Resistance	Zero sequence branch-to-branch mutual impedance coupling, resistance
x0	1..1	Reactance	Zero sequence branch-to-branch mutual impedance coupling, reactance
First_Terminal	1..1	Terminal	The starting terminal for the calculation of distances along the first branch of the mutual coupling. Normally MutualCoupling would only be used for terminals of AC line segments. The first and second terminals of a mutual coupling should point to different AC line segments.
Second_Terminal	1..1	Terminal	The starting terminal for the calculation of distances along the second branch of the mutual coupling.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.43 NonConformLoad

LoadModel

NonConformLoad represent loads that do not follow a daily load change pattern and changes are not correlated with the daily load change pattern.

- The definition of the real and reactive power injections for an EnergyConsumer can be done using different sets of attributes. In the simplest case, the injections can be defined directly using only the attributes pfixed and qfixed.
- The injections for a NonConformLoad can be defined as a percentage of the NonConformLoadGroup with the attributes pfixedPct and qfixedPct. In this case, the associated NonConformLoadGroup would have to have an associated NonConformLoadSchedule.
- The attributes defining the affect of voltage and frequency on the injection defined by an associated LoadResponseCharacteristic should be supplied, if they are available, but are not required.

Native Members

LoadGroup	1..1	NonConformLoadGroup	Group of this ConformLoad.
-----------	------	---------------------	----------------------------

Inherited Members

pfixed	0..1	ActivePower	see EnergyConsumer
pfixedPct	0..1	PerCent	see EnergyConsumer
qfixed	0..1	ReactivePower	see EnergyConsumer
qfixedPct	0..1	PerCent	see EnergyConsumer
LoadResponse	0..1	LoadResponseCharacteristic	see EnergyConsumer

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.44 NonConformLoadGroup

LoadModel

Loads that do not follow a daily and seasonal load variation pattern.

Inherited Members

SubLoadArea	1..1	SubLoadArea	see LoadGroup
aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.45 NonConformLoadSchedule

LoadModel

An active power (Y1-axis) and reactive power (Y2-axis) schedule (curves) versus time (X-axis) for non-conforming loads, e.g., large industrial load or power station service (where modeled)

- Because value1 will always be specified in MW and value2 will always be specified in MVar, the value1Multiplier and value2Multiplier attributes do not need to be specified.

Native Members

NonConformLoadGroup	1..1	NonConformLoadGroup	The NonConformLoadGroup where the NonConformLoadSchedule belongs.
---------------------	------	---------------------	---

Inherited Members

DayType	1..1	DayType	see SeasonDayTypeSchedule
Season	1..1	Season	see SeasonDayTypeSchedule
endTime	1..1	dateTime	see RegularIntervalSchedule

timeStep	1..1	Seconds	see RegularIntervalSchedule
----------	------	---------	--------------------------------

startTime	1..1	dateTime	see BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.46 NuclearGeneratingUnit

Production

A nuclear generating unit.

Inherited Members

genControlSource	0..1	GeneratorControlSource	see GeneratingUnit
governorSCD	0..1	PerCent	see GeneratingUnit
initialP	1..1	ActivePower	see GeneratingUnit
longPF	0..1	float	see GeneratingUnit
maximumAllowableSpinningReserve	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
maxOperatingP	1..1	ActivePower	see GeneratingUnit
minOperatingP	1..1	ActivePower	see GeneratingUnit
nominalP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
normalPF	0..1	float	see GeneratingUnit

ratedGrossMaxP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
ratedGrossMinP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
ratedNetMaxP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
shortPF	0..1	float	see GeneratingUnit
startupCost	0..1	Money	see GeneratingUnit
variableCost	0..1	Money	see GeneratingUnit

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.47 OperationalLimitSet

OperationalLimits

A set of limits associated with equipment. Sets of limits might apply to a specific temperature, or season for example. A set of limits may contain many different severities of limit levels that would apply to the same equipment. The set may contain limits of different types such as apparent power and current limits or high and low voltage limits that are logically applied together as a set.

Native Members

Equipment	1..1	Equipment	The equipment to which the limit set applies.
Terminal	1..1	Terminal	The terminal specifically associated to this operational limit set. If no terminal is associated, all terminals of the equipment are implied.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.48 OperationalLimitType

OperationalLimits

A type of limit. The meaning of a specific limit is described in this class.

Native Members

acceptableDuration	1..1	Seconds	The nominal acceptable duration of the limit. Limits are commonly expressed in terms of the a time limit for which the limit is normally acceptable. The actual acceptable duration of a specific limit may depend on other local factors such as temperature or wind speed.
direction	1..1	OperationalLimitDirectionKind	The direction of the limit.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.49 PhaseTapChanger

Wires

A specialization of a voltage tap changer that has detailed modeling for phase shifting capabilities. A phase shifting tap changer is also in general a voltage magnitude transformer. The symmetrical and asymmetrical transformer tap changer models are defined here.

- The attribute `ltcflag` specifies whether or not a `TapChanger` has load tap changing capabilities. If the `ltcFlag` is true, the attributes `highStep`, `lowStep`, `neutralStep`, `normalStep` and `stepPhaseShiftIncrement` are all required.
- The attributes `voltageStepIncrementOutOfPhase`, `windingConnectionAngle`, `xStepMax`, and `xStepMin` are not required.

Native Members

<code>nominalVoltageOutOfPhase</code>	0..1	Voltage	Similar to <code>TapChanger.nominalVoltage</code> , but this is the nominal voltage in the out of phase winding at the nominal tap step. A typical case may have zero voltage at the nominal step, indicating no phase shift at the nominal voltage.
<code>phaseTapChangerType</code>	0..1	<code>PhaseTapChangerKind</code>	The type of phase shifter construction.
<code>stepPhaseShiftIncrement</code>	1..1	AngleDegrees	Phase shift per step position. A positive value indicates a positive phase shift from the winding where the tap is located to the other winding (for a two-winding transformer). The actual phase shift increment might be more accurately computed from the symmetrical or asymmetrical models or a tap step table lookup if those are available.

voltageStepIncrement OutOfPhase	0..1	Voltage	The voltage step increment on the out of phase winding. This voltage step on the out of phase winding of the phase shifter. Similar to TapChanger.voltageStepIncrement, but it is applied only to the out of phase winding.
windingConnectionAngle	0..1	AngleDegrees	The phase angle between the in-phase winding and the out-of-phase winding used for creating phase shift. It is only possible to have a symmetrical transformer if this angle is 90 degrees.
xStepMax	0..1	Reactance	The reactance at the maximum tap step.
xStepMin	0..1	Reactance	The reactance at the minimum tap step.
TransformerWinding	1..1	TransformerWinding	The transformer winding to which the phase tap changer belongs.

Inherited Members

highStep	1..1	integer	see TapChanger
lowStep	1..1	integer	see TapChanger
ltcFlag	1..1	boolean	see TapChanger
neutralStep	1..1	integer	see TapChanger
neutralU	1..1	Voltage	see TapChanger
normalStep	1..1	integer	see TapChanger
regulationStatus	0..1	boolean	see TapChanger
stepVoltageIncrement	0..1	PerCent	see TapChanger

RegulatingControl	0..1	RegulatingControl	see TapChanger
aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.50 PhaseVariationCurve

Wires

A Phase Variation Curve describes the phase shift in relationship to tap step changes. The tap step is represented using the xValue and the phase shift using y1value.

Native Members

PhaseTapChanger	1..1	PhaseTapChanger	A PhaseVariationCurve defines phase shift changes for a PhaseTapChanger.
-----------------	------	-----------------	--

Inherited Members

curveStyle	1..1	CurveStyle	see Curve
xUnit	1..1	UnitSymbol	see Curve
y1Unit	1..1	UnitSymbol	see Curve
y2Unit	0..1	UnitSymbol	see Curve
aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.51 PowerTransformer

Wires

An electrical device consisting of two or more coupled windings, with or without a magnetic core, for introducing mutual coupling between electric circuits. Transformers can be used to control voltage and phase shift (active power flow).

A PowerTransformer can be either two winding or three winding.

- A two winding transformer has two TransformerWindings
- A three winding transformer has three TransformerWindings

Inherited Members

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.52 RatioTapChanger

Wires

A tap changer that changes the voltage ratio impacting the voltage magnitude but not directly the phase angle across the transformer.

- The attribute Itcflag specifies whether or not a TapChanger has load tap changing capabilities. If the ItcFlag is true, the attributes highStep, lowStep, neutralStep, normalStep, neutralU and stepVoltageIncrement are required.

Native Members

tculControlMode	1..1	TransformerControlMode	Specifies the regulation control mode (voltage or reactive) of the RatioTapChanger.
TransformerWinding	1..1	TransformerWinding	The transformer winding to which the ratio tap changer belongs.

Inherited Members

highStep	1..1	integer	see TapChanger
lowStep	1..1	integer	see TapChanger
ltcFlag	1..1	boolean	see TapChanger
neutralStep	1..1	integer	see TapChanger
neutralU	1..1	Voltage	see TapChanger
normalStep	1..1	integer	see TapChanger
regulationStatus	0..1	boolean	see TapChanger
stepVoltageIncrement	0..1	PerCent	see TapChanger
RegulatingControl	0..1	RegulatingControl	see TapChanger

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.53 RatioVariationCurve

Wires

A Ratio Variation Curve describes the change in tap ratio in relationship to tap step changes. The tap step is represented using the xValue and the ratio using y1value.

Native Members

RatioTapChanger	1..1	RatioTapChanger	A RatioVariationCurve defines tap ratio changes for a RatioTapChanger.
-----------------	------	-----------------	--

Inherited Members

curveStyle	1..1	CurveStyle	see Curve
xUnit	1..1	UnitSymbol	see Curve
y1Unit	1..1	UnitSymbol	see Curve
y2Unit	0..1	UnitSymbol	see Curve

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.54 ReactiveCapabilityCurve

Wires

Reactive power rating envelope versus the synchronous machine's active power, in both the generating and motoring modes. For each active power value there is a corresponding high and low reactive power limit value. Typically there will be a separate curve for each coolant condition, such as hydrogen pressure. The Y1 axis values represent reactive minimum and the Y2 axis values represent reactive maximum.

- ReactiveCapabilityCurves are not required if the reactive power limits of the SynchronousMachine do not vary with real power output.
- By convention, the Y1 axis values represent reactive minimum and the Y2 axis values represent reactive maximum.
- Because the x value will always be specified in MW and the y values will always be specified in MVAR, the xMultiplier, y1Multiplier, and y2Multiplier attributes do not need to be supplied.

Inherited Members

curveStyle	1..1	CurveStyle	see Curve
xUnit	1..1	UnitSymbol	see Curve
y1Unit	1..1	UnitSymbol	see Curve
y2Unit	0..1	UnitSymbol	see Curve

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject

name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.55 RegularTimePoint

Core

TimePoints for a schedule where the time between the points is constant.

- The RegularTimePoint class is used to represent points for various schedules that derive from the RegularIntervalSchedule class. The schedules defined in this profile are:
ConformLoadSchedule
NonConformLoadSchedule
RegulationSchedule
- The first SequenceNumber for a schedule is 1. 0 is not an allowed value. The first time point is defined with SequenceNumber = 1.

Native Members

sequenceNumber	1..1	integer	The position of the RegularTimePoint in the sequence. Note that time points don't have to be sequential, i.e. time points may be omitted. The actual time for a RegularTimePoint is computed by multiplying the RegularIntervalSchedule.timeStep with the RegularTimePoint.sequenceNumber and add the BasicIntervalSchedule.startTime.
value1	1..1	float	The first value at the time. The meaning of the value is defined by the class inhering the RegularIntervalSchedule.
value2	1..1	float	The second value at the time. The meaning of the value is defined by the class inhering the RegularIntervalSchedule.
IntervalSchedule	1..1	RegularIntervalSchedule	A RegularTimePoint belongs to a RegularIntervalSchedule.

4.2.56 RegulatingControl**Wires**

Specifies a set of equipment that works together to control a power system quantity such as voltage or flow.

Native Members

discrete	1..1	boolean	The regulation is performed in a discrete mode.
mode	1..1	RegulatingControlModeKind	The regulating control mode presently available. This specifications allows for determining the kind of regulation without need for obtaining the units from a schedule.
targetRange	1..1	float	This is the case input target range. This performs the same function as the value2 attribute on the regulation schedule in the case that schedules are not used. The units of those appropriate for the mode.
targetValue	1..1	float	The target value specified for case input. This value can be used for the target value without the use of schedules. The value has the units appropriate to the mode attribute.
RegulationSchedule	1..unbounded	RegulationSchedule	Schedule for this Regulating regulating control.
Terminal	1..1	Terminal	The terminal associated with this regulating control.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.57 RegulationSchedule

Wires

A pre-established pattern over time for a controlled variable, e.g., busbar voltage.

- By convention, value1 represents the target voltage or real power. value2 is the deviation. A value1 of 100 and value2 of 1 means regulating to 100 kV plus or minus 1 kV. The range would be from 99 kV to 101 kV. Because the regulation values will be specified in either kV for voltage or MW for real power, the value1Multiplier and value2Multiplier attributes do not need to be specified.

Inherited Members

DayType	1..1	DayType	see SeasonDayTypeSchedule
Season	1..1	Season	see SeasonDayTypeSchedule

endTime	1..1	dateTime	see RegularIntervalSchedule
timeStep	1..1	Seconds	see RegularIntervalSchedule

startTime	1..1	dateTime	see BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
-----------	------	--------	----------------------

description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.58 Season

LoadModel

A specified time period of the year, e.g., Spring, Summer, Fall, Winter

- To specify a relative date as the startDate or endDate for a Season, the year component of the ISO 8601 date format ("YYYY-MM-DD") can be omitted. The resulting format would be "MM-DD".

Native Members

endDate	1..1	dateTime	Date season ends
name	1..1	SeasonName	Name of the Season
startDate	1..1	dateTime	Date season starts

4.2.59 SeriesCompensator

Wires

A Series Compensator is a series capacitor or reactor or an AC transmission line without charging susceptance. It is a two terminal device.

Native Members

r	1..1	Resistance	Positive resistance. sequence
x	1..1	Reactance	Positive reactance. sequence

Inherited Members

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.60 ShuntCompensator

Wires

A shunt capacitor or reactor or switchable bank of shunt capacitors or reactors. A section of a shunt compensator is an individual capacitor or reactor. A negative value for reactivePerSection indicates that the compensator is a reactor. ShuntCompensator is a single terminal device. Ground is implied.

- If the reactivePerSection attribute is positive, the Compensator is a capacitor. If the value is negative, the Compensator is a reactor.
- Attributes b0PerSection and g0PerSection are not required.

Native Members

b0PerSection	0..1	Susceptance	Zero sequence shunt (charging) susceptance per section
bPerSection	1..1	Susceptance	Positive sequence shunt (charging) susceptance per section
g0PerSection	0..1	Conductance	Zero sequence shunt (charging) conductance per section
gPerSection	1..1	Conductance	Positive sequence shunt (charging) conductance per section
maximumSections	1..1	integer	For a capacitor bank, the maximum number of sections that may be switched in.

nomU	1..1	Voltage	The nominal voltage at which the nominal reactive power was measured. This should normally be within 10% of the voltage at which the capacitor is connected to the network.
normalSections	1..1	integer	For a capacitor bank, the normal number of sections switched in. This number should correspond to the nominal reactive power (nomQ).
reactivePerSection	1..1	ReactivePower	For a capacitor bank, the size in reactive power of each switchable section at the nominal voltage.

Inherited Members

RegulatingControl	1..1	RegulatingControl	see RegulatingCondEq
BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment
aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.61 StaticVarCompensator

Wires

A facility for providing variable and controllable shunt reactive power. The SVC typically consists of a stepdown transformer, filter, thyristor-controlled reactor, and thyristor-switched capacitor arms.

The SVC may operate in fixed MVar output mode or in voltage control mode. When in voltage control mode, the output of the SVC will be proportional to the deviation of voltage at the controlled bus from the voltage setpoint. The SVC characteristic slope defines the proportion. If the voltage at the controlled bus is equal to the voltage setpoint, the SVC MVar output is zero.

- The value of the inductiveRating attribute shall always be negative.
- The value of the capacitiveRating attribute shall always be positive.

Native Members

capacitiveRating	1..1	Reactance	Maximum available capacitive reactive power
inductiveRating	1..1	Reactance	Maximum available inductive reactive power
slope	1..1	VoltagePerReactivePower	The characteristics slope of an SVC defines how the reactive power output changes in proportion to the difference between the regulated bus voltage and the voltage setpoint.
sVCControlMode	1..1	SVCCControlMode	SVC control mode.
voltageSetPoint	1..1	Voltage	The reactive power output of the SVC is proportional to the difference between the voltage at the regulated bus and the voltage setpoint. When the regulated bus voltage is equal to the voltage setpoint, the reactive power output is zero.

Inherited Members

RegulatingControl	1..1	RegulatingControl	see RegulatingCondEq
-------------------	------	-------------------	----------------------

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.62 StationSupply

LoadModel

Station supply with load derived from the station output.

- See EnergyConsumer for specific notes about inherited attributes.

Inherited Members

pfixed	0..1	ActivePower	see EnergyConsumer
pfixedPct	0..1	PerCent	see EnergyConsumer
qfixed	0..1	ReactivePower	see EnergyConsumer
qfixedPct	0..1	PerCent	see EnergyConsumer
LoadResponse	0..1	LoadResponseCharacteristic	see EnergyConsumer

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
-----------	------	---------	---------------

EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment
--------------------	------	--------------------	---------------

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.63 SubGeographicalRegion

Core

A subset of a geographical region of a power system network model.

Native Members

Region	1..1	GeographicalRegion	The association is used in the naming hierarchy.
--------	------	--------------------	--

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.64 SubLoadArea

LoadModel

The class is the second level in a hierarchical structure for grouping of loads for the purpose of load flow load scaling.

Native Members

LoadArea	1..1	LoadArea	The LoadArea where the SubLoadArea belongs.
----------	------	----------	---

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.65 Substation

Core

A collection of equipment for purposes other than generation or utilization, through which electric energy in bulk is passed for the purposes of switching or modifying its characteristics.

Native Members

Region	1..1	SubGeographicalRegion	The association is used in the naming hierarchy.
--------	------	-----------------------	--

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.66 Switch

Wires

A generic device designed to close, or open, or both, one or more electric circuits.

Native Members

normalOpen	1..1	boolean	The attribute is used in cases when no Measurement for the status value is present. If the Switch has a status measurement the Discrete.normalValue is expected to match with the Switch.normalOpen.
------------	------	---------	--

Inherited Members

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment
aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.67 SwitchSchedule

Wires

A schedule of switch positions. If RegularTimePoint.value1 is 0, the switch is open. If 1, the switch is closed.

Native Members

Switch	1..1	Switch	A SwitchSchedule is associated with a Switch.
--------	------	--------	---

Inherited Members

DayType	1..1	DayType	see SeasonDayTypeSchedule
Season	1..1	Season	see SeasonDayTypeSchedule
endTime	1..1	dateTime	see RegularIntervalSchedule

timeStep	1..1	Seconds	see RegularIntervalSchedule
----------	------	---------	--------------------------------

startTime	1..1	dateTime	see BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.68 SynchronousMachine

Wires

An electromechanical device that operates synchronously with the network. It is a single machine operating either as a generator or synchronous condenser or pump.

- If a SynchronousMachine is not associated with a ReactiveCapabilityCurve, then the minQ and maxQ attributes will be used.
- If a ReactiveCapabilityCurve is supplied, then the minQ and maxQ attributes are not required.
- If a synchronous condenser is being modeled so that there is no capability for real power output, the SynchronousMachine is not required to be associated with a GeneratingUnit. In this case, the type and operatingMode attributes shall both be set to "condenser".
- Attributes qPercent, r, r0, r2, x, x0, x2, ratedS and referencePriority are not required.

Native Members

maxQ	0..1	ReactivePower	Maximum reactive power limit. This is the maximum (nameplate) limit for the unit.
minQ	0..1	ReactivePower	Minimum reactive power limit for the unit.
operatingMode	1..1	SynchronousMachineOperatingMode	Current mode of operation.

qPercent	0..1	PerCent	Percent of the coordinated reactive control that comes from this machine.
r	0..1	Resistance	Positive sequence resistance of the synchronous machine.
r0	0..1	Resistance	Zero sequence resistance of the synchronous machine.
r2	0..1	Resistance	Negative sequence resistance.
ratedS	0..1	ApparentPower	Nameplate apparent power rating for the unit
type	1..1	SynchronousMachineType	Modes in which this synchronous machine can operate.
x	0..1	Reactance	Positive sequence reactance of the synchronous machine.
x0	0..1	Reactance	Zero sequence reactance of the synchronous machine.
x2	0..1	Reactance	Negative sequence reactance.
GeneratingUnit	0..1	GeneratingUnit	A synchronous machine may operate as a generator and as such becomes a member of a generating unit
InitialReactiveCapabilityCurve	0..1	ReactiveCapabilityCurve	The default ReactiveCapabilityCurve for use by a SynchronousMachine

Inherited Members

RegulatingControl	1..1	RegulatingControl	see RegulatingCondEq
BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment
aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.69 TapSchedule

Wires

A pre-established pattern over time for a tap step.

Native Members

TapChanger	1..1	TapChanger	A TapSchedule is associated with a TapChanger.
------------	------	------------	--

Inherited Members

DayType	1..1	DayType	see SeasonDayTypeSchedule
Season	1..1	Season	see SeasonDayTypeSchedule
endTime	1..1	dateTime	see RegularIntervalSchedule
timeStep	1..1	Seconds	see RegularIntervalSchedule

startTime	1..1	dateTime	see BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.70 Terminal

Core

An electrical connection point to a piece of conducting equipment. Terminals are connected at physical connection points called "connectivity nodes".

Native Members

sequenceNumber	1..1	integer	The orientation of the terminal connections for a multiple terminal conducting equipment. The sequence numbering starts with 1 and additional terminals should follow in increasing order. The first terminal is the "starting point" for a two terminal branch. In the case of class TransformerWinding only one terminal is used so its sequenceNumber shall be 1.
ConductingEquipment	1..1	ConductingEquipment	ConductingEquipment has 1 or 2 terminals that may be connected to other ConductingEquipment terminals via ConnectivityNodes

ConnectivityNode	1..1	ConnectivityNode	Terminals interconnect with zero impedance at a node. Measurements on a node apply to all of its terminals.
------------------	------	------------------	---

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.71 ThermalGeneratingUnit

Production

A generating unit whose prime mover could be a steam turbine, combustion turbine, or diesel engine.

- The association to FossilFuel is not required.

Native Members

FossilFuels	0..unbounded	FossilFuel	A thermal generating unit may have one or more fossil fuels.
-------------	--------------	------------	--

Inherited Members

genControlSource	0..1	GeneratorControlSource	see GeneratingUnit
governorSCD	0..1	PerCent	see GeneratingUnit
initialP	1..1	ActivePower	see GeneratingUnit
longPF	0..1	float	see GeneratingUnit
maximumAllowableSpinningReserve	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
maxOperatingP	1..1	ActivePower	see GeneratingUnit
minOperatingP	1..1	ActivePower	see GeneratingUnit

nominalP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
normalPF	0..1	float	see GeneratingUnit
ratedGrossMaxP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
ratedGrossMinP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
ratedNetMaxP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
shortPF	0..1	float	see GeneratingUnit
startupCost	0..1	Money	see GeneratingUnit
variableCost	0..1	Money	see GeneratingUnit

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.72 TieFlow

ControlArea

A flow specification in terms of location and direction for a control area.

Native Members

positiveFlowIn	1..1	boolean	The flow is positive into the terminal. A flow is positive if it is an import into the control area.
ControlArea	1..1	ControlArea	The control area of the tie flows.
Terminal	1..1	Terminal	The terminal to which this tie flow belongs.

4.2.73 TransformerWinding

Wires

A winding is associated with each defined terminal of a transformer (or phase shifter).

- Each TransformerWinding shall be contained by a PowerTransformer. Because a TransformerWinding (or any other object) can not be contained by more than one parent, a TransformerWinding can not have an association to an EquipmentContainer (Substation, VoltageLevel, etc.).
- The attributes ratedS, b0, g0, r0, x0, rground, xground, and connectionType are not required.

Native Members

b	1..1	Susceptance	Magnetizing branch susceptance (B mag). The value can be positive or negative.
b0	0..1	Susceptance	Zero sequence magnetizing branch susceptance.
connectionType	0..1	WindingConnection	The type of connection of the winding.
g0	0..1	Conductance	Zero sequence magnetizing branch conductance.
r	1..1	Resistance	Positive sequence series resistance of the winding. For a two winding transformer, the full resistance of the transformer should be entered on the primary (high voltage) winding.
r0	0..1	Resistance	Zero sequence series resistance of the winding.
ratedS	0..1	ApparentPower	The normal apparent power rating for the winding
ratedU	1..1	Voltage	The rated voltage (phase-to-phase) of the winding, usually the same as the neutral voltage.

rground	0..1	Resistance	Ground resistance path through connected grounding transformer.
windingType	1..1	WindingType	The type of winding.
x	1..1	Reactance	Positive sequence series reactance of the winding. For a two winding transformer, the full reactance of the transformer should be entered on the primary (high voltage) winding.
x0	0..1	Reactance	Zero sequence series reactance of the winding.
xground	0..1	Reactance	Ground reactance path through connected grounding transformer.
PowerTransformer	1..1	PowerTransformer	A transformer has windings.

Inherited Members

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.74 Unit

Core

Quantity being measured. The Unit.name shall be unique among all specified quantities and describe the quantity. The Unit.aliasName is meant to be used for localization.

- The Unit class is used to define the unit of measure (MW, kV, MVA, etc.) of a Measurement. A Measurement shall be associated with one and only one Unit. The valid values for Unit.name are defined in Normative String Tables.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.75 VoltageLevel

Core

A collection of equipment at one common system voltage forming a switchgear. The equipment typically consist of breakers, busbars, instrumentation, control, regulation and protection devices as well as assemblies of all these.

- The attributes highVoltageLimit and lowVoltageLimit are not required.

Native Members

highVoltageLimit	0..1	Voltage	The bus bar's high voltage limit.
lowVoltageLimit	0..1	Voltage	The bus bar's low voltage limit.
BaseVoltage	1..1	BaseVoltage	The base voltage used for all equipment within the VoltageLevel.
Substation	1..1	Substation	The association is used in the naming hierarchy.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.76 VoltageLimit

OperationalLimits

Operational limit applied to voltage.

Native Members

value	1..1	Voltage	Limit on voltage. High or low limit depends on the OperatoinalLimit.limitKind
-------	------	---------	---

Inherited Members

type	1..1	string	see OperationalLimit
OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	see OperationalLimit

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.2.77 WindGeneratingUnit

Production

A wind driven generating unit.

Inherited Members

genControlSource	0..1	GeneratorControlSource	see GeneratingUnit
governorSCD	0..1	PerCent	see GeneratingUnit
initialP	1..1	ActivePower	see GeneratingUnit
longPF	0..1	float	see GeneratingUnit
maximumAllowableSpinningReserve	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
maxOperatingP	1..1	ActivePower	see GeneratingUnit
minOperatingP	1..1	ActivePower	see GeneratingUnit
nominalP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
normalPF	0..1	float	see GeneratingUnit
ratedGrossMaxP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
ratedGrossMinP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
ratedNetMaxP	0..1	ActivePower	see GeneratingUnit
shortPF	0..1	float	see GeneratingUnit
startupCost	0..1	Money	see GeneratingUnit
variableCost	0..1	Money	see GeneratingUnit
aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment
aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject

description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3 Abstract Classes

4.3.1 BasicIntervalSchedule

Core

Schedule of values at points in time.

Native Members

startTime	1..1	dateTime	The time for the first time point.
value1Unit	1..1	UnitSymbol	Value1 units of measure.
value2Unit	1..1	UnitSymbol	Value2 units of measure.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.2 ConductingEquipment

Core

The parts of the power system that are designed to carry current or that are conductively connected therewith. ConductingEquipment is contained within an EquipmentContainer that may be a Substation, or a VoltageLevel or a Bay within a Substation.

Native Members

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	Use association to ConductingEquipment only when there is no VoltageLevel container used.
-------------	------	-------------	---

Inherited Members

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.3 Conductor

Wires

Combination of conducting material with consistent electrical characteristics, building a single electrical system, used to carry current between points in the power system.

Native Members

length	0..1	Length	Segment length for calculating line section capabilities
--------	------	--------	--

Inherited Members

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.4 ConnectivityNodeContainer

Core

A base class for all objects that may contain ConnectivityNodes or TopologicalNodes.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.5 Curve

Core

A multi-purpose curve or functional relationship between an independent variable (X-axis) and dependent (Y-axis) variables.

Native Members

curveStyle	1..1	CurveStyle	The style or shape of the curve.
xUnit	1..1	UnitSymbol	The X-axis units of measure.
y1Unit	1..1	UnitSymbol	The Y1-axis units of measure.
y2Unit	0..1	UnitSymbol	The Y2-axis units of measure.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.6 EnergyArea

LoadModel

The class describes an area having energy production or consumption. The class is the basis for further specialization.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.7 Equipment

Core

The parts of a power system that are physical devices, electronic or mechanical

Native Members

aggregate	0..1	boolean	The single instance of equipment represents multiple pieces of equipment that have been modeled together as an aggregate. Examples would be PowerTransformers or SynchronousMachines operating in parallel modeled as a single aggregate PowerTransformer or aggregate SynchronousMachine. This is not to be used to indicate equipment that is part of a group of interdependent equipment produced by a network production program.
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	The association is used in the naming hierarchy.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.8 EquipmentContainer

Core

A modeling construct to provide a root class for containing equipment.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.9 EquivalentEquipment

Equivalents

The class represents equivalent objects that are the result of a network reduction. The class is the base for equivalent objects of different types.

Native Members

EquivalentNetwork	1..1	EquivalentNetwork	The equivalent where the reduced model belongs.
-------------------	------	-------------------	---

Inherited Members

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.10 IdentifiedObject

Core

This is a root class to provide common naming attributes for all classes needing naming attributes

Native Members

aliasName	0..1	string	The aliasName is free text human readable name of the object alternative to IdentifiedObject.name. It may be non unique and may not correlate to a naming hierarchy.
description	0..1	string	The description is a free human readable text describing or naming the object. It may be non unique and may not correlate to a naming hierarchy.
name	1..1	string	The name is a free text human readable name of the object. It may be non unique and may not correlate to a naming hierarchy.
pathName	0..1	string	The pathname is a system unique name composed from all IdentifiedObject.localNames in a naming hierarchy path from the object to the root.

4.3.11 LoadGroup

LoadModel

The class is the third level in a hierarchical structure for grouping of loads for the purpose of load flow load scaling.

Native Members

SubLoadArea	1..1	SubLoadArea	The SubLoadArea where the Loadgroup belongs.
-------------	------	-------------	--

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.12 Measurement

Meas

A Measurement represents any measured, calculated or non-measured, non-calculated quantity. Any piece of equipment may contain Measurements, e.g. a substation may have temperature measurements and door open indications, a transformer may have oil temperature and tank pressure measurements, a bay may contain a number of power flow measurements and a Breaker may contain a switch status measurement.

The PSR - Measurement association is intended to capture this use of Measurement and is included in the naming hierarchy based on EquipmentContainer. The naming hierarchy typically has Measurements as leafs, e.g. Substation-VoltageLevel-Bay-Switch-Measurement.

Some Measurements represent quantities related to a particular sensor location in the network, e.g. a voltage transformer (PT) at a busbar or a current transformer (CT) at the bar between a breaker and an isolator. The sensing position is not captured in the PSR - Measurement association. Instead it is captured by the Measurement - Terminal association that is used to define the sensing location in the network topology. The location is defined by the connection of the Terminal to ConductingEquipment.

Two possible paths exist:

- 1) Measurement-Terminal- ConnectivityNode-Terminal-ConductingEquipment
- 2) Measurement-Terminal-ConductingEquipment

Alternative 2 is the only allowed use.

When the sensor location is needed both Measurement-PSR and Measurement-Terminal are used. The Measurement-Terminal association is never used alone.

Native Members

measurementType	1..1	string	Specifies the type of Measurement, e.g. IndoorTemperature, OutDoorTemperature, BusVoltage, GeneratorVoltage, LineFlow etc.
PowerSystemResource	1..1	PowerSystemResource	The PowerSystemResource that contains the Measurement in the naming hierarchy.
Terminal	0..1	Terminal	One or more measurements may be associated with a terminal in the network.
Unit	1..1	Unit	The Unit for the Measurement.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.13 MeasurementValue

Meas

The current state for a measurement. A state value is an instance of a measurement from a specific source. Measurements can be associated with many state values, each representing a different source for the measurement.

Native Members

MeasurementValueSource	1..1	MeasurementValueSource	A reference to the type of source that updates the MeasurementValue, e.g. SCADA, CCLink, manual, etc. User conventions for the names of sources are contained in the introduction to IEC 61970-301.
------------------------	------	------------------------	---

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.14 OperationalLimit

OperationalLimits

A value associated with a specific kind of limit.

Native Members

type	1..1	string	Used to specify high/low and limit levels.
OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	The limit set to which the limit values belong.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.15 PowerSystemResource

Core

A power system resource can be an item of equipment such as a Switch, an EquipmentContainer containing many individual items of equipment such as a

Substation, or an organisational entity such as Company or SubControlArea. This provides for the nesting of collections of PowerSystemResources within other PowerSystemResources. For example, a Switch could be a member of a Substation and a Substation could be a member of a division of a Company.

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.16 RegularIntervalSchedule

Core

The schedule has TimePoints where the time between them is constant.

Native Members

endTime	1..1	dateTime	The time for the last time point.
timeStep	1..1	Seconds	The time between each pair of subsequent RegularTimePoints.

Inherited Members

startTime	1..1	dateTime	see BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.17 RegulatingCondEq

Wires

A type of conducting equipment that can regulate a quantity (i.e. voltage or flow) at a specific point in the network.

Native Members

RegulatingControl	1..1	RegulatingControl	The regulating control scheme in which this equipment participates.
-------------------	------	-------------------	---

Inherited Members

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	see ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-------------------------

aggregate	0..1	boolean	see Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	see Equipment

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.18 SeasonDayTypeSchedule

LoadModel

The schedule specialize RegularIntervalSchedule with type curve data for a specific type of day and season. This means that curves of this type cover a 24 hour period.

Native Members

DayType	1..1	DayType	DayType for the Schedule.
Season	1..1	Season	Season for the Schedule.

Inherited Members

endTime	1..1	dateTime	see RegularIntervalSchedule
timeStep	1..1	Seconds	see RegularIntervalSchedule

startTime	1..1	dateTime	see BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.3.19 TapChanger

Wires

Mechanism for changing transformer winding tap positions.

Native Members

highStep	1..1	integer	Highest possible tap step position, advance from neutral
lowStep	1..1	integer	Lowest possible tap step position, retard from neutral
ltcFlag	1..1	boolean	Specifies whether or not a TapChanger has load tap changing capabilities.
neutralStep	1..1	integer	The neutral tap step position for this winding.
neutralU	1..1	Voltage	Voltage at which the winding operates at the neutral tap setting.
normalStep	1..1	integer	The tap step position used in "normal" network operation for this winding. For a "Fixed" tap changer indicates the current physical tap setting.
regulationStatus	0..1	boolean	Specifies the default regulation status of the TapChanger. True is regulating. False is not regulating.
stepVoltageIncrement	0..1	PerCent	Tap step increment, in per cent of nominal voltage, per step position. For a symmetrical PhaseTapChanger, the stepVoltageIncrement is used in the formula for calculation of the phase angle. For a symmetrical PhaseTapChanger, the voltage magnitude does not change with tap step.
RegulatingControl	0..1	RegulatingControl	

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
description	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..1	string	see IdentifiedObject
pathName	0..1	string	see IdentifiedObject

4.4 Enumerations**4.4.1 ControlAreaTypeKind**

ControlArea

The type of control area.

AGC	Used for automatic generatoin control.
Forecast	Used for load forecast.
Interchange	Used for interchange specification or control.

4.4.2 CurveStyle

Core

Style or shape of curve.

constantYValue
formula
rampYValue
straightLineYValues

4.4.3 FuelType

Production

Type of fuel.

coal	
gas	
lignite	The fuel is lignite coal. Note that this is a special type of coal, so the other enum of coal is reserved for hard coal types or if the exact type of coal is not known.
oil	

4.4.4 GeneratorControlSource

Production

The source of controls for a generating unit.

offAGC
onAGC
plantControl
unavailable

4.4.5 OperationalLimitDirectionKind

OperationalLimits

The direction of an operational limit.

absoluteValue	If the absolute value of the monitored value is above the limit value, the limit is violated. In effect, the limit is both a high limit and its negative a low limit.
high	The limit is a high limit. If applied to a terminal flow, the positive direction is into the terminal.
low	The limit is a low limit. If applied to a terminal flow, the positive direction is into the terminal.

4.4.6 PhaseTapChangerKind

Wires

The construction type of the phase shifting tap changer.

asymmetrical	Asymmetrical phase shifter construction. The asymmetrical construction type causes the voltage ratio to change as the phase shift changes. An asymmetrical phase shifter can have the out-of-phase winding connected at 90 degrees or otherwise.
symmetrical	The phase shifter construction is symmetrical. A symmetrical construction causes the turns ratio and voltage magnitude transformation to remain constant while the voltage phase is shifted. A symmetrical construction typically requires the out of phase winding to be connected at 90 degrees.
unknown	Unknown construction type.

4.4.7 RegulatingControlModeKind

Wires

The kind of regulation model. For example regulating voltage, reactive power, active power, etc.

activePower	Active power is specified.
admittance	Admittance is specified.
currentFlow	Current flow is specified.
fixed	The regulation mode is fixed, and thus not regulating.
powerFactor	
reactivePower	Reactive power is specified.
temperature	Control switches on/off based on the local temperature (i.e., a thermostat).
timeScheduled	Control switches on/off by time of day. The times may change on the weekend, or in different seasons.
voltage	Voltage is specified.

4.4.8 SeasonName

LoadModel

Name of season

fall
spring
summer
winter

4.4.9 SVCControlMode

Wires

Static VAr Compensator control mode.

off
reactivePower
voltage

4.4.10 SynchronousMachineOperatingMode

Wires

Synchronous machine operating mode.

condenser
generator

4.4.11 SynchronousMachineType

Wires

Synchronous machine type.

condenser
generator
generator_or_condenser

4.4.12 TapChangerKind

Wires

Transformer tap changer type. Indicates the capabilities of the tap changer independent of the operating mode.

fixed	Not capable of control. This is also indicated by by no association of TapChanger to a RegulatingControl.
phaseControl	Capable of phase control.
voltageAndPhaseControl	Capable of voltage and phase control.
voltageControl	Capable of voltage control.

4.4.13 TransformerControlMode

Wires

Control modes for a transformer.

reactive	Reactive power flow control
volt	Voltage control

4.4.14 UnitSymbol

Domain

The units defiend for usage in the CIM

A	Current in ampere
F	Capacitance in farad
H	Inductance in henry
Hz	Frequency in hertz
Hz-1	per hertz
J	Energy in joule
J/s	Joule per second
N	Force in newton
Pa	Pressure in pascal (N/m ²)
S	Conductance in siemens
V	Voltage in volt
V/VAr	Volt per volt ampere reactive
VA	Apparent power in volt ampere
VAh	Apparent energy in volt ampere hours
VAr	Reactive power in volt ampere reactive
VArh	Reactive energy in volt ampere reactive hours
W	Active power in watt
W/Hz	Watt per hertz
W/s	Watt per second
Wh	Real energy in what hours
deg	Plane angle in degrees
g	Mass in gram

h	Time in hours
kg/J	Mass per energy
m	Length in meter
m ²	Area in square meters
m ³	Volume in cubic meters
min	Time in minutes
none	Dimension less quantity, e.g. count, per unit, etc.
ohm	Resistance in ohm
rad	Plane angle in radians
s	Time in seconds
s ⁻¹	per second
°C	Relative temperature in degrees Celsius

4.4.15 WindingConnection

Wires

Winding connection type.

A	Autotransformer common winding
D	Delta
I	Independent winding, for single-phase connections
Y	Wye
Yn	Wye, with neutral brought out for grounding.
Z	ZigZag
Zn	ZigZag, with neutral brought out for grounding.

4.4.16 WindingType

Wires

Winding type.

primary
quaternary
secondary
tertiary

4.5 Datatypes

4.5.1 ActivePower

Product of RMS value of the voltage and the RMS value of the in-phase component of the current

Native Attributes

value (Float)
 units (UnitSymbol = W)
 multiplier (UnitMultiplier = M)

4.5.2 AngleDegrees

Measurement of angle in degrees

Native Attributes

value (Float)
 units (UnitSymbol = deg)
 multiplier (UnitMultiplier = none)

4.5.3 ApparentPower

Product of the RMS value of the voltage and the RMS value of the current

Native Attributes

value (Float)
 units (UnitSymbol = VA)
 multiplier (UnitMultiplier = M)

4.5.4 Conductance

Factor by which voltage shall be multiplied to give corresponding power lost from a circuit. Real part of admittance.

Native Attributes

value	(Float)
units	(UnitSymbol = S)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.5 CurrentFlow

Electrical current (positive flow is out of the ConductingEquipment into the ConnectivityNode)

Native Attributes

value	(Float)
units	(UnitSymbol = A)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.6 Length

Unit of length.

Native Attributes

value	(Float)
units	(UnitSymbol = m)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.7 Money

Amount of money

Native Attributes

value	(Float)
units	(Currency)
multiplier	(UnitMultiplier)

4.5.8 PerCent

Normally 0 to 100 on a defined base

Native Attributes

value	(Float)
units	(UnitSymbol = none)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.9 Reactance

Reactance (imaginary part of impedance), at rated frequency.

Native Attributes

value	(Float)
units	(UnitSymbol = Ohm)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.10 ReactivePower

Product of RMS value of the voltage and the RMS value of the quadrature component of the current.

Native Attributes

value	(Float)
units	(UnitSymbol = VAr)
multiplier	(UnitMultiplier = M)

4.5.11 Resistance

Resistance (real part of impedance).

Native Attributes

value	(Float)
units	(UnitSymbol = Ohm)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.12 Seconds

Time, in seconds

Native Attributes

value	(Float)
units	(UnitSymbol = s)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.13 Susceptance

Imaginary part of admittance.

Native Attributes

value	(Float)
units	(UnitSymbol = S)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.14 Voltage

Electrical voltage.

Native Attributes

value	(Float)
units	(UnitSymbol = V)
multiplier	(UnitMultiplier = k)

4.5.15 VoltagePerReactivePower

Voltage variation with reactive power

Native Attributes

value	(Float)
units	(UnitSymbol = V/VAr)
multiplier	(UnitMultiplier = k/M)

5 Amplifications and conventions

5.1 Overview

5.2 is intended to codify conventions established by the CCAPI XML Break Out Team and to provide amplification necessary to disambiguate the semantic interpretation of certain CIM entities within the context of an XML-based model exchange among Security Coordinators.

5.2 XML file validity

In order to be considered a valid model file for exchange among Security Coordinators, a given XML file shall adhere to the following four criteria:

- 1) The file shall be well-formed as defined by the Extensible Markup Language (XML) 1.0 (Second Edition) (<http://www.w3.org/TR/REC-xml>).
- 2) The file shall adhere to the rules set forth in the Simplified RDF Syntax for Power System Model Exchange (IEC 61970-552, CIM XML Model Exchange Format).
- 3) The file shall contain CIM entities which are valid according to the CIM RDF Schema file. (See IEC 61970-501, Common Information Model Resource Description Framework (RDF) Schema).
- 4) The file shall adhere to the rules set forth in this document.

5.3 Normative string tables

By convention, the following class attributes may only contain the values shown in the Valid Values column in Table 3.

Table 3 – Valid attribute values

Class	Attribute	Valid Values
Unit	name	MW
		Degrees
		MVA
		Count
		Amperes

Class	Attribute	Valid Values
		PerCent
		Ratio
		MVAr
		kV
		TapPosition
		SwitchPosition
Analog	measurementType	ThreePhasePower
		ThreePhaseActivePower
		ThreePhaseReactivePower
		LineCurrent
		PhaseVoltage
		LineToLineVoltage
		Angle
		TapPosition
		SwitchPosition
Accumulator	measurementType	ApparentEnergy
		ReactiveEnergy
		ActiveEnergy
MeasurementValueSource	name	ICCP
		SCADA
OperationalLimit	type	High1
		High2
		High3
		High4
		High5
		Low1
		Low2
		Low3
		Low4
		Low5
		Normal
		Emergency
		Short Term
DayType	name	Monday
		Tuesday
		Wednesday
		Thursday
		Friday
		Saturday
		Sunday
		Weekday
		Weekend
		All

5.4 Roles and multiplicity

Within the CIM, all associations are binary and are labeled at each end by a role name. For example, the names “ConductingEquipment.Terminals” and “Terminal.ConductingEquipment” specify opposite ends of the association between the ConductingEquipment class and the Terminal class.

By convention, in a one-to-many association, the association reference is included with the data of the “many side” class. In the example above, a ConductingEquipment can be associated with up to two Terminals, but a Terminal shall be associated with one and only one ConductingEquipment. Consequently, the XML element corresponding to the ConductingEquipment class is not required to contain any “ConductingEquipment.Terminals” elements. However, the XML element corresponding to the Terminal class is expected to contain appropriate “Terminal.ConductingEquipment” elements.

Annex A (informative)

Model exchange use cases

A.1 General

Annex A discusses several examples of the business problems for which this model exchange specification is intended to be used. These are examples, not an exhaustive list.

A.2 Regional Security Coordinators operating as peers

Consider an interconnection with four Security Coordinators, A through D, as shown in Figure A.1. Each of these coordinators has an EMS from a different vendor (therefore with different internal conventions for representing the system). Although A has no direct responsibility for parts of the network supervised by B, C, or D, these three parts still have an influence on A's network. A is, therefore, obliged to maintain a model of these additional three parts in at least enough detail to gauge their affect on his own part of the network.

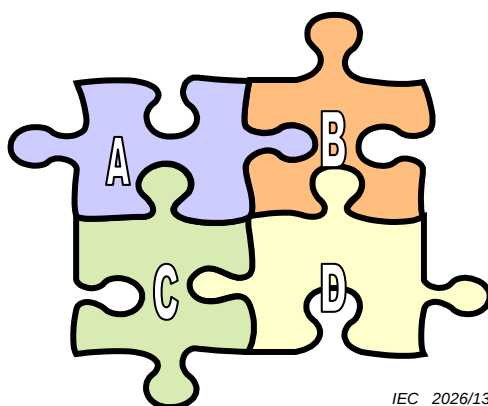


Figure A.1 – Security coordinators

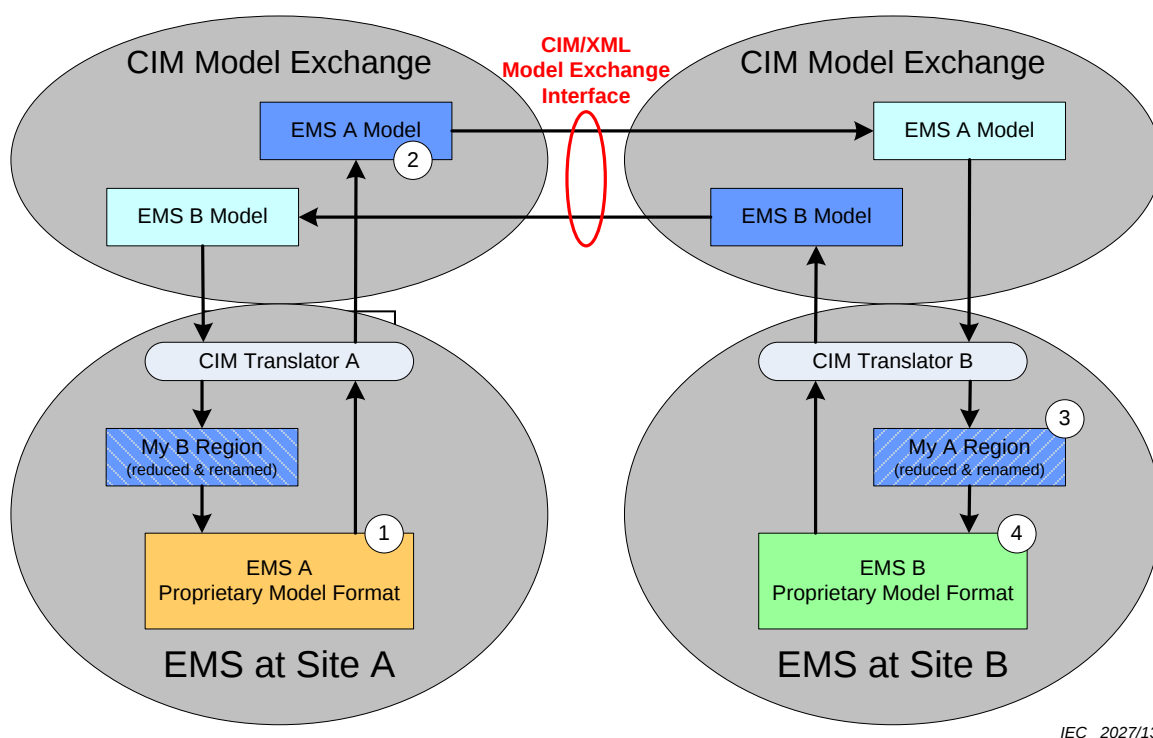
The common practice to date has been that each coordinator makes up a model of their external territory from a variety of sources, using a variety of specially designed tools to accomplish data conversions. Usually, the initial model construction process is very difficult to package so that it can be repeated automatically, so each of the four coordinators wind up either updating their external models manually or going through difficult, periodic semi-automated re-import processes. Either way, external models do not stay up to date and do not maintain the quality levels that exist for the internal models. Furthermore, each coordinator has created their own procedures, with the result that even where A, B, C and D are all representing the same equipment, their representations of that equipment may be different.

The premise of the CIM-based model exchange is that each coordinator (or “Modeling Authority”) maintains the official, detailed model of its own territory, and regularly makes all updates available to its neighbors. Each receiving Modeling Authority receives its neighbors’ models, combines them together into a full detailed interconnection model, and then reduces the result to a security model for their region via a repeatable automatic process. With suitable standardization, this process can:

- achieve much higher model quality,
- guarantee consistency among the Coordinators when they work on joint problems,

- significantly reduce the labor involved in model maintenance for the external system.

In the initial thinking about how CIM model exchange is used, the process was pictured as in Figure A.2. Note that the diagrams in this section only address the data described in this data exchange profile. Real-world systems typically involve additional, proprietary processing and data to make use of the information once it has been exchanged.



IEC 2027/13

Figure A.2 – CIM model exchange

This diagram shows the interaction between two of the parties, A and B. All actions are the same at each site, so we can just follow the steps as A makes a change:

- 1) A makes a change in its system model using its local proprietary EMS modeller.
- 2) A translates either its full model or the increment to its full model into the CIM full or incremental standard and sends it to B.
- 3) B receives the model and extracts A's territory from the model, renames elements and makes other adjustments for compatibility with their EMS. (B reduces A if necessary.)
- 4) B merges the resulting model of A into its EMS model.

While the CIM model exchange did its job in this process by enabling each of the vendors to write standard CIM translators to perform import and export, the remaining steps still were very awkward. The standard has therefore been revised in a way that allows (though it does not require) the models to contain information that facilitates steps like extraction, renaming, reduction and merging. As a result, the current standard supports the process pictured in Figure A.2, but also supports the updated view presented in Figure A.3.

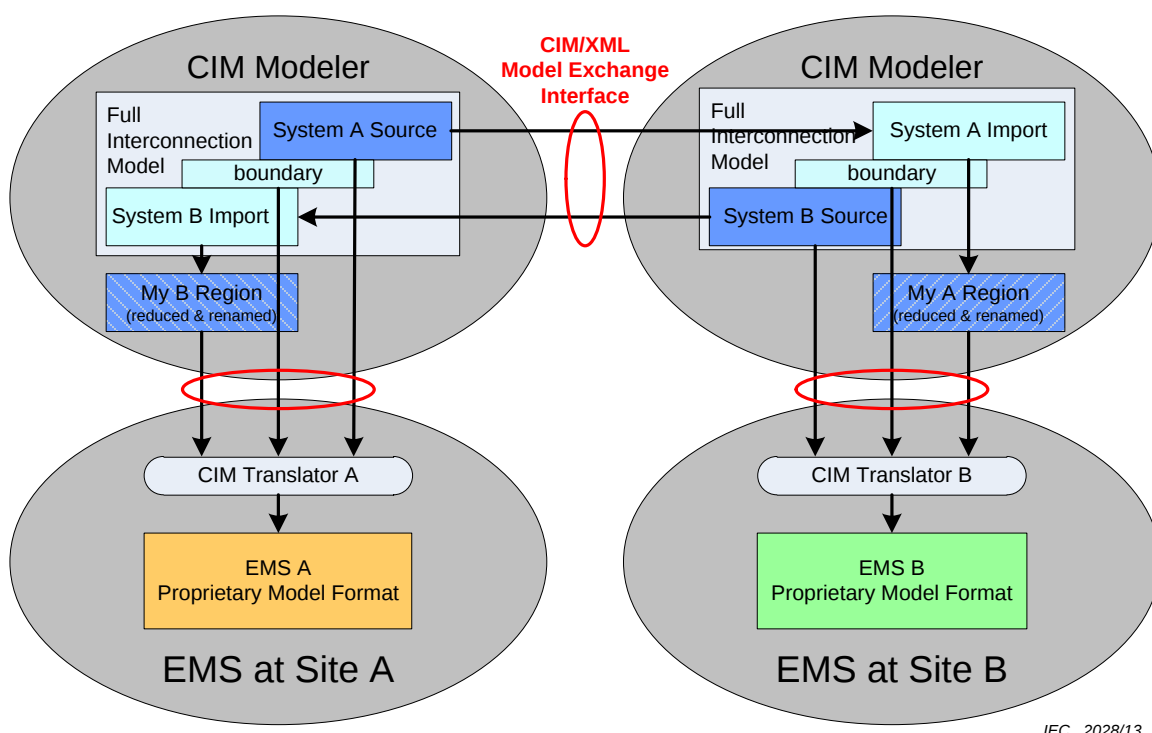


Figure A.3 – Revised CIM model exchange

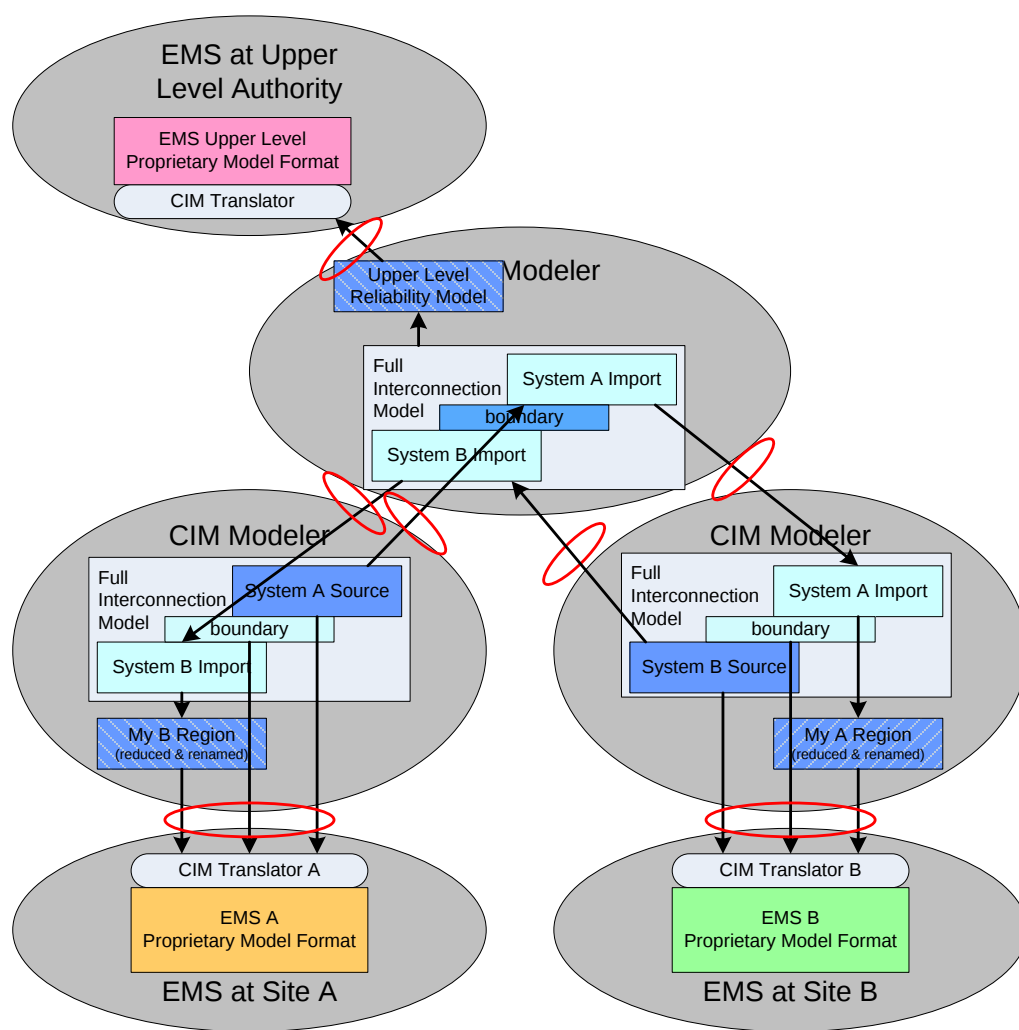
The business purpose accomplished in Figure A.3 is exactly the same as in Figure A.2. The basic difference in this scenario is the introduction of a full interconnection model, consisting of the unreduced, unmodified internal models of each of the participants. Using the new concept of “Modeling Authorities”, the interconnection model is divided into sets of objects – one for Modeling Authority A, one for Modeling Authority B, and one for the boundary objects between them. These sets are maintained separately and exchanged separately, and their main effect is to make the extract and merge steps simple and reliable.

The other significant difference here is the vision of a “CIM Modeller” at each site, as opposed to or in addition to proprietary EMS modelers. The idea is that with the growing acceptance of CIM, it will make sense for vendors to offer native CIM modellers with tools for dealing with Modeling Authority sets, renaming, reduction, as well as for editing the model. In the end state of this development, pictured here, a CIM modeller ultimately supplies models to the EMS, perhaps even replacing completely the local modeller. (To achieve complete replacement, there would be a need for a future EMS import standard, that goes beyond network model exchange and includes all EMS data requirements for power system models.)

It is important to note that the CIM Model Exchange standard does not require participants to achieve the view in Figure A.3. The Figure A.2 scenario is still fully possible, as are a number of intermediate stages between Figures A.2 and A.3.

A.3 Hierarchical modeling

Most interconnections actually have a more complex picture than that given in the preceding use case, where there are simply a collection of peers. Usually, lower level transmission owning entities are grouped under upper level organizations with responsibility for markets and/or reliability and/or regional planning. Sometimes there are two levels, sometimes three. Sometimes there is an interconnect-wide authority at the top of a hierarchy. The exact patterns vary in terms of specific responsibilities, but the situation depicted in Figure A.4 illustrates how the model exchange standard is designed to be used in these sorts of arrangements (and it is the goal of the standard to cover modelling requirements for all of the common arrangements).



IEC 2029/13

Figure A.4 – Hierarchical modeling

The common base in all of the patterns for interconnections is that at the lowest level there are transmission owner/operators who are the logical source for detailed models for their territory. These entities are the logical choices for Modeling Authorities in the model. The overall interconnection model is always assembled from these basic parts, but the assembly and distribution may be done by an upper level authority. It also makes sense (though it is not required) that upper level authorities might be responsible for the boundary modeling authorities that separate one local territory from another. Figure A.4 illustrates this idea. It shows changes made by site A flowing first to the upper level, where the overall model can be assembled and validated before use by all the other local sites. It shows upper level management of the boundary (when it needs to change).

Figure A.4 also adds one other functional element. There is an EMS at the upper level. This might be for regional reliability, for example. Note that this EMS may also have a local model derived from the full interconnection model – it is common that such an EMS would not need as much detail as might be required at lower levels.

One final possibility should be noted here. It may be that a local transmission owner/operator is not prepared to undertake the responsibility of modeling authority. This need not alter the processes outlined above – some other organization would simply act as proxy.

Annex B (informative)

Modeling authorities

B.1 General

Annex A on Use Cases discussed the business processes required for creating and maintaining consistent models of an interconnection when there are multiple entities that must cooperate. The idea of a “Modeling Authority” responsible as the source of modeling for a give region of the interconnection was introduced conceptually. In Annex B, we specify how that concept is realized in the CIM modeling and in the model exchange.

B.2 The ModelingAuthority Class and ModelingAuthoritySets

A “modeling authority” is a business entity which has the responsibility for making changes to the model in a particular region of the model. In CIM, there is a ModelingAuthority class to represent these entities. Every other CIM object is assigned as a member of zero or one ModelingAuthority object.

- This has a very simple purpose – to record the assignment of each and every object to the responsibility of exactly one Modeling Authority. Each collection of objects under a given modeling authority is known as a modeling authority set (MAS). The MAS that make up a model are disjoint.
- In all models containing ModelingAuthority X, the object representing a given part of the model shall always carry the same MRID. This very important property allows incremental updates, simple comparison of models and substitution of one modeling authority set for another. The modeling authority entity for X always controls issuance of MRIDs in its territory and makes those assignments available to others when it exports its data.
- The preceding point means that issuance of official modeling authority status (and its MRID) must be carefully controlled by the interconnections working with the CIM User Group. The CIM User Group will also issue test designators.
- In models that do not follow this pattern, either because they are legacies or because they refer to networks that are not following the modeling authority use case, all objects should be unassigned.

B.3 Full model exchange

Full model exchange will occur as one model exchange document per MAS.

- The ModelingAuthority class is not actually included in the rdf schema in order to avoid creating an identical ModelingAuthority reference from every object in the document.
- This means that the actual rdf schema is exactly the same with or without modeling authorities, but in the case of an MAS, there will be references to objects that are in another set.
- Each document will carry header information identifying the MAS or designating it as representing unassigned objects.

B.4 Benefits of this approach

Generality. Modeling authority sets provide a completely general way to organize responsibility for objects in a data model. The technique does not depend on, and is not limited to, any

characteristics of the physical electrical system. This is important because although the electrical connection relationships are the most numerous single type of relationship, there are many other relationships that could cause confusion, such as load modeling hierarchies, ownership relationships, voltage control relationships and the like. With MAS, the same approach works across all relationship and object types and will not be disturbed by any future evolutionary changes to CIM.

Naming and MRIDs. The single most essential aspect of MRIDs is that only one MRID is assigned to each physical thing. Therefore, it must be clear who is supposed to assign MRIDs to each object. Regional modeling authorities clearly establish the authority for every object.

Processing efficiency. Since an entire model is a simple union of MAS, merge and replace operations by MAS are simple and correspondingly efficient. With MAS, there is very little incentive to exchange whole models as one CIM model transfer. Most operations would be updating one MAS at a time, and in those cases where someone does want an entire model at one time, shipping the model as individual sets is still practical because merging the result is straightforward. This means that huge interconnections, like the Eastern Interconnection in North America, do not necessarily have to produce gargantuan XML files. If the interconnect is divided into MAS, then maximum XML file size is determined only by the largest region.

Verification of authority. Making it practical to update external models quickly will introduce the need to verify that updates are really being formed by the right parties. Putting aside any issue of diabolic intention, it would be quite easy, in the absence of protective mechanisms, for a modeler in region A to mistake where he or she was in the model and to generate a change that applied to someone else's territory. Any regional update can easily be verified as applying to the proper region by checking that the resulting MAS version is referentially complete within itself and its boundary MAS.

Annex C (informative)

Common power system model (CPSM) minimum data requirements

C.1 General

Annex C presents the data requirements produced by the NERC Data Exchange Working Group (DEWG) as Version 1.6 on March 21, 2002. These requirements were the initial inputs into this publication and are included for informational purposes.

C.2 Scope

This document attempts to define minimum input data requirements for state estimation and subsequent power flow/contingency analysis calculations only. Some data for some proprietary systems may have to be inferred if other data is required. The data requirements of other applications such as Optimal Power Flow are not considered at this time. In addition, the data requirements are not currently defined to permit the exchange of solved power flow solutions like the IEEE Common and PTI formats permit. If required, extension to the data defined here to include information such as voltage magnitude/angle and area interchange should be possible.

The “generic”/familiar terminology used in this document will be migrated to the appropriate Common Information Model (CIM) terminology. This will then be used to support the NERC DEWG proposal to use CIM to exchange model data among Security Coordinators. This document is not intended to represent a final or particular data model/relationship – that will be obtained during the migration to the CIM terminology.

The data requirements outlined here are loosely based on the old IEEE Common Format and PTI PSS/E format requirements that have served the industry as sufficient bus-oriented detail for many years. The general power flow data in those formats was supplemented to also outline breaker-oriented and telemetry data items required to perform State Estimation.

NOTE 1 The concept of device ownership has not been covered in this definition unless acceptable inference from Control Area on the Electrical Junction data can be performed.

NOTE 2 The attributes (type, refresh rate, units, multipliers, etc.) of SCADA references are assumed to be defined in the associated NERC ISN Data Point Definition file that must exist whenever SCADA References (i.e. Host ID's) are provided in a CPSM CIM/XML file.

NOTE 3 Analog values found in the NERC ISN Data Point Definition file do not indicate whether they are associated with meters connected to lines/transformers/etc. or in metering devices associated with switching devices. To permit this differentiation, analog measurements can be assigned to both switching devices and all the other devices via attributes on all devices.

NOTE 4 The use of the Substation as the focal entity/item for other devices/items is done for two reasons:

- This keeps terminology consistent with the direction of the DEWG to formulate a Master Resource ID and associated registry that initially will be keyed to Substations
- The concept of a Bus that is traditionally used as the focal entity/item in IEEE and PTI formats is a dynamic type entity that changes based on topology.

NOTE 5 Assumptions:

- Device parameter units will not be identified in this document since appropriate units will be defined by the applicable CIM version attributes after migration and their identification here may create confusion.
- For the purpose of communicating the minimum data requirements, this document represents substations as wholly containing all devices with terminals in that station except lines. Transformers are contained within a single substation. “Tie transformers” within a substation can be represented by different control area locations of its terminating electrical junctions. For this same reason, tie lines can be identified by different control area locations of their terminating electrical junctions. Actual modeling in CIM implementation is subject to the CIM restrictions/flexibility and interoperability conventions.

- Since different systems use different assumptions on the identification of devices neither name nor number were selected as the primary identification. The requirement of a unique “identifier” attribute (assumed to be alphanumeric) is required for each device type. The translation of this identifier (including the size of the identifier) to CIM attributes can then be made, as appropriate.
- Each electrical junction is within one and only one voltage level.
- Transformers with more than two windings are assumed to be modeled with an equivalent “star” model consisting of multiple 2 winding transformers connected to a fictitious “center” node.
- Due to the limited implementations of DC line sections and since DC line modeling can be handled in various ways (i.e. detailed controller modeling to fixed load/generation pairs representing the link) the data modeling requirements have not been included. If in the future the modeling of DC lines in this version is determined to be deficient, then it will be expanded.
- Transformer tap position rather than tap ratio information is used to represent transformers. Since most tap positions are relative to/include a nominal (1.0 turns ratio) tap, an optional attribute permitting the specification of the effective tap ratio for the “nominal” tap position has been included so that the step size attribute has a reference value from which it can be incremented/decremented for each position.
- No transformer “Type” attribute to identify Fixed or TCUL/LTC is assumed to be required since the absence of LTC data for a transformer is assumed to imply a Fixed type.
- Reactive generating/consuming devices such as Synchronous Condenser or Static Var Compensators are assumed to be modeled as a type of Shunt Reactive Device in this document. An alternative modeling method where a Synchronous Condenser or Static Var Compensator is modeled as a Generator is also assumed to be acceptable.
- Applicable Generator attributes (limits, MW output, etc.) are assumed to be net for the following reason:
 - Most external representations of neighboring utilities (in planning and operations) are limited net models for simplicity - often not even modeling generator step up transformers or even combining some generators on a bus.
 - Using Gross values also requires modeling station service and its generation dependent characteristics - capabilities often not available in many systems.
- Equivalent series and shunt devices that may be exchanged in the CPSM format files along with “real” equipment are assumed to be modeled as simplified versions of the other devices (i.e., AC Line, Transformer, Load, Shunt, Generator). No special attribute notation of an equivalent device is included since most EMS systems and the CIM do not have attributes denoting equivalent devices.
- The designation of Main and Transfer portions of station voltage levels was omitted as not being required to perform studies. Topology processors will be able to distinguish “split buses.” Main and transfer notations of nodes would only serve to provide operator information, not solution enhancement. If desired, this information could be added as an attribute of the Electrical Junction.
- Load pseudo measurement/schedule information (MW and Mvar) was included as a Load attribute in order to support the operation of state estimation processes that handle unobservable areas resulting from missing or lost telemetry. It is assumed all loads will have such information provided at a single operating condition (e.g., peak or valley) so that a consistent set is available. Such an attribute may be ultimately deemed to be not required as a minimum data attribute.
- The SCADA references used in the file match the Host ID field entry in the DEWG ICCP Data Point Definition file.
- The concept of a System Base MVA attribute is not required since engineering units (e.g. ohms) rather than percent or per unit are assumed to be used by the CIM representation.
- The traditional concept of a System Swing Generator identifier is not required for the initial implementation related to State Estimation nor is a mechanism currently available in the standard CIM to designate it.
- The Normal Position/Status attribute on a Switching device is not intended to override SCADA telemetry, when available. It is to assist in defining default configuration information for untelemetered devices as well as provide a reference for configuration processor “abnormal state” alarming.

C.3 Glossary

Electrical Junction - This is a term used to reflect the zero impedance connection “point” of the terminals of two or more devices. It is conceptually the same as a ConnectivityNode in the CIM representation.

Load Pseudo Measurement/schedule – A value used to represent the relationship of conforming loads to each other at a particular operating condition (e.g., peak to valley load conditions). The value can be used (with larger standard deviations) to solve “state estimation” at locations where telemetry has been lost. In addition, power factor of the load can be represented by the MW/Mvar relationship of these pseudo measurements.

SCADA Reference - This term is assumed to be the same information found in the Host ID field of the NERC ISN Data Point Definition File.

C.4 Recommended data model exchange attributes

Substation

- [R2.1] Unique Identifier

Electrical Junction

- [R3.1] Identifier (unique within a Substation)
- [R3.2] Control Area Location
- [R3.3] Base/nominal kV
- [R3.4] Telemetered kV SCADA reference
- [R3.5] High/Low Normal limits (kV)

AC Line and Other Series Devices

- [R4.1] Unique Identifier (including a circuit id if applicable)
- [R4.2] Resistance
- [R4.3] Reactance
- [R4.4] Total Line Charging/suseptance
- [R4.5] "From" End location (Electrical Junction and Substation)
- [R4.6] "From" End location SCADA references (MW and Mvar)
- [R4.7] "To" End location (Electrical Junction and Substation)
- [R4.8] "To" End location SCADA references (MW and Mvar)
- [R4.9] Normal Rating value
- [R4.10] Normal Rating units (MVA or Amps)

Transformer (2 winding)

- [R5.1] Unique Identifier (including a circuit id if applicable)
- [R5.2] Resistance
- [R5.3] Reactance
- [R5.4] "From" End location (Electrical Junction and Substation)
- [R5.5] "From" End location SCADA references (MW and Mvar)
- [R5.6] "To" End location (Electrical Junction and Substation)
- [R5.7] "To" End location SCADA references (MW and Mvar)
- [R5.8] Normal Rating/Limit value
- [R5.9] Normal Rating Units (MVA or Amp)
- Tap Information
- [R5.10] "Tap side" Electrical Junction Identifier
- [R5.11] Tap type (voltage magnitude and/or phase angle)
- [R5.12] Tap position numbers – min, max and nominal
- [R5.13] Tap step size between max and min – (voltage magnitude ratio and/or phase angle in degrees) – taps should reflect system voltage base values not design voltage values (i.e. "effective" tap step size)
- [R5.14] "Nominal" tap position ratio on system voltage bases – optional attribute to capture effective tap where "nominal" is not 1.0.
- [R5.15] Normal Tap position
- [R5.16] Tap position SCADA reference, if applicable
- Load Tap Changer (LTC) information, if applicable
- [R5.17] Controlled location (Electrical Junction and Substation for bus voltage or Electrical Junction defining starting point of flow through transformer for flow control)
- [R5.18] Control desired value or max/min range along as well as units of measure (kV, MW, Mvar)
- [R5.19] Normal Control status and, if applicable, SCADA reference for status

Switching Device

- [R6.1] Unique Identifier within Substation

- [R6.2] “From” End location (Electrical Junction and Substation)
- [R6.3] “To” End location (Electrical Junction and Substation)
- [R6.4] Type (Breaker, Disconnect Switch, Switch, Fuse)
- [R6.5] Normal position/status
- [R6.6] Status SCADA reference
- [R6.7] Analog SCADA references (MW and Mvar), if applicable

Generator

- [R7.1] Unique Identifier
- [R7.2] Location (Electrical Junction and Substation)
- [R7.3] Generation MW Limits (Net) Max and Min
- [R7.4] Generation Net Output SCADA references (MW and Mvar)
- [R7.5] Mw/Mvar capability curve data (Mvar max/min at MW max and min in terms of net values)
- Voltage control information
- [R7.6] Electrical Junction and Substation identifier of controlled location
- [R7.7] Desired voltage control value or max/min range
- [R7.8] Normal Control status and, if applicable, SCADA reference for status

Load

- [R8.1] Unique Identifier
- [R8.2] Location (Electrical Junction and Substation)
- [R8.3] Load SCADA references (MW and Mvar)
- [R8.4] Load Pseudo measurement/schedules (MW and Mvar)
- [R8.5] Load Type (conforming/non-conforming)

Shunt Reactive Device

- [R9.1] Unique Identifier
- [R9.2] Type(Capacitor, Reactor, Synchronous Condensor, Static Var Compensator)
- [R9.3] Location (Electrical Junction and Substation)
- [R9.4] Load SCADA references (MW and Mvar)
- For Capacitor/Reactors
- [R9.5] Total Shunt bank admittance/Mvar at nominal voltage
- [R9.6] Number of bank units (assumed equal sizing in bank)
- For Synchronous Condensor/Static Var Compensator
- [R9.7] Maximum and minimum reactive (capacitive/inductive) power
- Voltage control information (for all types)
- [R9.8] (Electrical Junction and Substation) identifier of controlled location
- [R9.9] Desired voltage control value or max/min range
- [R9.10] Normal Control status and, if applicable, SCADA reference for status

ICCP

- [R10.1] Unique Local SCADA Reference Identifier
- [R10.2] ICCP Object Identifier
- [R10.3] Data Source Identifier (SCADA or ICCP)
- [R10.4] System Supplying ICCP data

Figure C.1 shows an example of model configuration.

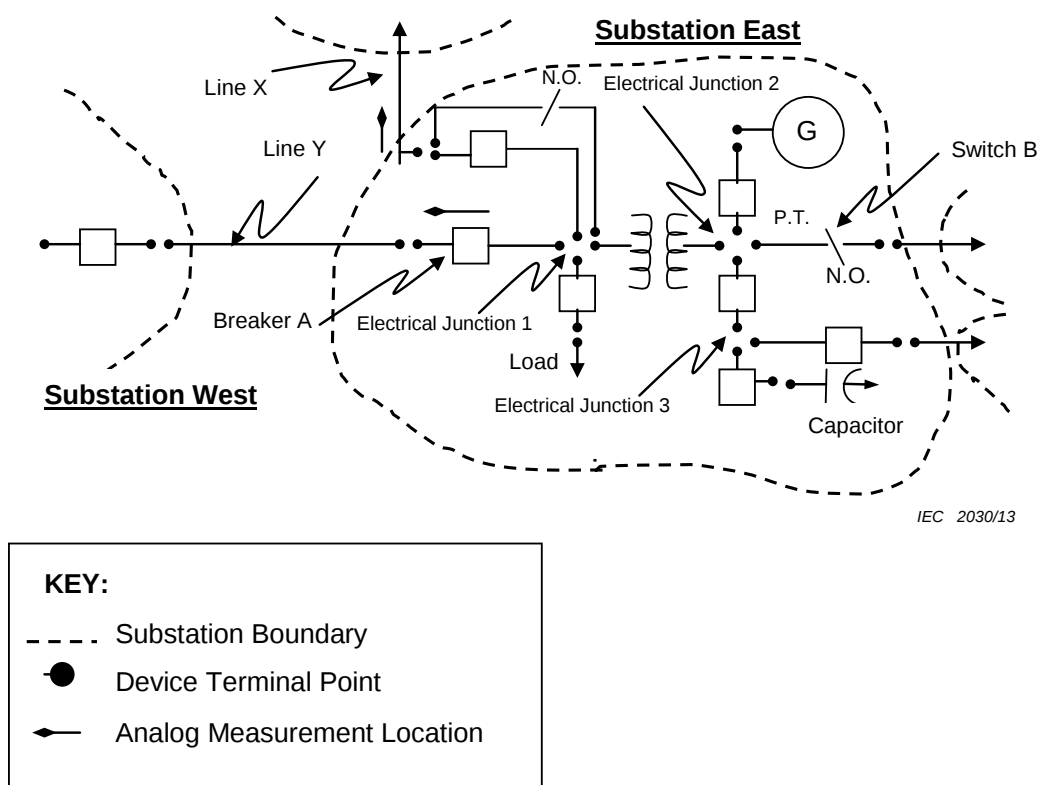


Figure C.1 – Example model configuration

The following observations can be made about Figure C.1 with respect to the data model items suggested:

- 1) Observe all device terminal points are within a substation (including each terminal of a line).
- 2) Observe all devices are wholly contained within a substation (including transformers) except lines that go between substations.
- 3) If Electrical Junction 1 is located in Control Area North and Electrical Junction 2 is located in Control Area South, then the transformer between the two substations would be considered a "tie".
- 4) Observe there is a voltage measurement value at Electrical Junction 2 metered by potential transformer P.T.
- 5) Observe Breaker A has an analog measurement associated with it (i.e. it will go to 0 when the breaker is open).
- 6) Observe Line X has an analog measurement associated with it (i.e. it may or may not go to zero if the breaker opens depending on by-pas switch position).
- 7) Observe Switch B has a normal status of Normally Open (N.O.)
- 8) Until breaker statuses are resolved by a topology processor, Electrical Junctions 2 and 3 may (or may not) constitute a single "bus" or topological node.

Bibliography

IEC 61970-552⁵, *Energy Management System Application Interface (EMS-API) – Part 552: CIM XML Model Exchange Format*

⁵ To be published.

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	124
INTRODUCTION.....	126
1 Domaine d'application.....	127
2 Référence normatives	128
3 Vue d'ensemble des exigences relatives aux données.....	128
3.1 Vue d'ensemble	128
3.2 Exigences générales.....	128
3.3 Modélisation des transformateurs	129
3.4 Modélisation des autorités	131
3.5 Utilisation des classes de Measurement.....	131
3.5.1 Généralités	131
3.5.2 Echange de données ICCP	132
3.6 Régulation de Tension ou de Puissance Active	132
3.7 Utilisation de courbes	133
3.7.1 Généralités	133
3.7.2 Limites de la puissance réactive de l'unité de production	133
3.8 Définition des programmes	133
4 Profil d'équipement du CIM	134
4.1 Généralités du profil d'équipement du CIM	134
4.2 Classes concrètes	134
4.2.1 Accumulator	134
4.2.2 AccumulatorValue	135
4.2.3 ACLineSegment.....	135
4.2.4 ActivePowerLimit	137
4.2.5 Analog	138
4.2.6 AnalogValue	139
4.2.7 ApparentPowerLimit.....	139
4.2.8 BaseVoltage	140
4.2.9 Bay.....	140
4.2.10 Breaker.....	141
4.2.11 BusbarSection	142
4.2.12 ConformLoad.....	142
4.2.13 ConformLoadGroup	143
4.2.14 ConformLoadSchedule.....	144
4.2.15 ConnectivityNode	145
4.2.16 ControlArea	145
4.2.17 ControlAreaGeneratingUnit	146
4.2.18 CurrentLimit.....	147
4.2.19 CurveData	147
4.2.20 DayType	148
4.2.21 Disconnecter.....	148
4.2.22 Discrete	149
4.2.23 DiscreteValue	150
4.2.24 EnergyConsumer	151
4.2.25 EquivalentBranch.....	152
4.2.26 EquivalentInjection.....	153
4.2.27 EquivalentNetwork	154

4.2.28	EquivalentShunt.....	154
4.2.29	FossilFuel.....	155
4.2.30	GeneratingUnit.....	155
4.2.31	GeographicalRegion	159
4.2.32	GrossToNetActivePowerCurve	159
4.2.33	HydroGeneratingUnit.....	160
4.2.34	HydroPump.....	161
4.2.35	IEC61970CIMVersion.....	162
4.2.36	ImpedanceVariationCurve	162
4.2.37	Line	163
4.2.38	LoadArea.....	164
4.2.39	LoadBreakSwitch	164
4.2.40	LoadResponseCharacteristic.....	165
4.2.41	MeasurementValueSource	168
4.2.42	MutualCoupling	168
4.2.43	NonConformLoad.....	170
4.2.44	NonConformLoadGroup	171
4.2.45	NonConformLoadSchedule	171
4.2.46	NuclearGeneratingUnit.....	172
4.2.47	OperationalLimitSet	174
4.2.48	OperationalLimitType	174
4.2.49	PhaseTapChanger	175
4.2.50	PhaseVariationCurve	178
4.2.51	PowerTransformer	178
4.2.52	RatioTapChanger.....	179
4.2.53	RatioVariationCurve	180
4.2.54	ReactiveCapabilityCurve	181
4.2.55	RegularTimePoint	181
4.2.56	RegulatingControl	182
4.2.57	RegulationSchedule	184
4.2.58	Season	185
4.2.59	SeriesCompensator	185
4.2.60	ShuntCompensator	186
4.2.61	StaticVarCompensator	188
4.2.62	StationSupply.....	189
4.2.63	SubGeographicalRegion	190
4.2.64	SubLoadArea.....	190
4.2.65	Substation	191
4.2.66	Switch.....	191
4.2.67	SwitchSchedule	192
4.2.68	SynchronousMachine	193
4.2.69	TapSchedule	195
4.2.70	Terminal	196
4.2.71	ThermalGeneratingUnit.....	197
4.2.72	TieFlow.....	198
4.2.73	TransformerWinding	199
4.2.74	Unit	201
4.2.75	VoltageLevel.....	201
4.2.76	VoltageLimit.....	202

4.2.77	WindGeneratingUnit.....	203
4.3	Classes Abstraites.....	204
4.3.1	BasicIntervalSchedule.....	204
4.3.2	ConductingEquipment.....	204
4.3.3	Conductor.....	205
4.3.4	ConnectivityNodeContainer.....	206
4.3.5	Curve.....	206
4.3.6	EnergyArea.....	207
4.3.7	Equipment.....	207
4.3.8	EquipmentContainer.....	208
4.3.9	EquivalentEquipment.....	208
4.3.10	IdentifiedObject.....	209
4.3.11	LoadGroup.....	210
4.3.12	Measurement.....	210
4.3.13	MeasurementValue.....	212
4.3.14	OperationalLimit.....	212
4.3.15	PowerSystemResource.....	213
4.3.16	RegularIntervalSchedule.....	213
4.3.17	RegulatingCondEq.....	214
4.3.18	SeasonDayTypeSchedule.....	215
4.3.19	TapChanger.....	216
4.4	Enumerations.....	217
4.4.1	ControlAreaTypeKind.....	217
4.4.2	CurveStyle.....	218
4.4.3	FuelType.....	218
4.4.4	GeneratorControlSource.....	218
4.4.5	OperationalLimitDirectionKind.....	219
4.4.6	PhaseTapChangerKind.....	219
4.4.7	RegulatingControlModeKind.....	220
4.4.8	SeasonName.....	220
4.4.9	SVCControlMode.....	221
4.4.10	SynchronousMachineOperatingMode.....	221
4.4.11	SynchronousMachineType.....	221
4.4.12	TapChangerKind.....	222
4.4.13	TransformerControlMode.....	222
4.4.14	UnitSymbol.....	222
4.4.15	WindingConnection.....	224
4.4.16	WindingType.....	224
4.5	Datatypes.....	225
4.5.1	ActivePower.....	225
4.5.2	AngleDegrees.....	225
4.5.3	ApparentPower.....	225
4.5.4	Conductance.....	225
4.5.5	CurrentFlow.....	225
4.5.6	Length.....	226
4.5.7	Money.....	226
4.5.8	PerCent.....	226
4.5.9	Reactance.....	226
4.5.10	ReactivePower.....	226

4.5.11	Resistance.....	227
4.5.12	Seconds	227
4.5.13	Susceptance.....	227
4.5.14	Voltage	227
4.5.15	VoltagePerReactivePower	227
5	Amplifications et conventions	227
5.1	Vue d'ensemble	227
5.2	Validité du fichier XML	228
5.3	Tableaux de Chaînes Normatifs	228
5.4	Rôles et multiplicité	229
	Annexe A (informative) Cas d'utilisation de l'échange de modèles	230
	Annexe B (informative) Autorités de Modélisation	236
	Annexe C (informative) Exigences relatives aux données minimales du modèle de réseau commun (CPSM)	238
	Bibliographie	244
	Figure 1 – Impédance d'un transformateur à deux enroulements	130
	Figure 2 – Impédance d'un transformateur à trois enroulements	130
	Figure A.1 – Coordonnateurs de la sécurité	230
	Figure A.2 – Echange du modèle CIM.....	231
	Figure A.3 – Echange de modèle CIM révisé	233
	Figure A.4 – Modélisation hiérarchique	235
	Figure C.1 – Exemple de configuration du modèle	242
	Tableau 1 – MeasurementTypes valides	132
	Tableau 2 – Profils définis dans le présent document	134
	Tableau 3 – Valeurs valides des attributs.....	228

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

INTERFACE DE PROGRAMMATION D'APPLICATION POUR SYSTÈME DE GESTION D'ÉNERGIE (EMS-API) –

Partie 452: Profils du modèle de réseau de transport statique CIM

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale CEI 61970-452 a été établie par le comité d'études 57 de la CEI: Gestion des systèmes de puissance et échanges d'informations associés.

Le texte de la présente norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
57/1366/FDIS	57/1384/RVD

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

Une liste de toutes les parties de la série CEI 61970, publiées sous le titre général *Interface de programmation d'application pour système de gestion d'énergie (EMS-API)*, peut être consultée sur le site web de la CEI.

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

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

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

INTRODUCTION

Cette norme internationale est l'une des différentes parties de la série de normes CEI 61970 qui définissent une interface de programmation d'application (API¹) pour un système de gestion d'énergie (EMS²).

La série de documents CEI 61970-3x spécifie un Modèle d'Information Commun (CIM³). Le CIM est un modèle abstrait qui représente tous les objets principaux d'une entreprise de service public de distribution d'électricité habituellement impliqués dans les opérations de l'entreprise. Le CIM fournit la sémantique pour les API de la CEI 61970 spécifiées dans la série de Normes d'Interface de Composants (CIS) CEI 61970-4x. La série de normes CEI 61970-3x inclut la CEI 61970-301: Base de Modèle d'Information Commun (CIM), et le projet de norme de la CEI 61970-302: Common Information Model (CIM) Financial, EnergyScheduling, and Reservation (disponible en anglais uniquement).

La présente norme est l'une de la série de Normes d'Interface de Composants CEI 61970-4x qui spécifie les exigences fonctionnelles relatives aux interfaces qu'un composant (ou une application) doit mettre en œuvre pour échanger des informations avec d'autres composants (ou applications) et/ou pour accéder à des données publiques de façon normalisée. Les interfaces de composants décrivent le contenu spécifique des messages ainsi que les services pouvant être utilisés par les applications dans ce but. La mise en œuvre de ces messages dans une technologie particulière est décrite dans la CEI 61970-5.

Cette norme spécifie les profils (ou sous-ensembles) spécifiques du CIM pour l'échange de données de réseaux statiques entre des entreprises de service public, des coordonnateurs de la sécurité et autres entités impliquées dans un réseau interconnecté, de manière à ce que toutes les parties aient accès à la modélisation des systèmes de leur voisin nécessaire à l'exécution des applications d'estimation d'état ou de flux d'énergie. Actuellement, un seul profil, le Profil d'Équipement, a été défini. Une norme d'accompagnement, 61970-552⁴ définit le Format d'Échange du Modèle XML du CIM basé sur le Langage de Spécification du Schéma du Cadre de Description des Ressources (Resource Description Framework) (RDF) recommandé pour transférer les données du modèle de réseau pour le profil de 61970-452.

¹ API = *Application program interface*.

² EMS = *Energy management system*.

³ CIM = *Common Information Model*.

⁴ A publier.

INTERFACE DE PROGRAMMATION D'APPLICATION POUR SYSTÈME DE GESTION D'ÉNERGIE (EMS-API) –

Partie 452: Profils du modèle de réseau de transport statique CIM

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 61970 fait partie de la série CEI 61970-450 à 499 qui, dans son ensemble, définit à un niveau abstrait, le contenu ainsi que les méthodes d'échange utilisés pour les données transmises entre les centres de conduite et/ou les composants des centres de conduite.

Le présent document vise à définir rigoureusement le sous-ensemble de classes, des attributs de classe, et des rôles du CIM nécessaires à l'exécution des applications d'estimation d'état et de flux d'énergie. Le groupe North American Electric Reliability Council (NERC), Data Exchange Working Group(DEWG) Common Power System Modeling Group(CPSM)), a établi les exigences relatives aux données d'origine, présentées à l'Annexe C. Ces exigences sont basées sur des pratiques industrielles antérieures pour l'échange des données du modèle de réseau pour une utilisation essentiellement dans les études de planification. Cependant, la liste des données requises a été allongée pour faciliter un échange de modèle incluant des paramètres communs aux applications orientées disjoncteur. Lorsque cela est nécessaire, le présent document établit des conventions, présentées dans l'Article 5, auxquelles un fichier de données XML doit satisfaire afin d'être considéré comme valide pour l'échange des modèles.

Ce document est destiné à deux destinataires distincts, les producteurs de données et les destinataires de données, et peut être interprété selon deux points de vue.

Du point de vue du logiciel d'exportation des modèles utilisé par un producteur de données, le document décrit un sous-ensemble minimal de classes, d'attributs et d'associations de CIM qui doit être présent dans un fichier de données formaté pour l'échange des modèles. En revanche, la présente norme ne régit pas la manière dont le réseau est modélisé. Elle ne régit que les classes, attributs et associations qui vont être utilisés pour décrire le modèle source comme il existe. Il convient que l'ensemble des classes, attributs et associations qui ne sont pas étiquetés de manière explicite comme recommandé ou requis à titre conditionnel, soient considérés comme requis avec la mise en garde suivante. Considérons par exemple, la situation dans laquelle un exportateur produit un fichier de données XML décrivant une petite section du réseau de l'exportateur qui s'avère ne contenir aucun disjoncteur. Il convient alors que le fichier de données XML résultant ne contienne pas d'instance de la classe Breaker. En revanche, si la section du réseau de l'exportateur contient des disjoncteurs, il convient que le fichier de données résultant contienne des instances de la classe Breaker comportant, au moins, les attributs et les rôles décrits ici pour les Disjoncteurs. De plus, il convient de noter qu'un exportateur peut, à son gré, produire un fichier de données XML contenant des données de classe supplémentaires décrites par le Schéma RDF de CIM mais qui ne sont pas requises par le document, à condition que ces données soient conformes aux conventions établies dans l'Article 5.

Du point de vue de l'importation des modèles utilisée par un destinataire de données, le document décrit un sous-ensemble du CIM qu'un logiciel d'importation doit être capable d'interpréter afin d'importer des modèles exportés. Comme mentionné ci-dessus, les fournisseurs de données sont libres de dépasser les exigences minimales décrites ici tant que leurs fichiers de données résultants sont conformes au Schéma RDF CIM et aux conventions établies dans l'Article 5. Le document décrit donc des classes et des données de classes supplémentaires que, même si cela n'est pas nécessaire, les exportateurs, selon toute probabilité, choisiront d'inclure dans leurs fichiers de données. Les classes et les données supplémentaires sont étiquetées comme recommandé ou différemment de la manière requise

afin de les distinguer de leurs homologues requis. Noter cependant que les importateurs de données pourraient potentiellement recevoir des données contenant les instances d'une classe ou de toutes les classes décrites par le Schéma RDF de CIM.

2 Référence normative

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

NOTE Pour les définitions des termes généraux, voir le Vocabulaire Electrotechnique International, CEI 60050.

CEI 61970-1, *Interface de programmation d'application pour système de gestion d'énergie (EMS-API) – Partie 1: Lignes directrices et exigences générales*

IEC 61970-2, *Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 2: Glossary* (disponible en anglais uniquement)

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

IEC 61970-501, *Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 501: Common Information Model Resource Description Framework (CIM RDF) schema* (disponible en anglais uniquement)

3 Vue d'ensemble des exigences relatives aux données

3.1 Vue d'ensemble

Une présentation détaillée des cas d'utilisation de l'échange des modèles apparaît à l'Annexe A. Dans tous les cas, la présente norme vise à:

- Améliorer la précision des modèles de réseau utilisés dans des systèmes critiques, particulièrement la représentation des parties du réseau en dehors du domaine principal du système en question.
- Atteindre une cohérence des modèles utilisés par les différents systèmes jouant un rôle dans le fonctionnement ou la planification de l'interconnexion.
- Réduire le coût global de maintenance des modèles critiques utilisés pour le fonctionnement ou la planification d'une interconnexion.

Les classes, attributs et associations identifiés dans le présent document représentent le sous-ensemble minimal du modèle CIM complet nécessaire pour échanger des données de réseau suffisantes pour prendre en charge l'estimation d'état et le calcul de répartition.

3.2 Exigences générales

Les exigences suivantes sont de nature générale ou impliquent plusieurs classes. Des exigences supplémentaires sont définies dans les sections relatives aux classes individuelles.

- La cardinalité définie dans le modèle CIM doit être suivie, sauf si une cardinalité différente est explicitement définie dans le présent document. Par exemple, la cardinalité sur l'association entre VoltageLevel et BaseVoltage indique qu'un VoltageLevel doit être associé à un et seulement un BaseVoltage, mais qu'un BaseVoltage peut être associé à zéro ou à plusieurs VoltageLevels.
- Des associations de classes référencées dans le présent document avec des classes non référencées ici ne sont pas requises quelle que soit la cardinalité. Par exemple, le CIM

requiert que la classe HydroGeneratingUnit soit associée à une classe HydroPowerPlant. Étant donné que la classe HydroPowerPlant n'est pas incluse dans le présent document, l'association à HydroPowerPlant n'est pas considérée comme obligatoire dans ce contexte.

- Il n'est pas requis que l'attribut "name" hérité par de nombreuses classes de la classe abstraite IdentifiedObject soit unique. Le RDF ID défini dans le format d'échange de données est le seul identifiant unique et persistant utilisé pour cet échange de données. L'attribut IdentifiedObject.name est, en revanche, toujours requis. Les attributs supplémentaires d'IdentifiedObject (aliasName, description, et pathName) ne sont pas requis. Si l'attribut pathName est fourni, il doit être construit à partir des noms dans la hiérarchie GeographicalRegion / SubGeographicalRegion / Substation / VoltageLevel / ... Une barre oblique, "/", doit être utilisée comme séparateur des noms.
- Bien que non défini dans ce profil, il convient que l'attribut IdentifiedObject.mRID soit utilisé comme RDF ID. Le RDF ID ne peut pas commencer par un numéro. Il convient qu'un tiret bas soit ajouté comme le premier caractère si nécessaire. Le RDF ID doit être globalement unique. Un préfixe peut être ajouté, si nécessaire, pour garantir l'unicité globale, mais le RDF ID ainsi que le préfixe doivent être compris dans la limite de caractères maximale spécifiée ci-dessous.
- La longueur maximale des noms et des identifiants en termes de caractères est énumérée ci-dessous.
 - rdf:ID – 60 caractères maximum
 - IdentifiedObject.name – 32 caractères maximum
 - IdentifiedObject.aliasname – 40 caractères maximum
 - IdentifiedObject.description – 256 caractères maximum
- Pour conserver une hiérarchie de dénomination cohérente, chaque Substation doit être contenu par un SubGeographicalRegion et chaque SubGeographicalRegion doit être contenu par un et seulement un GeographicalRegion.
- Les équipements définis sans connexité, car la (les) Borne(s) associée(s) ne sont pas connectées aux ConnectivityNodes sont autorisés, par exemple un ShuntCompensator dont la Borne n'est pas associée à un ConnectivityNode.
- UTF-8 est la norme pour le codage de fichier. UTF-16 n'est pas prise en charge.
- Les données d'instance à échanger DOIVENT utiliser la classe la plus détaillée possible. Il convient que les classes GeneratingUnit, Switch, et EnergyConsumer ne soient utilisées que si les informations pour déterminer la classe la plus détaillée (ThermalGeneratingUnit, HydroGeneratingUnit, Breaker, Disconnecter, etc.) ne sont pas disponibles.

3.3 Modélisation des transformateurs

Un PowerTransformer à deux enroulements possède deux TransformerWindings. Cela permet de choisir de spécifier les valeurs d'impédance pour le modèle pi équivalent entièrement à l'un des enroulements ou de les répartir sur les deux enroulements. Les impédances doivent être spécifiées du côté de la tension primaire comme présenté à la Figure 1.

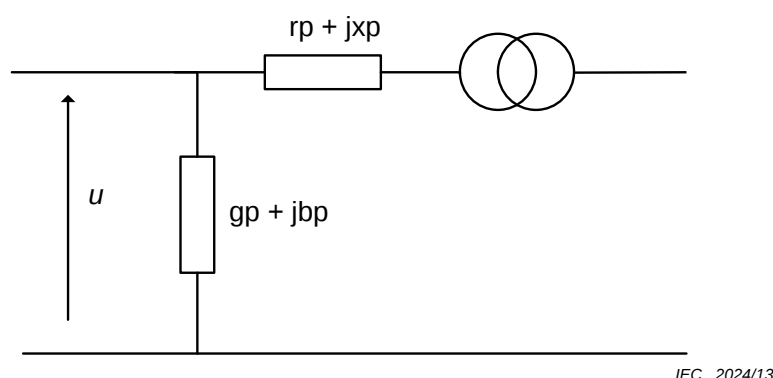
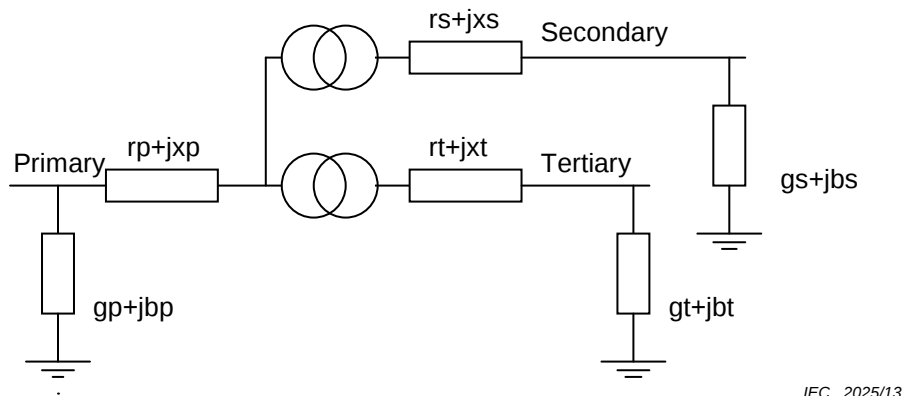


Figure 1 – Impédance d'un transformateur à deux enroulements

Un PowerTransformer à trois enroulements possède trois TransformerWindings. Le modèle pi équivalent correspond à trois TransformerWindings connectés dans une configuration en Y comme présenté ci-dessous. Les valeurs d'impédance pour un transformateur à trois enroulements sont spécifiées sur chacun des trois TransformerWindings. Chacun des enroulements possède des impédances $r_n + jx_n$ et des shunts $g_n + jb_n$ en série où n est p pour primaire, s pour secondaire et t pour tertiaire comme présenté à la Figure 2.



Légende

Anglais	Français
Primary	Primaire
Secondary	Secondaire
Tertiary	Tertiaire

Figure 2 – Impédance d'un transformateur à trois enroulements

Des exigences supplémentaires relatives à la modélisation des transformateurs sont énumérées ci-dessous.

- Chaque PowerTransformer et ses TransformerWindings, RatioTapChangers et PhaseTapChangers associés doivent être contenus au sein d'un poste. En revanche, dans le cas d'un transformateur reliant deux postes, la borne de l'un des TransformerWindings peut être reliée à un ConnectivityNode défini dans un autre poste. Dans ce cas, le PowerTransformer, le TransformerWindings, le RatioTapChangers et le PhaseTapChangers sont toujours tous définis dans un poste.
- Un PowerTransformer doit être contenu par un Substation. Un TransformerWinding doit être contenu par un PowerTransformer. Un RatioTapChanger et un PhaseTapChanger doivent être contenus par un TransformerWinding.

- Chaque PowerTransformer doit posséder au moins deux et pas plus de trois TransformerWindings. Chaque TransformerWinding peut posséder au maximum un RatioTapChanger ou PhaseTapChanger. Si un TransformerWinding ne possède pas de RatioTapChanger ou de PhaseTapChanger associé, il convient que l'enroulement soit considéré comme ayant un régleur fixe.

Plusieurs types de transformateurs de régulation sont pris en charge par le modèle CIM. Selon les capacités de régulation, les effets du mouvement du régleur seront définis à l'aide soit de la classe RatioTapChanger, soit de la classe PhaseTapChanger. Ces deux classes sont des sous-types de la classe TapChanger. L'utilisation de plusieurs sous-types est décrite dans la CEI 61970-301.

3.4 Modélisation des autorités

A partir des cas d'utilisation de l'échange de modèles présentés dans l'Annexe A, il est clair que la plupart des situations mettent en jeu plusieurs entités qui doivent coopérer. Dans ces situations, il est très important d'établir l'entité possédant l'autorité pour la modélisation de chaque région ou ensemble d'objets de données. Dans ce but, le CIM inclut des classes appelées ModelingAuthority et ModelingAuthoritySet. Lorsque plusieurs entités de modélisation sont impliquées, chaque objet modélisé est attribué à un ModelingAuthoritySet. Un ModelingAuthority peut être chargé d'un ou de plusieurs ModelingAuthoritySets. Une description plus détaillée des ModelingAuthorities et ModelingAuthoritySets utilisées est disponible à l'Annexe B.

A des fins d'échange de données, l'utilisation d'associations explicites entre ModelingAuthoritySets et les objets dans le modèle créerait une charge inutile en raison des tailles potentielles des fichiers et entraînerait le besoin d'un traitement supplémentaire. Pour éviter cette situation, lors de l'utilisation de ModelingAuthoritySets, un seul fichier ne doit contenir que les objets de données associés à un seul ModelingAuthoritySet.

3.5 Utilisation des classes de Measurement

3.5.1 Généralités

L'utilisation des classes de Measurement du CIM (Analog, Accumulator et Discrete) est souvent mal comprise et a évolué au cours du temps. Auparavant, en plus de l'utilisation représentant les points dans le système où la télémétrie est disponible, les classes ont été utilisées pour associer Limits avec une partie d'Equipment et pour définir des points régulés. Les Measurements sont désormais uniquement utilisés pour définir où la télémétrie est disponible ainsi que pour faciliter l'échange des données ICCP.

Un objet Measurement doit être associé à un PowerSystemResource pour acheminer les informations relatives à l'emboîtement pour la Measurement. Il convient que les mesures de lignes de transport soient associées à un ACLineSegment, et non à une Line. Il convient que les mesures des transformateurs soient associées à un PowerTransformer, et non à un TransformerWinding. Il convient que les mesures des tensions soient associées à un équipement, et non à un VoltageLevel. Une mesure de TapPosition doit être associée à un RatioTapChanger ou à un PhaseTapChanger. Une mesure de SwitchPosition doit être associée à un Switch ou à un sous-type de Switch.

La Measurement peut également être associée à un des Terminals (Bornes) associés à un équipement. Pour les mesures représentant les points télémesurés réels, il est particulièrement important que l'association à un Terminal définisse le point topologique spécifique dans le réseau qui est mesuré. Une Measurement peut être associée à un Terminal au maximum. Chaque mesure de flux (puissance active, puissance réactive ou courant) doit être associée à une borne. Cette association est particulièrement importante pour l'Estimation de l'État. La mesure doit être associée à la borne correcte de l'équipement conducteur mesuré (SynchronousMachine, EnergyConsumer, ACLineSegment, TransformerWinding, etc.). L'association de la mesure à une borne du mauvais équipement ou à la borne de la mauvaise extrémité de l'équipement correct entraînera des problèmes pour l'Estimation d'État. Seuls

deux types de mesures, TapPosition et SwitchPosition, ne nécessitent pas d'association à un Terminal.

Trois sous-types de Measurement sont inclus dans ce profil, Analog, Accumulator, et Discrete. Pour décrire ce qui est mesuré, l'attribut Measurement.measurementType est utilisé, mais seuls des measurementTypes particuliers sont valides pour chacun des sous-types de Measurement. Les associations valides sont définies dans le Tableau 1.

Tableau 1 – MeasurementTypes valides

Sous-classe de Measurement	measurementType
Analog	ThreePhasePower
	ThreePhaseActivePower
	ThreePhaseReactivePower
	LineCurrent
	PhaseVoltage
	LineToLineVoltage
	Angle
	TapPosition
Accumulator	ApparentEnergy
	ReactiveEnergy
	ActiveEnergy
Discrete	SwitchPosition

3.5.2 Echange de données ICCP

Dans le contexte de ce profil d'échange de données, l'Échange de Données ICCP est uniquement destiné à définir des mesures d'entrée pour l'utilisation par l'Estimateur d'État. Il n'est pas destiné à être utilisé pour configurer l'échange d'ICCP bidirectionnel.

Les données ICCP (connu officiellement comme la CEI 60870-6 TASE.2) sont échangées à l'aide des classes de Measurement (Analog, Discrete et Accumulator), des classes de MeasurementValue (AnalogValue, DiscreteValue, et AccumulatorValue), et de la classe de MeasurementValueSource. La classe de MeasurementValueSource est utilisée pour définir le centre de conduite fournissant les données ICCP. L'attribut Name est mis à "ICCP" et le pathName comporte le nom du centre de conduite fournisseur.

Les classes de MeasurementValue sont utilisées pour spécifier l'ICCP ID. L'attribut aliasName est utilisé pour contenir l'ICCP ID et l'attribut Name contient le nom du point SCADA. Chaque MeasurementValue sera associé à une Measurement. Chaque MeasurementValue fourni par le biais d'ICCP doit également être associé à une MeasurementValueSource.

Afin de spécifier clairement le point du système mesuré, il convient que la Measurement soit associé à un Terminal. Pour une mesure du statut du commutateur, en revanche, l'association au PowerSystemResource approprié représentant le commutateur s'avérerait suffisante.

3.6 Régulation de Tension ou de Puissance Active

Afin d'utiliser le CIM pour définir la manière dont un équipement régule un point du système, une association est définie entre l'équipement conducteur de régulation (SynchronousMachine, ShuntCompensator, StaticVarCompensator, RatioTapChanger ou PhaseTapChanger) et une instance de RegulatingControl. Le RegulatingControl doit être associé à un Terminal. Le RegulatingControl d'un équipement de régulation peut faire référence à un Terminal associé à une autre PowerSystemResource. Par exemple, à des fins de régulation de tension, le RegulatingControl d'une SynchronousMachine pourrait référer à un Terminal associé à une

BusbarSection. Le Terminal définit le point de régulation. L'association de RegulatingControl avec Terminal est requise pour définir la régulation de la tension ou de la puissance active. Pour un SynchronousMachine, ShuntCompensator, StaticVarCompensator RatioTapChanger ou un PhaseTapChanger qui ne régulent pas, l'association à RegulatingControl n'est pas requise.

3.7 Utilisation de courbes

3.7.1 Généralités

L'utilisation des attributs Curve et CurveData sera différente pour les différents types de courbes issus de Curve. Pour définir une valeur Y qui ne change pas, il convient que l'attribut curveStyle soit mis à "constantYValue". Dans ce cas, il convient qu'une seule instance de CurveData soit incluse pour définir le seul point de la courbe. La valeur Y étant constante, la valeur CurveData.xvalue sera ignorée, si elle est fournie à tous. Il convient qu'une courbe ne possède jamais plusieurs instances de CurveData où la valeur xvalue est répétée.

3.7.2 Limites de la puissance réactive de l'unité de production

Les limites de la puissance réactive de l'unité de production doivent être incluses dans l'échange de données, mais peuvent être spécifiées différemment selon les caractéristiques de l'unité de production représentée. Dans la plupart des cas, il convient qu'une SynchronousMachine soit associée à une ReactiveCapabilityCurve par défaut à l'aide de l'association SynchronousMachine.InitialReactiveCapabilityCurve.

Si les limites de la puissance réactive de l'unité de production ne varient pas avec la puissance de sortie réelle, les attributs de la limite de la puissance réactive de la classe SynchronousMachine, minQ et maxQ, peuvent être utilisés. Si la puissance de sortie réactive de l'unité de production est fixe, il convient que les limites de la puissance réactive soient mises à la valeur de la puissance de sortie réactive fixe.

3.8 Définition des programmes

L'utilisation des attributs RegularIntervalSchedule et RegularTimePoint sera différente pour les différents types de programmes issus de RegularIntervalSchedule. Pour spécifier l'heure relative d'un programme, la portion date du format dateTime peut être éliminée, ce qui laisse le format heure du jour "hh:mm:ss" de l'ISO 8601. Dans ce format, hh désigne le nombre d'heures complètes qui se sont écoulées depuis minuit, mm désigne le nombre de minutes complètes depuis le début de l'heure, et ss, le nombre de secondes complètes depuis le début de la minute.

La première heure admise dans un programme (BasicIntervalSchedule.startTime) est "00:00:00". La dernière heure admise dans un programme (RegularIntervalSchedule.endTime) est "24:00:00". Le moment spécifié par l'endTime n'est pas inclus dans la période du programme.

Un programme définissant un jour doit être caractérisé par plusieurs RegularTimePoints associés au même RegularIntervalSchedule. Il ne doit pas être défini avec plusieurs programmes.

Pour des programmes associés à Season et DayType, les associations à Season et DayType ne sont pas requises. Si un programme n'a pas de Season associé, il sera considéré comme valide pour tous les Seasons. De même, si un programme n'a pas d'association à un DayType, il sera considéré comme s'appliquant à tous les jours de la semaine.

Lorsque SeasonDayTypeSchedules sont définis pour une entité donnée, tel que ConformLoadSchedules pour un ConformLoadGroup donné, seul un programme peut être défini pour une combinaison donnée de Season et DayType.

4 Profil d'équipement du CIM

4.1 Généralités du profil d'équipement du CIM

Ce chapitre énumère les profils qui seront utilisés pour l'échange de données ainsi que les classes, attributs et les associations faisant partie de chaque profil. Sont incluses toutes les classes qu'un consommateur de données serait tenu de reconnaître dans les données consommées. Il est fait référence à d'autres classes dans ce chapitre, lorsque les classes à échanger héritent d'attributs ou d'associations. Par exemple, de nombreuses classes héritent d'attributs de la classe IdentifiedObject. Cependant, aucune instance de la classe IdentifiedObject n'existerait dans les données échangées, IdentifiedObject n'a donc pas été incluse dans l'ensemble des classes du CIM pour l'échange.

Les profils et les URI associées sont énumérés dans le Tableau 2.

Tableau 2 – Profils définis dans le présent document

Nom	Version	URI	Date de révision
Équipement	1	http://iec.ch/TC57/61970-452/Equipment/1	2010-05-24

4.2 Classes concrètes

4.2.1 Accumulator

Meas

Accumulator représente une Measurement (compté) accumulé, par exemple une valeur énergétique.

- L'association à Terminal peut ne pas être requise selon la manière dont la Measurement est utilisé. Voir section Utilisation de la Classe Measurement pour plus de détails.
- L'attribut measurementType est utilisé pour définir la grandeur mesurée (Voltage, ThreePhaseActivePower, etc.) par une Measurement. Les valeurs valides de measurementType sont définies dans les Tableaux de Chaînes Normatifs.

Membres Hérités

measurementType	1..1	string	voir Measurement
PowerSystemResource	1..1	PowerSystemResource	voir Measurement
Terminal	0..1	Terminal	voir Measurement
Unit	1..1	Unit	voir Measurement

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.2 AccumulatorValue

Meas

AccumulatorValue représente une MeasurementValue (comptée) accumulée.

Membres Natifs

Accumulator	1..1	Accumulator	Measurement auquel cette valeur est connectée.
-------------	------	-------------	--

Membres Hérités

MeasurementValueSource	1..1	MeasurementValueSource	voir MeasurementValue
------------------------	------	------------------------	-----------------------

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.3 ACLineSegment

Wires

Un fil ou une combinaison de fils, doté(e) de caractéristiques électriques cohérentes, formant un seul système électrique, utilisé pour transporter du courant alternatif entre des points du réseau.

- Chaque ACLineSegment est requis d'avoir une association à un BaseVoltage. L'association à Line n'est pas requise.
- En utilisant l'association MemberOf_EquipmentContainer, un ACLineSegment ne peut être contenu que dans une Line, mais l'association à Line n'est pas requise.
- Les attributs b0ch, g0ch, gch, r0, et x0 sont uniquement pour les courts-circuits et ne sont pas requis.

Membres Natifs

b0ch	0..1	Susceptance	Susceptance shunt homopolaire (de chargement), uniformément répartie, de la section de ligne complète.
bch	1..1	Susceptance	Susceptance shunt directe (de chargement), uniformément répartie, de la section de ligne complète. Cette valeur représente le chargement entier sur la longueur totale de la ligne.
g0ch	0..1	Conductance	Conductance shunt homopolaire (de chargement), uniformément répartie, de la section de ligne complète.
gch	0..1	Conductance	Conductance shunt directe (de chargement), uniformément répartie, de la section de ligne complète.
r	1..1	Resistance	Résistance en série directe de la section de ligne complète.
r0	0..1	Resistance	Résistance en série homopolaire de la section de ligne complète.
x	1..1	Reactance	Réactance en série directe de la section de ligne complète.
x0	0..1	Reactance	Réactance en série homopolaire de la section de ligne complète.

Membres Hérités

length	0..1	Length	voir Conductor
--------	------	--------	----------------

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-----------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.4 ActivePowerLimit

OperationalLimits

Limite du flux de puissance active.

Membres Natifs

value	1..1	ActivePower	Valeur limite de la puissance active.
-------	------	-------------	--

Membres Hérités

type	1..1	string	voir OperationalLimit
OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	voir OperationalLimit

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.5 Analog

Meas

Analog représente une Measurement analogique.

- L'attribut positiveFlowIn n'est requis que si la Measurement mesure un flux d'énergie directionnel.
- L'association à Terminal peut ne pas être requise selon la manière dont la Measurement est utilisé. Voir section Utilisation de la Classe Measurement pour plus de détails.
- L'attribut measurementType est utilisé pour définir la grandeur mesurée (Voltage, ThreePhaseActivePower, etc.) par une Measurement. Les valeurs valides de measurementType sont définies dans les Tableaux de Chaînes Normatifs.

Membres Natifs

positiveFlowIn	1..1 -{}-	boolean	Si "true" (vrai), alors cette measurement est une puissance active, une puissance réactive ou un courant avec la convention selon laquelle une valeur positive mesurée au Terminal signifie que de l'électricité pénètre dans la PowerSystemResource associée.
----------------	--------------	---------	--

Membres Hérités

measurementType	1..1	string	voir Measurement
PowerSystemResource	1..1	PowerSystemResource	voir Measurement
Terminal	0..1	Terminal	voir Measurement
Unit	1..1	Unit	voir Measurement

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.6 AnalogValue

Meas

AnalogValue représente une MeasurementValue analogique.

Membres Natifs

Analog	1..1	Analog	Measurement à laquelle cette valeur est connectée.
--------	------	--------	--

Membres Hérités

MeasurementValueSource	1..1	MeasurementValueSource	voir MeasurementValue
------------------------	------	------------------------	-----------------------

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.7 ApparentPowerLimit

OperationalLimits

Limite de la puissance apparente.

Membres Natifs

value	1..1	ApparentPower	Limite de la puissance apparente.
-------	------	---------------	-----------------------------------

Membres Hérités

type	1..1	string	voir OperationalLimit
OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	voir OperationalLimit

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject

pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject
----------	------	--------	-----------------------

4.2.8 BaseVoltage

Core

Définit une tension de base nominale référencée dans le système.

Membres Natifs

nominalVoltage	1..1	Voltage	La tension de base de la PowerSystemResource.
----------------	------	---------	---

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.9 Bay

Core

Ensemble de ressources de réseau électrique (au sein d'un poste donné) comprenant de l'équipement conducteur, des relais de protection, des mesures et de la télémetrie.

- La classe Bay est utilisée comme conteneur de Switches. Les Switches peuvent être contenus soit par les Bays, soit par les VoltageLevels. Si les Switches sont contenus par les VoltageLevels plutôt que par les Bays dans le système d'envoi, alors les Bays ne sont pas requises.

Membres Natifs

VoltageLevel	1..1	VoltageLevel	L'association est utilisée dans la hiérarchie de dénomination.
--------------	------	--------------	--

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.10 Breaker

Wires

Dispositif de commutation mécanique capable d'établir, de transporter, et de couper des courants dans des conditions de circuit normales, et également d'établir et de transporter des courants, pendant une durée spécifiée, et de couper des courants dans des conditions de circuit anormales précises, par exemple, celles de court-circuit.

Membres Natifs

ratedCurrent	0..1	CurrentFlow	Courant de coupure assigné sur défaut.
--------------	------	-------------	--

Membres Hérités

normalOpen	1..1	boolean	voir Switch
------------	------	---------	-------------

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	--------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.11 BusbarSection

Wires

Conducteur, ou groupe de conducteurs, doté d'une impédance négligeable, servant à connecter un autre équipement conducteur au sein d'un seul poste.

Les mesures de tension sont habituellement obtenues à partir de VoltageTransformers connectés à des tronçons de jeu de barre. Un tronçon de jeu de barre peut avoir plusieurs bornes physiques mais pour l'analyse, elle est modélisée avec une seule borne logique.

Membres Hérités

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment
aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.12 ConformLoad

LoadModel

ConformLoad représente les charges qui suivent un modèle de changement de charge quotidien où le modèle peut être utilisé pour étalonner la charge avec une charge du système.

- La définition des injections de puissance réelle et réactive pour un EnergyConsumer peut être effectuée à l'aide de différents ensembles d'attributs. Dans le cas le plus simple, les injections peuvent être définies directement en utilisant uniquement les attributs pfixed et qfixed.
- Les injections pour un ConformLoad peuvent être définies comme un pourcentage du ConformLoadGroup avec les attributs pfixedPct et qfixedPct. Dans ce cas, le ConformLoadGroup associé devrait posséder un ConformLoadSchedule associé.
- Voir EnergyConsumer pour des notes spécifiques relatives aux attributs hérités.

Membres Natifs

LoadGroup	1..1	ConformLoadGroup	Groupe de cette ConformLoad.
-----------	------	------------------	---------------------------------

Membres Hérités

pfixed	0..1	ActivePower	voir EnergyConsumer
pfixedPct	0..1	PerCent	voir EnergyConsumer
qfixed	0..1	ReactivePower	voir EnergyConsumer
qfixedPct	0..1	PerCent	voir EnergyConsumer
LoadResponse	0..1	LoadResponseCharacteristic	voir EnergyConsumer

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	--------------------------

aggregate	0..1	Boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.13 ConformLoadGroup

LoadModel

Groupe de charges conforme à un modèle d'attribution.

Membres Hérités

SubLoadArea	1..1	SubLoadArea	voir LoadGroup
-------------	------	-------------	----------------

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.14 ConformLoadSchedule

LoadModel

Courbe de la charge en fonction du temps (axe des X) indiquant les valeurs de la puissance active (axe des Y) et de la puissance réactive (axe des Y2) de chaque unité de la période couverte. Cette courbe représente un modèle de charge classique pour une période sur un type de jour et une saison donnés.

- Étant donné que value1 sera toujours spécifiée en MW et que value2 sera toujours spécifiée en MVar, les attributs value1Multiplier et value2Multiplier ne nécessitent pas d'être spécifiés.

Membres Natifs

ConformLoadGroup	1..1	ConformLoadGroup	Le ConformLoadGroup auquel le ConformLoadSchedule appartient.
------------------	------	------------------	---

Membres Hérités

DayType	1..1	DayType	voir SeasonDayTypeSchedule
Season	1..1	Season	voir SeasonDayTypeSchedule

endTime	1..1	dateTime	voir RegularIntervalSchedule
timeStep	1..1	Seconds	voir RegularIntervalSchedule

startTime	1..1	dateTime	voir BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.15 ConnectivityNode

Core

Les nœuds de connexité sont des points où les bornes d'un équipement conducteur sont connectées ensemble avec une impédance nulle.

- Par convention, ConnectivityNodes ne peuvent être placés qu'au sein de VoltageLevels.

Membres Natifs

ConnectivityNodeContainer	1..1	ConnectivityNodeContainer	Conteneur de ce nœud de connexité.
---------------------------	------	---------------------------	------------------------------------

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.16 ControlArea

ControlArea

Une zone de réglage est un groupement d'unités de production et/ou de charges et un ensemble de coupures de lignes de jonction (tel que des bornes) qui peut être utilisé dans différents buts y compris l de la production automatique, la spécification de commande d'échange de la zone de solution du calcul de répartition et l'entrée à la prévision de la charge. Noter qu'un nombre quelconque de spécifications de zones de commande qui se chevauchent peut être superposé au modèle physique.

Membres Natifs

netInterchange	1..1	ActivePower	Échange net direct spécifié dans la zone de réglage.
pTolerance	0..1	ActivePower	Tolérance d'échange net de la puissance active.

type	1..1	ControlAreaTypeKind	Le type de définition de la zone de réglage utilisé pour déterminer si elle est utilisée pour la commande de la production automatique, pour la commande d'échange de planification, ou dans d'autres buts.
EnergyArea	1..1	EnergyArea	La zone d'énergie prévue à partir de la spécification de la zone de réglage.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.17 ControlAreaGeneratingUnit

ControlArea

Unité de production de la zone de réglage. Cette classe est requise afin que les définitions de la zone de réglage alternatives puissent inclure la même unité de production. Noter qu'il convient qu'une seule instance au sein d'une zone de réglage fasse référence à une unité de production spécifique.

Membres Natifs

ControlArea	1..1	ControlArea	La zone de réglage parent pour les spécifications de l'unité de production.
GeneratingUnit	1..1	GeneratingUnit	Unité de production spécifiée pour cette zone de réglage. Noter qu'il convient qu'une zone de réglage n'inclue une GeneratingUnit qu'une seule fois.

4.2.18 CurrentLimit

OperationalLimits

Limite opérationnelle du courant.

Membres Natifs

value	1..1	CurrentFlow	Limite de l'intensité de de courant.
-------	------	-------------	--------------------------------------

Membres Hérités

type	1..1	string	voir OperationalLimit
OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	voir OperationalLimit

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.19 CurveData

Core

Points de données polyvalents pour définir une courbe.

- La classe CurveData est utilisée pour représenter des points pour plusieurs courbes issues de la classe Curve. Les courbes définies dans ce profil sont:

GrossToNetActivePowerCurve

ReactiveCapabilityCurve

Membres Natifs

xvalue	1..1	float	La valeur des données de la variable de l'axe des X, selon les unités de l'axe des X.
y1value	1..1	float	La valeur des données de la première variable de l'axe des Y, selon les unités de l'axe des Y.

y2value	1..1	float	La valeur des données de la deuxième variable de l'axe des Y (si présente), selon les unités de l'axe des Y.
Curve	1..1	Curve	La Curve définie par ce CurveData.

4.2.20 DayType

LoadModel

Groupe de jours similaires, par exemple, Mon/Tue/Wed (Lun/Ma/Me), Thu/Fri (Jeu/Ven), Sat/Sun (Sam/Dim), Holiday1 (Vacances1), Holiday2 (Vacances2)

- L'attribut name indique les jours de la semaine qu'un DayType donné représente.
- Si l'attribut name est "All" (Tous), il représente les sept jours de la semaine.
- Si l'attribut name est "Weekday" (Jours de semaine), il représente les jours de Lundi à Vendredi.
- Si l'attribut name est "Weekend" (Fin de semaine), il représente Samedi et Dimanche.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.21 Disconnecter

Wires

(sectionneur) Dispositif de commutation mécanique exploité manuellement ou par un moteur utilisé pour changer les connexions dans un circuit ou pour isoler un circuit ou un équipement d'une source d'électricité. Il est requis d'ouvrir ou de fermer les circuits lorsqu'un courant négligeable est interrompu ou établi.

Membres Hérités

normalOpen	1..1	boolean	voir Switch
------------	------	---------	-------------

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-----------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.22 Discrete

Meas

Discrete fait référence à une Measurement discrète, c'est-à-dire une Measurement représentant des valeurs discrètes, par exemple une position de Breaker (Disjoncteur).

- L'association à Terminal peut ne pas être requise selon la manière dont la Measurement est utilisée. Voir section Utilisation de la Classe Measurement pour plus de détails.
- L'attribut measurementType est utilisé pour définir la grandeur mesurée (Voltage, ThreePhaseActivePower, etc.) par une Measurement. Les valeurs valides de measurementType sont définies dans les Tableaux de Chaînes de caractères Normatifs.

Membres Hérités

measurementType	1..1	string	voir Measurement
PowerSystemResource	1..1	PowerSystemResource	voir Measurement
Terminal	0..1	Terminal	voir Measurement
Unit	1..1	Unit	voir Measurement

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.23 DiscreteValue

Meas

DiscreteValue représente une MeasurementValue discrète.

Membres Natifs

Discrete	1..1	Discrete	Measurement à laquelle cette valeur est connectée.
----------	------	----------	--

Membres Hérités

MeasurementValueSource	1..1	MeasurementValueSource	voir MeasurementValue
------------------------	------	------------------------	-----------------------

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.24 EnergyConsumer

Wires

Utilisateur générique d'énergie – un point de consommation du modèle du réseau

- La définition des injections de puissance réelle et réactive pour un EnergyConsumer peut être effectuée à l'aide de différents ensembles d'attributs. Dans le cas le plus simple, les injections peuvent être définies directement en utilisant uniquement les attributs pfixed et qfixed.
- Pour spécifier les charges conformes et non-conformes, il convient que les classes ConformLoad, NonConformLoad, ou leurs sous-types soient utilisés.
- Il convient que les attributs définissant l'influence de la tension et de la fréquence sur l'injection définie par une LoadResponseCharacteristic associée soient fournis, s'ils sont disponibles, mais ils ne sont pas requis.

Membres Natifs

pfixed	0..1	ActivePower	Puissance active de la charge qui est une grandeur fixe.
pfixedPct	0..1	PerCent	Puissance active fixe en tant que pourcentage de la puissance active fixe du groupe de charges.
qfixed	0..1	ReactivePower	Puissance réactive de la charge qui est une grandeur fixe.
qfixedPct	0..1	PerCent	Puissance réactive fixe en tant que pourcentage de la puissance réactive fixe du groupe de charges.
LoadResponse	0..1	LoadResponseCharacteristic	Caractéristique de réponse de charge de cette charge.

Membres Hérités

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment
aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject

description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.25 EquivalentBranch

Equivalents

La classe représente les branches équivalentes.

Membres Natifs

r	1..1	Resistance	Résistance en série directe de la branche réduite.
x	1..1	Reactance	Réactance en série directe de la branche réduite.

Membres Hérités

EquivalentNetwork	1..1	EquivalentNetwork	voir EquivalentEquipment
-------------------	------	-------------------	--------------------------

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	--------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.26 EquivalentInjection

Equivalents

Cette classe représente des injections équivalentes (production ou charge). La régulation de la tension n'est admise qu'au nœud de connexité local.

Membres Natifs

maxP	1..1	ActivePower	Puissance active maximale de l'injection.
minP	1..1	ActivePower	Puissance active minimale de l'injection.
regulationCapability	1..1	boolean	Spécifie si l'EquivalentInjection est capable de réguler la tension locale.
regulationStatus	1..1	boolean	Spécifie le statut de régulation par défaut de l'EquivalentInjection. "True" (Vrai) signifie que la régulation est en cours. "False" (Faux) signifie que la régulation n'est pas en cours.
regulationTarget	1..1	Voltage	Tension cible de la régulation de la tension.

Membres Hérités

EquivalentNetwork	1..1	EquivalentNetwork	voir EquivalentEquipment
BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment
aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject

name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.27 EquivalentNetwork

Equivalents

Classe qui représente un réseau maillé externe qui a été réduit à un modèle électriquement équivalent. Les ConnectivityNodes contenus dans le modèle équivalent sont destinés à refléter les nœuds internes du modèle équivalent. Les nœuds de Connexité frontières où le modèle équivalent se connecte à l'extérieur NE sont PAS contenus dans le modèle équivalent.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.28 EquivalentShunt

Equivalents

Classe représentant des shunts équivalents.

Membres Natifs

b	1..1	Susceptance	Susceptance shunt directe.
g	1..1	Conductance	Conductance shunt directe.

Membres Hérités

EquivalentNetwork	1..1	EquivalentNetwork	voir EquivalentEquipment
BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.29 FossilFuel

Production

Combustible fossile consommé par les unités de production thermiques non-nucléaires, par exemple, le charbon, le fioul et le gaz.

Membres Natifs

fossilFuelType	1..1	FuelType	Type de combustible fossile tel que le charbon, le fioul ou le gaz.
----------------	------	----------	---

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.30 GeneratingUnit

Production

Une seule machine synchrone ou un ensemble de machines synchrones pour la conversion de la puissance mécanique en puissance à courant alternatif. Par exemple, des machines individuelles dans un ensemble peuvent être définies dans un but de programmation tandis qu'un seul signal de commande est issu pour l'ensemble. Dans ce cas, une GeneratingUnit pour chaque membre de l'ensemble et une GeneratingUnit supplémentaire correspondant à l'ensemble pourraient être définies.

- Pour définir une GeneratingUnit, il est nécessaire de définir l'injection de puissance réelle initiale, les limites de la puissance réelle nette et le statut de l'unité. L'injection initiale est définie à l'aide de l'attribut initialP.
- Les limites de la puissance réelle nette peuvent être définies de trois façons; 1) avec les attributs maxOperatingP et minOperatingP, ou 2) avec l'attribut ratedNetMaxP ou 3) avec les attributs ratedGrossMinP et ratedGrossMaxP utilisés conjointement avec un GrossToNetActivePowerCurve associé.

- Le statut de commande de l'unité est défini avec l'attribut `genControlSource`, mais il n'est pas requis. Les attributs du facteur de participation `longPF`, `normalPF`, et `shortPF` ne sont pas requis.
- Il convient que la classe `GeneratingUnit` ne soit utilisée que lorsque les classes plus spécifiques, `HydroGeneratingUnit` et `ThermalGeneratingUnit`, ne s'appliquent pas.
- Les attributs `governorSCD`, `maximumAllowableSpinningReserve`, `nominalP`, `startupCost`, et `variableCost` ne sont pas requis.

Membres Natifs

<code>genControlSource</code>	0..1	<code>GeneratorControlSource</code>	Source des commandes pour une unité de production.
<code>governorSCD</code>	0..1	<code>PerCent</code>	Statisme du Changeur de Vitesse du Régulateur. Il s'agit du changement de la puissance utile du générateur divisé par le changement de la fréquence normalisée par la puissance nominale et la fréquence nominale du générateur et exprimé en pourcentages et mis à la valeur négative. Une valeur positive du statisme du changeur de vitesse fournit une sortie de générateur supplémentaire lors d'une baisse de fréquence.
<code>initialP</code>	1..1	<code>ActivePower</code>	Puissance active initiale par défaut utilisée pour stocker un résultat de flux d'énergie pour la puissance active initiale pour cette unité dans cette configuration de réseau.
<code>longPF</code>	0..1	<code>float</code>	Facteur de participation économique de l'unité de production.

maximumAllowableSpinningReserve	0..1	ActivePower	Réserve tournante maximale autorisée. La réserve tournante ne sera jamais considérée comme supérieure à cette valeur sans tenir compte du point de fonctionnement en cours.
maxOperatingP	1..1	ActivePower	Il s'agit de la limite maximale de puissance active d'exploitation pouvant être entrée dans cette unité par le répartiteur.
minOperatingP	1..1	ActivePower	Il s'agit de la limite minimale de puissance active d'exploitation pouvant être entrée dans cette unité par le répartiteur.
nominalP	0..1	ActivePower	Puissance nominale de l'unité de production. Utilisée pour donner une signification précise aux attributs basés en pourcentage tels que le statisme du changeur de vitesse du régulateur (attribut governorSCD).
normalPF	0..1	float	Facteur de participation économique de l'unité de production
ratedGrossMaxP	0..1	ActivePower	Capacité maximale nominale brute de l'unité (Book Value) (Valeur Comptable).
ratedGrossMinP	0..1	ActivePower	Niveau de production minimal nominal brut avec lequel l'unité peut fonctionner sans risques en fournissant de l'énergie à la grille de transport.

ratedNetMaxP	0..1	ActivePower	Capacité maximale nominale nette obtenue en soustrayant l'énergie auxiliaire utilisée pour faire fonctionner le mécanisme de l'installation interne de la capacité maximale brute nominale.
shortPF	0..1	float	Facteur de participation économique de l'unité de production.
startupCost	0..1	Money	Coût de démarrage initial encouru pour chaque lancement de GeneratingUnit.
variableCost	0..1	Money	Composant de production du coût variable par unité de ActivePower.

Membres Hérités

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.31 GeographicalRegion

Core

Région géographique d'un modèle de réseau.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.32 GrossToNetActivePowerCurve

Production

Relation entre la puissance active utile brute de l'unité de production sur l'axe des X (mesurée aux bornes de la (des) machine(s)) et la puissance active de sortie nette de l'unité de production sur l'axe des Y (basée sur les mesures définies par l'entreprise de services publics à la centrale de production). Il convient que les charges des services de la centrale, lorsqu'elles sont modélisées, soient traitées comme des charges de bus non conformes. Il peut y avoir plus d'une courbe, selon l'équipement auxiliaire en service.

- Étant donné que les valeurs x et y seront toujours spécifiées en MW, les attributs xMultiplier et y1Multiplier peuvent ne pas être fournis.

Membres Natifs

GeneratingUnit	1..1	GeneratingUnit	Une unité de production peut posséder une courbe de la puissance active brute en fonction de la puissance active nette, décrivant les pertes et les exigences relatives à l'énergie auxiliaire de l'unité.
----------------	------	----------------	--

Membres Hérités

curveStyle	1..1	CurveStyle	voir Curve
xUnit	1..1	UnitSymbol	voir Curve
y1Unit	1..1	UnitSymbol	voir Curve
y2Unit	0..1	UnitSymbol	voir Curve

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.33 HydroGeneratingUnit

Production

Une unité de production dont la machine motrice est une turbine hydraulique (par exemple, Francis, Pelton, Kaplan).

- Les attributs governorSCD, maximumAllowableSpinningReserve, nominalP, startupCost, et variableCost ne sont pas requis.

Membres Hérités

genControlSource	0..1	GeneratorControlSource	voir GeneratingUnit
governorSCD	0..1	PerCent	voir GeneratingUnit
initialP	1..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
longPF	0..1	float	voir GeneratingUnit
maximumAllowableSpinningReserve	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
maxOperatingP	1..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
minOperatingP	1..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
nominalP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
normalPF	0..1	float	voir GeneratingUnit
ratedGrossMaxP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit

ratedGrossMinP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
ratedNetMaxP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
shortPF	0..1	float	voir GeneratingUnit
startupCost	0..1	Money	voir GeneratingUnit
variableCost	0..1	Money	voir GeneratingUnit

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.34 HydroPump

Production

Motopompe synchrone, généralement associée à une usine de pompage

Membres Natifs

SynchronousMachine	1..1	SynchronousMachine	La machine synchrone entraîne la turbine qui transporte l'eau d'une hauteur basse à une hauteur plus élevée. Le sens de rotation de la machine pour le pompage peut être ou non identique à celui pour la production.
--------------------	------	--------------------	---

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.35 IEC61970CIMVersion

Il s'agit du numéro de version CIM de la CEI 61970 assigné à ce fichier de modèle UML.

- Il convient que les deux attributs IEC61970CIMVersion se voient attribuer les valeurs définies comme les valeurs initiales dans l'UML du CIM. Actuellement, la valeur initiale pour la version est IEC61970CIM14v15. La valeur initiale actuelle pour la date est "2010-04-28".

Membres Natifs

date	1..1	dateTime	La forme est JJ-MM-AAAA. Par exemple le 5 janvier 2009 sera noté 05-01-2009.
version	1..1	string	La forme est IEC61970CIMXXvYY où XX est la version du CIM la plus récente et YY est la version la plus ancienne. Par exemple, IEC61970CIM13v18.

4.2.36 ImpedanceVariationCurve

Wires

Une Courbe de Variation de l'Impédance décrit la modification des valeurs des impédances des Enroulements des Transformateurs par rapport aux changements du régleur. Le régleur est représenté à l'aide de xValue, la résistance à l'aide de y1value, la réactance à l'aide d'y2value, et la susceptance de magnétisation à l'aide de y3value.

La résistance (r), la réactance (x) et la susceptance de magnétisation (b) du TransformerWinding associé définissent l'impédance lorsque le régleur est neutre. Les valeurs de la courbe représentent le passage à l'impédance à partir des valeurs neutres du régleur. L'impédance à un régleur non-neutre est calculée en ajoutant l'impédance d'un pas neutre (à partir du TransformerWinding) à la valeur delta de la courbe.

Membres Natifs

TapChanger	1..1	TapChanger	Une ImpedanceVariationCurve définit les modifications d'un TapChanger.
------------	------	------------	--

Membres Hérités

curveStyle	1..1	CurveStyle	voir Curve
xUnit	1..1	UnitSymbol	voir Curve
y1Unit	1..1	UnitSymbol	voir Curve
y2Unit	0..1	UnitSymbol	voir Curve

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.37 Line

Wires

Contient des équipements en dehors d'un poste appartenant à une ligne de transport d'énergie.

- L'utilisation de la classe Line n'est pas requise. Si elle est utilisée, elle ne peut l'être qu'en tant que conteneur d'ACLineSegments et de SeriesCompensators.
- Il n'est pas requis qu'une Line soit associée à une SubGeographicalRegion.

Membres Natifs

Region	0..1	SubGeographicalRegion	Une Line peut être contenue dans une SubGeographical Region.
--------	------	-----------------------	--

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.38 LoadArea

LoadModel

Classe désignant la racine ou le premier niveau dans une structure hiérarchique pour le groupement de charges à des fins de mise à l'échelle des charges du flux de charge.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.39 LoadBreakSwitch

Wires

Dispositif de commutation mécanique capable d'établir, de transporter et de couper des courants dans des conditions de fonctionnement normales.

Membres Natifs

ratedCurrent	1..1	CurrentFlow	Capacité de transport du courant d'un fil ou d'un câble dans les conditions thermiques établies.
--------------	------	-------------	--

Membres Hérités

normalOpen	1..1	boolean	voir Switch
BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment
aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.40 LoadResponseCharacteristic

LoadModel

Modélise la réponse caractéristique de la demande de charge en raison de modifications des conditions du système telles que la tension et la fréquence. Ceci n'est pas associé à la réponse à la demande.

Si LoadResponseCharacteristic.exponentModel est "True" (Vrai), les exposants de tension sont spécifiés et utilisés comme tels pour calculer:

Composante de la puissance active = $P_{nominal} * (Voltage/cim:BaseVoltage.nominalVoltage)^{**}$
 $cim:LoadResponseCharacteristic.pVoltageExponent$

Composante de la puissance réactive = $Q_{nominal} * (Voltage/cim:BaseVoltage.nominalVoltage)^{**}$
 $cim:LoadResponseCharacteristic.qVoltageExponent$

Où * signifie "multiplié par" et ** "à la puissance".

Membres Natifs

exponentModel	1..1	boolean	Indique le modèle de dépendance de la tension exponentiel (pVoltageExponent and qVoltageExponent) à utiliser. S'il est faux, le modèle du coefficient (composé de pConstantImpedance, pConstantCurrent, pConstantPower, qConstantImpedance, qConstantCurrent, et de qConstantPower) est à utiliser.
pConstantCurrent	1..1	float	Portion de la charge de puissance active modélisée comme intensité constante. Uniquement utilisée si useExponentModel est faux. Cette valeur est normalisée par rapport à la somme de pZ, pI, et pP.
pConstantImpedance	1..1	float	Portion de la charge de puissance active modélisée comme impédance constante. Uniquement utilisée si useExponentModel est faux. Cette valeur est normalisée par rapport à la somme de pZ, pI, et pP.
pConstantPower	1..1	float	Portion de la charge de puissance active modélisée comme puissance constante. Uniquement utilisée si useExponentModel est faux. Cette valeur est normalisée par rapport à la somme de pZ, pI, et pP.
pFrequencyExponent	1..1	float	Exposant de la puissance active apportant la fréquence par unité.

pVoltageExponent	1..1	float	Exposant de la puissance réelle apportant la tension par unité. Ce modèle est uniquement utilisé lorsque "useExponentModel" est vrai.
qConstantCurrent	1..1	float	Portion de la charge de puissance réactive comme intensité constante. Uniquement utilisée si useExponentModel est faux. Cette valeur est normalisée par rapport à la somme de qZ, qI, et qP.
qConstantImpedance	1..1	float	Portion de la charge de puissance réactive comme impédance constante. Uniquement utilisée si useExponentModel est faux. Cette valeur est normalisée par rapport à la somme de qZ, qI, et qP.
qConstantPower	1..1	float	Portion de la charge de puissance réactive comme puissance constante. Uniquement utilisée si useExponentModel est faux. Cette valeur est normalisée par rapport à la somme de qZ, qI, et qP.
qFrequencyExponent	1..1	float	Exposant de la puissance réactive apportant la fréquence par unité.
qVoltageExponent	1..1	float	Exposant de la puissance réactive apportant la tension par unité. Ce modèle est uniquement utilisé lorsque "useExponentModel" est vrai.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.41 MeasurementValueSource

Meas

MeasurementValueSource décrit les sources alternatives mettant à jour une MeasurementValue. Les conventions pour l'utilisateur stipulant la manière d'utiliser les attributs de MeasurementValueSource sont décrites dans l'introduction de la CEI 61970-301.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.42 MutualCoupling

Wires

Cette classe représente le couplage mutuel de ligne homopolaire.

Membres Natifs

b0ch	1..1	Susceptance	Susceptance shunt de couplage mutuel(de chargement) homopolaire, uniformément répartie, de la section de ligne complète.
distance11	1..1	Length	Distance entre la borne spécifiée de la première ligne et le début de la région couplée.

distance12	1..1	Length	Distance entre la borne spécifiée de la première ligne et la fin de la région couplée.
distance21	1..1	Length	Distance entre la borne spécifiée de la seconde ligne et le début de la région couplée.
distance22	1..1	Length	Distance entre la borne spécifiée de la seconde ligne et la fin de la région couplée.
g0ch	1..1	Conductance	Conductance de shunt de couplage mutuel (de chargement) homopolaire, uniformément répartie, de la section de ligne complète.
r0	1..1	Resistance	Résistance, couplage d'impédance mutuel branche à branche homopolaire.
x0	1..1	Reactance	Réactance, couplage d'impédance mutuel branche à branche homopolaire.
First_Terminal	1..1	Terminal	Borne de départ pour le calcul de distances le long de la première branche du couplage mutuel. Normalement MutualCoupling ne serait utilisé que pour les bornes des segments de ligne de courant alternatif. Il convient que la première et la seconde borne d'un couplage mutuel indiquent différents segments de ligne de courant alternatif.
Second_Terminal	1..1	Terminal	Borne de départ pour le calcul de distance le long de la seconde branche du couplage mutuel.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.43 NonConformLoad

LoadModel

NonConformLoad représente des charges qui ne suivent pas de modèle de changement de charge quotidien et les changements ne sont pas corrélés au modèle de changement de charge quotidien.

- La définition des injections de puissance réelle et réactive pour un EnergyConsumer peut être effectuée à l'aide de différents ensembles d'attributs. Dans le cas le plus simple, les injections peuvent être définies directement en utilisant uniquement les attributs pfixed et qfixed.
- Les injections pour un NonConformLoad peuvent être définies comme un pourcentage du NonConformLoadGroup avec les attributs pfixedPct et qfixedPct. Dans ce cas, le NonConformLoadGroup associé devrait posséder un NonConformLoadSchedule associé.
- Il convient que les attributs définissant l'influence de la tension et de la fréquence sur l'injection définie par une LoadResponseCharacteristic associée soient fournis, s'ils sont disponibles, mais ils ne sont pas requis.

Membres Natifs

LoadGroup	1..1	NonConformLoadGroup	Groupe de ce ConformLoad.
-----------	------	---------------------	---------------------------

Membres Hérités

pfixed	0..1	ActivePower	voir EnergyConsumer
pfixedPct	0..1	PerCent	voir EnergyConsumer
qfixed	0..1	ReactivePower	voir EnergyConsumer
qfixedPct	0..1	PerCent	voir EnergyConsumer
LoadResponse	0..1	LoadResponseCharacteristic	voir EnergyConsumer

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	--------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.44 NonConformLoadGroup

LoadModel

Charges qui ne suivent pas de modèle de variation de charge quotidien et saisonnier.

Membres Hérités

SubLoadArea	1..1	SubLoadArea	voir LoadGroup
-------------	------	-------------	----------------

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.45 NonConformLoadSchedule

LoadModel

Un programme (courbes) de la puissance active (axe des Y1) et de la puissance réactive (axe des Y2) en fonction du temps (axe des X) pour les charges non conformes comme par exemple une charge industrielle significative ou l'utilisation de centrale électrique (si modélisée)

- Etant donné que value1 sera toujours spécifiée en MW et que value2 sera toujours spécifiée en MVar, les attributs value1Multiplier et value2Multiplier ne nécessitent pas d'être spécifiés.

Membres Natifs

NonConformLoadGroup	1..1	NonConformLoadGroup	Le NonConformLoadGroup auquel NonConformLoadSchedule appartient.
---------------------	------	---------------------	--

Membres Hérités

DayType	1..1	DayType	voir SeasonDayTypeSchedule
Season	1..1	Season	voir SeasonDayTypeSchedule

endTime	1..1	dateTime	voir RegularIntervalSchedule
timeStep	1..1	Seconds	voir RegularIntervalSchedule

startTime	1..1	dateTime	voir BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.46 NuclearGeneratingUnit

Production

Centrale nucléaire.

Membres Hérités

genControlSource	0..1	GeneratorControlSource	voir GeneratingUnit
governorSCD	0..1	PerCent	voir GeneratingUnit
initialP	1..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
longPF	0..1	float	voir GeneratingUnit
maximumAllowableSpinningReserve	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
maxOperatingP	1..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
minOperatingP	1..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
nominalP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
normalPF	0..1	float	voir GeneratingUnit
ratedGrossMaxP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
ratedGrossMinP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
ratedNetMaxP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
shortPF	0..1	float	voir GeneratingUnit
startupCost	0..1	Money	voir GeneratingUnit
variableCost	0..1	Money	voir GeneratingUnit

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.47 OperationalLimitSet

OperationalLimits

Ensemble de limites associé à un équipement. Les ensembles de limites sont susceptibles de s'appliquer par exemple à une température ou à une saison spécifique. Un ensemble de limites peut contenir différentes sévérités de niveaux de limites qui pourraient s'appliquer au même équipement. L'ensemble peut contenir des limites de différents types telles que des limites de courant et de puissance apparente ou des limites de tension élevées et basses qui sont logiquement appliquées en tant qu'ensemble.

Membres Natifs

Equipment	1..1	Equipment	L'équipement auquel l'ensemble de limites s'applique.
Terminal	1..1	Terminal	La borne spécifiquement associée à cet ensemble de limites opérationnel. Si aucune borne n'est associée, toutes les bornes de l'équipement sont impliquées.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.48 OperationalLimitType

OperationalLimits

Type de limite. La signification d'une limite spécifique est décrite dans cette classe.

Membres Natifs

acceptableDuration	1..1	Seconds	La durée nominale acceptable de la limite. Les limites sont communément exprimées en termes d'une limite de temps pour laquelle la limite est normalement acceptable. La durée acceptable réelle d'une limite spécifique peut dépendre d'autres facteurs locaux tels que la température ou la vitesse du vent.
direction	1..1	OperationalLimitDirectionKind	Le sens de la limite.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.49 PhaseTapChanger

Wires

Spécialisation d'un changeur de prise de tension ayant détaillé la modélisation pour les capacités de déphasage. Un changeur de prise déphaseur est également en général un transformateur de grandeur de tension. Les modèles de changeurs de régulateur de transformateurs asymétrique et symétrique sont définis ici.

- L'attribut `ltcflag` spécifie si un `TapChanger` possède ou non des capacités de changement de prise de charge. Si `ltcFlag` est "true" (vrai), les attributs `highStep`, `lowStep`, `neutralStep`, `normalStep` et `stepPhaseShiftIncrement` sont tous requis.
- Les attributs `voltageStepIncrementOutOfPhase`, `windingConnectionAngle`, `xStepMax`, et `xStepMin` ne sont pas requis.

Membres Natifs

nominalVoltageOutOfPhase	0..1	Voltage	Similaire à TapChanger.nominalVoltage, mais il s'agit de la tension nominale dans l'enroulement déphasé au niveau de l'échelon de prise nominal. Un cas général peut présenter une tension nulle à l'échelon nominal, n'indiquant aucun déphasage à la tension nominale.
phaseTapChangerType	0..1	PhaseTapChangerKind	Le type de construction de déphaseur.
stepPhaseShiftIncrement	1..1	AngleDegrees	Déphasage par position du changeur. Une valeur positive indique un déphasage positif de l'enroulement où la prise est située à l'autre enroulement (pour un transformateur à deux enroulements). L'augmentation du déphasage réel peut être calculée de manière plus précise à partir des modèles symétriques ou asymétriques ou en consultant des tableaux des échelons de prise si ces derniers sont disponibles.
voltageStepIncrementOutOfPhase	0..1	Voltage	L'incrément d'échelon de tension sur l'enroulement déphasé. Ce régulateur de tension sur l'enroulement déphasé du déphaseur. Similaire à TapChanger.voltageStepIncrement, mais uniquement appliqué à l'enroulement déphasé.

windingConnectionAngle	0..1	AngleDegrees	L'angle de phase entre l'enroulement en phase et l'enroulement déphasé utilisé pour créer le déphasage. Il n'est possible que d'avoir un transformateur symétrique si cet angle est droit.
xStepMax	0..1	Reactance	La réactance à l'échelon de prise maximal.
xStepMin	0..1	Reactance	La réactance à l'échelon de prise minimal.
TransformerWinding	1..1	TransformerWinding	L'enroulement du transformateur auquel le changeur de régulateur de phase appartient.

Membres Hérités

highStep	1..1	integer	voir TapChanger
lowStep	1..1	integer	voir TapChanger
ltcFlag	1..1	boolean	voir TapChanger
neutralStep	1..1	integer	voir TapChanger
neutralU	1..1	Voltage	voir TapChanger
normalStep	1..1	integer	voir TapChanger
regulationStatus	0..1	boolean	voir TapChanger
stepVoltageIncrement	0..1	PerCent	voir TapChanger
RegulatingControl	0..1	RegulatingControl	voir TapChanger

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.50 PhaseVariationCurve

Wires

Une Courbe de Variation de Phase décrit le déphasage par rapport aux changements d'échelon de prise. L'échelon de prise est représenté à l'aide de xValue et le déphasage à l'aide d'y1value.

Membres Natifs

PhaseTapChanger	1..1	PhaseTapChanger	Une PhaseVariationCurve définit les changements de déphasage pour un PhaseTapChanger.
-----------------	------	-----------------	---

Membres Hérités

curveStyle	1..1	CurveStyle	voir Curve
xUnit	1..1	UnitSymbol	voir Curve
y1Unit	1..1	UnitSymbol	voir Curve
y2Unit	0..1	UnitSymbol	voir Curve

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.51 PowerTransformer

Wires

Un appareil électrique constitué de deux enroulements couplés ou plus, avec ou sans noyau magnétique destiné à introduire un couplage mutuel entre les circuits électriques. Les transformateurs peuvent être utilisés pour contrôler la tension et les déplacements de phase (flux de puissance active).

Un PowerTransformer peut comporter soit deux enroulements, soit trois enroulements.

- Un transformateur à deux enroulements possède deux TransformerWindings
- Un transformateur à trois enroulements possède trois TransformerWindings

Membres Hérités

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.52 RatioTapChanger

Wires

Un changeur de prises qui modifie le rapport de tensions ayant un impact sur la grandeur de tension mais pas directement sur l'angle de phase dans le transformateur.

- L'attribut `ltcflag` spécifie si un `TapChanger` possède ou non des capacités de changement de prise en charge. Si `ltcFlag` est "true" (vrai), les attributs `highStep`, `lowStep`, `neutralStep`, `normalStep`, `neutralU` et `stepVoltageIncrement` sont tous requis.

Membres Natifs

<code>tcuControlMode</code>	1..1	TransformerControlMode	Spécifie le mode de commande de régulation (tension ou puissance réactive) du <code>RatioTapChanger</code> .
<code>TransformerWinding</code>	1..1	TransformerWinding	L'enroulement du transformateur auquel le changeur du régleur du rapport appartient.

Membres Hérités

<code>highStep</code>	1..1	integer	voir <code>TapChanger</code>
<code>lowStep</code>	1..1	integer	voir <code>TapChanger</code>
<code>ltcFlag</code>	1..1	boolean	voir <code>TapChanger</code>
<code>neutralStep</code>	1..1	integer	voir <code>TapChanger</code>
<code>neutralU</code>	1..1	Voltage	voir <code>TapChanger</code>
<code>normalStep</code>	1..1	integer	voir <code>TapChanger</code>

regulationStatus	0..1	boolean	voir TapChanger
stepVoltageIncrement	0..1	PerCent	voir TapChanger
RegulatingControl	0..1	RegulatingControl	voir TapChanger

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.53 RatioVariationCurve

Wires

Une Courbe de Variation de Rapport décrit le changement du rapport de prise par rapport aux changements d'échelon de prise. L'échelon de prise est représenté à l'aide de xValue et le rapport à l'aide de y1value.

Membres Natifs

RatioTapChanger	1..1	RatioTapChanger	Une RatioVariationCurve définit les modifications du rapport de régleur pour un RatioTapChanger.
-----------------	------	-----------------	--

Membres Hérités

curveStyle	1..1	CurveStyle	voir Curve
xUnit	1..1	UnitSymbol	voir Curve
y1Unit	1..1	UnitSymbol	voir Curve
y2Unit	0..1	UnitSymbol	voir Curve

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.54 ReactiveCapabilityCurve

Wires

Enveloppe assignée de puissance réactive en fonction de la puissance active de la machine synchrone, en mode générateur et moteur. Pour chaque valeur de puissance active, il existe une valeur limite de la puissance supérieure et inférieure. On notera que traditionnellement, il y aura une courbe distincte pour chaque état du fluide de refroidissement, tel que la pression de l'hydrogène. Les valeurs de l'axe des Y1 représentent le minimum réactif et les valeurs de l'axe des Y2 représentent le maximum réactif.

- ReactiveCapabilityCurves ne sont pas requises si les limites de la puissance réactive de la SynchronousMachine ne varient pas avec la puissance utile réelle.
- Par convention, les valeurs de l'axe des Y1 représentent le minimum réactif et les valeurs de l'axe des Y2 représentent le maximum réactif.
- Étant donné que la valeur de x sera toujours spécifiée en MW et que les valeurs de y seront toujours spécifiées en MVar, les attributs xMultiplier, y1Multiplier, et y2Multiplier peuvent ne pas être fournis.

Membres Hérités

curveStyle	1..1	CurveStyle	voir Curve
xUnit	1..1	UnitSymbol	voir Curve
y1Unit	1..1	UnitSymbol	voir Curve
y2Unit	0..1	UnitSymbol	voir Curve

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.55 RegularTimePoint

Core

Des TimePoint pour un programme où le temps entre les points est constant.

- La classe RegularTimePoint est utilisée pour représenter des points pour plusieurs programmes issus de la classe RegularIntervalSchedule. Les programmes définis dans ce profil sont:
 ConformLoadSchedule
 NonConformLoadSchedule
 RegulationSchedule
- Le premier SequenceNumber pour un programme est 1. 0 n'est pas une valeur admise. Le premier point dans le temps est défini avec SequenceNumber = 1.

Membres Natifs

sequenceNumber	1..1	integer	La position du RegularTimePoint dans la séquence. Noter que les TimePoints ne doivent pas être séquentiels, c'est-à-dire que des points dans le temps peuvent être ignorés. L'heure réelle d'un RegularTimePoint est calculée en multipliant le RegularIntervalSchedule.timeStep par le RegularTimePoint.sequenceNumber et en y ajoutant le BasicIntervalSchedule.startTime.
value1	1..1	float	La première valeur de l'heure. La signification de la valeur est définie par la classe inhérente à RegularIntervalSchedule.
value2	1..1	float	La deuxième valeur de l'heure. La signification de la valeur est définie par la classe inhérente à RegularIntervalSchedule.
IntervalSchedule	1..1	RegularIntervalSchedule	Un RegularTimePoint appartient à un RegularIntervalSchedule.

4.2.56 RegulatingControl

Wires

Spécifie un ensemble d'équipements travaillant conjointement pour contrôler une grandeur d'un réseau telle que la tension ou le flux.

Membres Natifs

discrete	1..1	boolean	La régulation est effectuée en mode discret.
mode	1..1	RegulatingControlModeKind	Le mode de commande de régulation actuellement disponible. Cette spécification tient compte de la détermination du type de régulation sans nécessiter l'obtention des unités d'un programme.
targetRange	1..1	float	Il s'agit de la plage cible de l'entrée du cas. Elle réalise la même fonction que l'attribut value2 sur le programme de régulation lorsque les programmes ne sont pas utilisés. Les unités de ceux appropriés au mode.
targetValue	1..1	float	La valeur cible spécifiée pour l'entrée du cas. Cette valeur peut être utilisée pour la valeur cible sans utiliser de programmes. La valeur possède les unités appropriées à l'attribut du mode.
RegulationSchedule	1..unbounded	RegulationSchedule	Programme pour cette commande de régulation de Regulating.
Terminal	1..1	Terminal	La borne associée à cette commande de régulation.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.57 RegulationSchedule

Wires

Un modèle prédéfini dans le temps pour une variable commandée, par exemple, la tension du jeu de barre.

- Par convention, value1 représente la tension cible ou la puissance réelle et value2 représente l'écart. Une value1 de 100 et une value2 de 1 signifie une régulation de 100 kV plus ou moins 1 kV. La gamme serait de 99 kV à 101 kV. Etant donné que les valeurs de régulation seront spécifiées soit en kV pour la tension, soit en MW pour la puissance réelle, les attributs value1Multiplier et value2Multiplier ne nécessitent pas d'être spécifiés.

Membres Hérités

DayType	1..1	DayType	voir SeasonDayTypeSchedule
Season	1..1	Season	voir SeasonDayTypeSchedule

endTime	1..1	dateTime	voir RegularIntervalSchedule
timeStep	1..1	Seconds	voir RegularIntervalSchedule

startTime	1..1	dateTime	voir BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
-----------	------	--------	-----------------------

description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.58 Season

LoadModel

Une période précise de l'année, par exemple, le Printemps, l'Été, l'Automne, l'Hiver

- Pour préciser une date relative telle que la startDate ou l'endDate pour une Season, la composante année du format de la date de l'ISO 8601 date format ("AAAA-MM-JJ") peut être ignorée. Le format résultant serait "MM-JJ".

Membres Natifs

endDate	1..1	dateTime	Date de fin de saison
name	1..1	SeasonName	Nom de la saison
startDate	1..1	dateTime	Date de début de saison

4.2.59 SeriesCompensator

Wires

Un Compensateur en Série est un condensateur ou une bobine d'inductance en série ou une ligne de transmission de courant alternatif sans susceptance de chargement. Il s'agit d'un appareil à deux bornes.

Membres Natifs

r	1..1	Resistance	Résistance directe.
x	1..1	Reactance	Réactance directe.

Membres Hérités

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	--------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.60 ShuntCompensator

Wires

Un condensateur ou une bobine d'inductance shunt ou une batterie commutable de condensateurs ou de bobines d'inductance shunt. Une section d'un compensateur shunt est un condensateur ou une bobine d'inductance individuel(le). Une valeur négative pour reactivePerSection indique que le compensateur est une bobine d'inductance. ShuntCompensator est un appareil à une seule borne. La mise à la terre est impliquée.

- Si l'attribut reactivePerSection est positif, le Compensateur est un condensateur. Si la valeur est négative, le Compensateur est une bobine d'inductance.
- Les attributs b0PerSection et g0PerSection ne sont pas requis.

Membres Natifs

b0PerSection	0..1	Susceptance	Susceptance shunt (de chargement) homopolaire par section
bPerSection	1..1	Susceptance	Susceptance shunt (de chargement) directe par section
g0PerSection	0..1	Conductance	Conductance shunt (de chargement) homopolaire par section
gPerSection	1..1	Conductance	Conductance shunt (de chargement) directe par section
maximumSections	1..1	integer	Pour une batterie de condensateurs, le nombre maximal de sections pouvant être activées.

nomU	1..1	Voltage	La tension nominale à laquelle la puissance réactive nominale a été mesurée. Il convient qu'elle soit normalement dans les 10% de la tension à laquelle le condensateur est connecté au réseau.
normalSections	1..1	integer	Pour une batterie de condensateurs, le nombre normal de sections activées. Il convient que ce nombre corresponde à la puissance réactive nominale (nomQ).
reactivePerSection	1..1	ReactivePower	Pour une batterie de condensateurs, la taille dans la puissance réactive de chaque section commutable à la tension nominale.

Membres Hérités

RegulatingControl	1..1	RegulatingControl	voir RegulatingCondEq
-------------------	------	-------------------	-----------------------

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	--------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.61 StaticVarCompensator

Wires

Une installation pour fournir une puissance réactive shunt variable et modulable. Le SVC se compose généralement d'un transformateur abaisseur, d'un filtre, d'une bobine d'inductance commandée par thyristor, et de bras de condensateur commandés par thyristor.

Le SVC peut fonctionner en mode MVar de sortie fixe ou en mode de commande de tension. Lorsqu'il est en mode de commande de tension, la sortie du SVC sera proportionnelle à l'écart de tension au bus contrôlé à partir du point de consigne de la tension. La pente de caractéristiques de SVC définit la proportion. Si la tension au bus régulé est égale au point de consigne de la tension, le MVar de sortie du SVC est nul.

- La valeur de l'attribut inductiveRating doit toujours être négative.
- La valeur de l'attribut capacitiveRating doit toujours être positive.

Membres Natifs

capacitiveRating	1..1	Reactance	Puissance réactive capacitive disponible maximale
inductiveRating	1..1	Reactance	Puissance réactive inductive disponible maximale
slope	1..1	VoltagePerReactivePower	La pente des caractéristiques d'un SVC définit la manière dont la puissance réactive utile varie proportionnellement à la différence entre la tension du bus régulé et le point de consigne de la tension.
sVCControlMode	1..1	SVCControlMode	Mode de commande du SVC.
voltageSetPoint	1..1	Voltage	La puissance réactive utile du SVC est proportionnelle à la différence entre la tension au bus régulé et le point de consigne de la tension. Lorsque la tension du bus régulé est égale au point de consigne de la tension, la puissance réactive utile est nulle.

Membres Hérités

RegulatingControl	1..1	RegulatingControl	voir RegulatingCondEq
-------------------	------	-------------------	-----------------------

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-----------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.62 StationSupply

LoadModel

Approvisionnement de la centrale avec une charge dérivée de la sortie de la centrale.

- Voir EnergyConsumer pour des notes spécifiques relatives aux attributs hérités.

Membres Hérités

pfixed	0..1	ActivePower	voir EnergyConsumer
pfixedPct	0..1	PerCent	voir EnergyConsumer
qfixed	0..1	ReactivePower	voir EnergyConsumer
qfixedPct	0..1	PerCent	voir EnergyConsumer
LoadResponse	0..1	LoadResponseCharacteristic	voir EnergyConsumer

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-----------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.63 SubGeographicalRegion

Core

Un sous-ensemble d'une région géographique d'un modèle de réseau.

Membres Natifs

Region	1..1	GeographicalRegion	L'association est utilisée dans la hiérarchie de dénomination.
--------	------	--------------------	--

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.64 SubLoadArea

LoadModel

Classe désignant le deuxième niveau dans une structure hiérarchique pour le groupement de charges à des fins de mise à l'échelle des charges du flux de charge.

Membres Natifs

LoadArea	1..1	LoadArea	La LoadArea à laquelle la SubLoadArea appartient.
----------	------	----------	---

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
-----------	------	--------	-----------------------

description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.65 Substation

Core

Ensemble d'équipements dans d'autres buts que la production ou l'utilisation, à travers lesquels passe de l'énergie électrique en vrac dans le but de commuter ou de modifier ses caractéristiques.

Membres Natifs

Region	1..1	SubGeographicalRegion	L'association est utilisée dans la hiérarchie de dénomination.
--------	------	-----------------------	--

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.66 Switch

Wires

Un appareil générique visant à établir ou à interrompre le courant, ou les deux, dans un ou plusieurs circuits électriques.

Membres Natifs

normalOpen	1..1	boolean	L'attribut est utilisé lorsqu'aucune Measurement pour la valeur du statut n'est présent. Si le Switch possède une mesure de statut, il est prévu que la Discrete.normalValue corresponde au Switch.normalOpen.
------------	------	---------	--

Membres Hérités

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-----------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.67 SwitchSchedule

Wires

Un programme des positions du commutateur. Si RegularTimePoint.value1 est de 0, le commutateur est ouvert. S'il est d'1, le commutateur est fermé.

Membres Natifs

Switch	1..1	Switch	Un SwitchSchedule est associé à un Switch.
--------	------	--------	--

Membres Hérités

DayType	1..1	DayType	voir SeasonDayTypeSchedule
Season	1..1	Season	voir SeasonDayTypeSchedule

endTime	1..1	dateTime	voir RegularIntervalSchedule
timeStep	1..1	Seconds	voir RegularIntervalSchedule

startTime	1..1	dateTime	voir BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.68 SynchronousMachine

Wires

Appareil électromécanique fonctionnant de façon synchrone avec le réseau. Il s'agit d'une machine unique fonctionnant comme une génératrice, comme un condensateur synchrone ou comme une pompe.

- Si une SynchronousMachine n'est pas associée à une ReactiveCapabilityCurve, alors les attributs minQ et maxQ seront utilisés.
- Si une ReactiveCapabilityCurve est fournie, alors les attributs minQ et maxQ ne sont pas requis.
- Si un condensateur synchrone est modélisé afin qu'il n'existe aucune capacité pour la puissance réelle de sortie, il n'est pas requis que la SynchronousMachine soit associée à une GeneratingUnit. Dans ce cas, les attributs type et operatingMode doivent être mis à "condenser" (condensateur).
- Les attributs qPercent, r, r0, r2, x, x0, x2, ratedS et referencePriority ne sont pas requis.

Membres Natifs

maxQ	0..1	ReactivePower	Limite de puissance réactive maximale. Il s'agit de la limite maximale (constructeur) de l'unité.
minQ	0..1	ReactivePower	Limite de puissance réactive minimale de l'unité.
operatingMode	1..1	SynchronousMachineOperatingMode	Mode de fonctionnement actuel.

qPercent	0..1	PerCent	Pourcentage de la commande réactive coordonnée provenant de cette machine.
r	0..1	Resistance	Résistance directe de la machine synchrone.
r0	0..1	Resistance	Résistance homopolaire de la machine synchrone.
r2	0..1	Resistance	Résistance inverse.
ratedS	0..1	ApparentPower	Puissance assignée apparente constructeur de l'unité
type	1..1	SynchronousMachineType	Modes dans lesquels cette machine synchrone peut fonctionner.
x	0..1	Reactance	Réactance directe de la machine synchrone.
x0	0..1	Reactance	Réactance homopolaire de la machine synchrone.
x2	0..1	Reactance	Réactance inverse.
GeneratingUnit	0..1	GeneratingUnit	Une machine synchrone peut fonctionner comme une génératrice et devenir comme telle un membre d'une unité de production.
InitialReactiveCapabilityCurve	0..1	ReactiveCapabilityCurve	La ReactiveCapabilityCurve par défaut pour l'utilisation par une SynchronousMachine

Membres Hérités

RegulatingControl	1..1	RegulatingControl	voir RegulatingCondEq
BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment
aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.69 TapSchedule

Wires

Une modèle prédéfini dans le temps pour un échelon de prise.

Membres Natifs

TapChanger	1..1	TapChanger	Un TapSchedule est associé à un TapChanger.
------------	------	------------	---

Membres Hérités

DayType	1..1	DayType	voir SeasonDayTypeSchedule
Season	1..1	Season	voir SeasonDayTypeSchedule
endTime	1..1	dateTime	voir RegularIntervalSchedule
timeStep	1..1	Seconds	voir RegularIntervalSchedule

startTime	1..1	dateTime	voir BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.70 Terminal

Core

Point de connexion électrique à une partie d'un équipement conducteur. Les Terminals (bornes) sont connectés sur des points de connexion physiques appelés "Connectivity nodes" (nœuds de connexité).

Membres Natifs

sequenceNumber	1..1	integer	L'orientation des connexions des bornes pour un équipement conducteur à plusieurs bornes. La numérotation de la séquence commence à 1 et il convient que les bornes supplémentaires suivent dans l'ordre croissant. La première borne est le "point de départ" d'une branche à deux bornes. Dans le cas de la classe TransformerWinding, seule une borne est utilisée donc son sequenceNumber doit être d'1.
----------------	------	---------	--

ConductingEquipment	1..1	ConductingEquipment	ConductingEquipment possède 1 ou 2 bornes pouvant être connectées aux bornes d'un autre ConductingEquipment par le biais de ConnectivityNodes
ConnectivityNode	1..1	ConnectivityNode	Les bornes sont connectées avec une impédance nulle à un nœud, les mesures sur un nœud s'appliquent à toutes ses bornes.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.71 ThermalGeneratingUnit

Production

Une unité de production dont la machine motrice pourrait être une turbine à vapeur, une turbine à combustion, ou un moteur diesel.

- L'association à FossilFuel n'est pas requise.

Membres Natifs

FossilFuels	0..unbounded	FossilFuel	Une unité de production thermique peut posséder un ou plusieurs combustibles fossiles.
-------------	--------------	------------	--

Membres Hérités

genControlSource	0..1	GeneratorControlSource	voir GeneratingUnit
governorSCD	0..1	PerCent	voir GeneratingUnit
initialP	1..1	ActivePower	voir GeneratingUnit

longPF	0..1	float	voir GeneratingUnit
maximumAllowableSpinningReserve	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
maxOperatingP	1..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
minOperatingP	1..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
nominalP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
normalPF	0..1	float	voir GeneratingUnit
ratedGrossMaxP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
ratedGrossMinP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
ratedNetMaxP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
shortPF	0..1	float	voir GeneratingUnit
startupCost	0..1	Money	voir GeneratingUnit
variableCost	0..1	Money	voir GeneratingUnit

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.72 TieFlow

ControlArea

Une spécification du flux en termes d'emplacement et de sens pour une zone de réglage.

Membres Natifs

positiveFlowIn	1..1	boolean	Le flux est positif vers la borne. Un flux est positif s'il s'agit d'une importation dans la zone de réglage.
ControlArea	1..1	ControlArea	La zone de réglage des flux de la ligne de jonction.
Terminal	1..1	Terminal	La borne à laquelle ce flux de la ligne de jonction appartient.

4.2.73 TransformerWinding

Wires

Un enroulement est associé à chaque borne définie pour un transformateur (ou déphaseur).

- Chaque TransformerWinding doit être contenu par un PowerTransformer. Étant donné qu'un TransformerWinding (ou tout autre objet) ne peut pas être contenu par plus d'un parent, un TransformerWinding ne peut pas être associé à un EquipmentContainer (Substation, VoltageLevel, etc.).
- Les attributs ratedS, b0, g0, r0, x0, rground, xground, et connectionType ne sont pas requis.

Membres Natifs

b	1..1	Susceptance	Susceptance de la branche de magnétisation (B mag). La valeur peut être positive ou négative.
b0	0..1	Susceptance	Susceptance de la branche de magnétisation homopolaire.
connectionType	0..1	WindingConnection	Le type de connexion de l'enroulement.
g0	0..1	Conductance	Conductance de la branche de magnétisation homopolaire.

r	1..1	Resistance	Résistance en série directe de l'enroulement. Pour un transformateur à deux enroulements, il convient que la résistance complète du transformateur soit entrée sur l'enroulement principal (haute tension).
r0	0..1	Resistance	Résistance en série homopolaire de l'enroulement.
ratedS	0..1	ApparentPower	La puissance assignée apparente normale pour l'enroulement
ratedU	1..1	Voltage	La tension assignée (phase à phase) de l'enroulement, généralement identique à la tension neutre.
rground	0..1	Resistance	Chemin de résistance de mise à la terre via un transformateur de mise à la terre connecté.
windingType	1..1	WindingType	Le type d'enroulement.
x	1..1	Reactance	Réactance en série directe de l'enroulement. Pour un transformateur à deux enroulements, il convient que la réactance complète du transformateur soit entrée sur l'enroulement principal (haute tension).
x0	0..1	Reactance	Réactance en série homopolaire de l'enroulement.
xground	0..1	Reactance	Chemin de réactance de mise à la terre via un transformateur de mise à la terre connecté.
PowerTransformer	1..1	PowerTransformer	Un transformateur possède des enroulements.

Membres Hérités

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-----------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.74 Unit

Core

Représente les unités des grandeurs mesurées. Le Unit.name doit être unique parmi toutes les grandeurs spécifiées et décrit la grandeur. Le Unit.aliasName est prévu pour des particularisations locales.

- La classe Unit est utilisée pour définir l'unité de mesure (MW, kV, MVA, etc.) d'une Measurement. Une Measurement doit être associée à une et seulement une Unit. Les valeurs valides de Unit.name sont définies dans les Tableaux de Chaînes Normatifs.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.75 VoltageLevel

Core

Ensemble d'équipements à un même niveau de tension du système, constituant un ensemble de commutation. L'équipement consiste typiquement en disjoncteurs, jeux de barre, appareils d'instrumentation, de commande, de régulation et de protection, de même que des regroupements de ce type de constituants.

- Les attributs highVoltageLimit et lowVoltageLimit ne sont pas requis.

Membres Natifs

highVoltageLimit	0..1	Voltage	Limite de tension supérieure du jeu de barres.
lowVoltageLimit	0..1	Voltage	Limite de tension inférieure du jeu de barres.
BaseVoltage	1..1	BaseVoltage	La tension de base utilisée pour tous les équipements au sein du VoltageLevel.
Substation	1..1	Substation	L'association est utilisée dans la hiérarchie de dénomination.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.76 VoltageLimit

OperationalLimits

Limite opérationnelle appliquée à la tension.

Membres Natifs

value	1..1	Voltage	Limite de tension. La limite supérieure ou inférieure dépend du OperatoinalLimit.limitKind
-------	------	---------	--

Membres Hérités

type	1..1	string	voir OperationalLimit
OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	voir OperationalLimit

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject

name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.2.77 WindGeneratingUnit

Production

Une unité de production entraînée par le vent.

Membres Hérités

genControlSource	0..1	GeneratorControlSource	voir GeneratingUnit
governorSCD	0..1	PerCent	voir GeneratingUnit
initialP	1..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
longPF	0..1	float	voir GeneratingUnit
maximumAllowableSpinningReserve	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
maxOperatingP	1..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
minOperatingP	1..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
nominalP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
normalPF	0..1	float	voir GeneratingUnit
ratedGrossMaxP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
ratedGrossMinP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
ratedNetMaxP	0..1	ActivePower	voir GeneratingUnit
shortPF	0..1	float	voir GeneratingUnit
startupCost	0..1	Money	voir GeneratingUnit
variableCost	0..1	Money	voir GeneratingUnit

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3 Classes Abstraites

4.3.1 BasicIntervalSchedule

Core

Programme de valeurs à des instants donnés.

Membres Natifs

startTime	1..1	dateTime	L'heure du premier instant.
value1Unit	1..1	UnitSymbol	Unités de mesure de Value1.
value2Unit	1..1	UnitSymbol	Unités de mesure de Value2.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.2 ConductingEquipment

Core

Parties de composant de réseau électrique conçues pour transporter du courant ou connectées de façon à assurer la conduction. Un ConductingEquipment est contenu dans un EquipmentContainer qui peut être un Substation, ou un VoltageLevel ou un Bay dans un poste.

Membres Natifs

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	Utiliser l'association à ConductingEquipment uniquement lorsqu'il n'y a aucun conteneur VoltageLevel utilisé.
-------------	------	-------------	---

Membres Hérités

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.3 Conductor

Wires

Combinaison de matériaux conducteurs, dotés de caractéristiques électriques cohérentes, formant un seul système électrique, utilisés pour transporter le courant alternatif entre des points du réseau.

Membres Natifs

length	0..1	Length	Longueur du segment pour calculer les capacités d'une section de ligne.
--------	------	--------	---

Membres Hérités

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	--------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject

name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.4 ConnectivityNodeContainer

Core

Une classe de base pour tous les objets qui peuvent contenir des ConnectivityNode ou des TopologicalNodes.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.5 Curve

Core

Une courbe polyvalente ou une relation fonctionnelle entre une variable indépendante (axe des X) et des variables dépendantes (axe des Y).

Membres Natifs

curveStyle	1..1	CurveStyle	Le style ou la forme de la courbe.
xUnit	1..1	UnitSymbol	Les unités de mesure de l'axe des X.
y1Unit	1..1	UnitSymbol	Les unités de mesure de l'axe des Y1.
y2Unit	0..1	UnitSymbol	Les unités de mesure de l'axe des Y2.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject

pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject
----------	------	--------	-----------------------

4.3.6 EnergyArea

LoadModel

La classe décrit une zone comportant une production ou une consommation d'énergie. La classe est la base pour une spécialisation ultérieure.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.7 Equipment

Core

Les éléments d'un réseau qui sont des appareils physiques, électroniques ou mécaniques.

Membres Natifs

aggregate	0..1	boolean	L'instance unique de l'équipement représente plusieurs parties d'équipement agrégées. Parmi les exemples, on trouve des PowerTransformers ou des SynchronousMachines fonctionnant en parallèle agrégés en un seul PowerTransformer ou en une seule MachineSynchronous. Ceci n'est pas destiné à être utilisé pour indiquer un équipement faisant partie d'un groupe d'équipements interdépendants produit par un programme de production du réseau.
-----------	------	---------	---

EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	L'association est utilisée dans la hiérarchie de dénomination.
--------------------	------	--------------------	--

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.8 EquipmentContainer

Core

Une entité de modélisation pour donner une classe racine aux équipements conteneurs.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.9 EquivalentEquipment

Equivalents

Classe représentant les objets équivalents résultant d'une réduction de réseau. La classe est la base pour les objets équivalents de différents types.

Membres Natifs

EquivalentNetwork	1..1	EquivalentNetwork	Le modèle équivalent auquel le modèle réduit appartient.
-------------------	------	-------------------	--

Membres Hérités

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-----------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.10 IdentifiedObject

Core

Il s'agit d'une classe racine qui offre des attributs de dénomination communs à toutes les classes nécessitant des attributs de dénomination.

Membres Natifs

aliasName	0..1	string	L'aliasName est le nom lisible par l'homme en texte libre de l'objet alternatif à IdentifiedObject.name. Il peut ne pas être unique et peut ne pas corrélérer à une hiérarchie de dénomination.
description	0..1	string	La description est un texte libre lisible par l'homme décrivant ou dénommant l'objet. Elle peut ne pas être unique et peut ne pas corrélérer à une hiérarchie de dénomination.
name	1..1	string	Le nom est un nom de l'objet lisible par l'homme en texte libre. Il peut ne pas être unique et peut ne pas corrélérer à une hiérarchie de dénomination.

pathName	0..1	string	Le nom du chemin d'accès est un nom unique au système composé de tous les IdentifiedObject.localNames dans un chemin de hiérarchie de dénomination de l'objet à la racine.
----------	------	--------	--

4.3.11 LoadGroup

LoadModel

Classe désignant le troisième niveau dans une structure hiérarchique pour le groupement de charges à des fins d'étalonnage des charges du flux de charge.

Membres Natifs

SubLoadArea	1..1	SubLoadArea	La SubLoadArea auquel le Loadgroup appartient.
-------------	------	-------------	--

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.12 Measurement

Meas

Une Measurement représente n'importe quelle grandeur mesurée, calculée ou non mesurée, non calculée. N'importe quel équipement peut contenir des Measurements, par exemple, un poste peut avoir des mesures de température et des indicateurs d'ouverture de porte, un transformateur peut avoir des mesures de la température de l'huile et de la pression du réservoir, une cellule peut contenir un certain nombre de mesures de flux d'énergie et un disjoncteur peut contenir une mesure du statut du commutateur.

L'association PSR - Measurement est destinée à traduire cette utilisation de Measurement et est incluse dans la hiérarchie de dénomination basée sur EquipmentContainer. La hiérarchie de dénomination possède généralement des Measurement tels que des feuilles, par exemple, Substation-VoltageLevel-Bay-Switch-Measurement.

Certaines Measurement représentent des grandeurs relatives à la localisation particulière d'un capteur dans le réseau, par exemple un transformateur de tension (PT) à un jeu de barre ou un transformateur de courant (CT) au jeu de barres entre un disjoncteur et un isolateur. La localisation de la détection n'est pas traduite par l'association MSR – Measurement. À l'inverse, elle est traduite par l'association Measurement – Terminal utilisée pour définir la

localisation de la détection dans la topologie du réseau. La localisation est définie par la connexion entre le Terminal et le ConductingEquipment.

Deux chemins possibles existent:

- 1) Measurement-Terminal- ConnectivityNode-Terminal-ConductingEquipment
- 2) Measurement-Terminal-ConductingEquipment

L'alternative 2 est la seule utilisation admise.

Lorsque la localisation du capteur est requise, les associations Measurement-PSR et Measurement-Terminal sont toutes deux utilisées. L'association Measurement-Terminal n'est jamais utilisée seule.

Membres Natifs

measurementType	1..1	string	Spécifie le type de Measurement, par exemple, IndoorTemperature, OutDoorTemperature, BusVoltage, GeneratorVoltage, LineFlow etc.
PowerSystemResource	1..1	PowerSystemResource	La PowerSystemResource qui contient la Measurement dans la hiérarchie de dénomination.
Terminal	0..1	Terminal	Un ou plusieurs Measurement peuvent être associés à un Terminal dans le réseau.
Unit	1..1	Unit	L'unité de la Measurement.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.13 MeasurementValue

Meas

L'état actuel d'une mesure. Une valeur d'état est une instance d'une mesure à partir d'une source spécifique. Les Mesures peuvent être associées à de nombreuses valeurs d'état, chacune représentant une source différente pour la mesure.

Membres Natifs

MeasurementValueSource	1..1	MeasurementValueSource	Une référence au type de source qui met à jour la MeasurementValue, par exemple, SCADA, CCLink, manuelle, etc. Les conventions utilisateurs pour les noms des sources sont contenues dans l'introduction à la CEI 61970-301.
------------------------	------	------------------------	--

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.14 OperationalLimit

OperationalLimits

Une valeur associée à un type de limite spécifique.

Membres Natifs

type	1..1	string	Utilisé pour spécifier les niveaux supérieur/inférieur et les niveaux de limite.
OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	L'ensemble de limites auquel les valeurs de limites appartiennent.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.15 PowerSystemResource

Core

Un composant du réseau électrique peut être un élément d'équipement tel qu'un Switch, un EquipmentContainer contenant beaucoup d'éléments d'équipements individuels tels qu'un

Substation (poste), ou une entité organisationnelle telle que Company ou SubControlArea. Cela permet l'imbrication d'ensembles de PowerSystemResources à l'intérieur d'autres PowerSystemResources. Par exemple un Switch peut être membre d'un Substation et un Substation peut être membre d'une division d'une Company.

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.16 RegularIntervalSchedule

Core

Le programme comporte plusieurs TimePoints pour lesquels le temps entre eux est constant.

Membres Natifs

endTime	1..1	dateTime	L'heure du dernier instant.
timeStep	1..1	Seconds	Le temps entre chaque paire de RegularTimePoints postérieurs.

Membres Hérités

startTime	1..1	dateTime	voir BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.17 RegulatingCondEq

Wires

Un type d'équipement conducteur pouvant réguler une grandeur (c'est-à-dire la tension ou le flux) à un endroit spécifique du réseau.

Membres Natifs

RegulatingControl	1..1	RegulatingControl	Le schéma de commande de régulation auquel l'équipement participe.
-------------------	------	-------------------	--

Membres Hérités

BaseVoltage	0..1	BaseVoltage	voir ConductingEquipment
-------------	------	-------------	-----------------------------

aggregate	0..1	boolean	voir Equipment
EquipmentContainer	0..1	EquipmentContainer	voir Equipment

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject

pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject
----------	------	--------	-----------------------

4.3.18 SeasonDayTypeSchedule

LoadModel

Le programme spécialise le RegularIntervalSchedule avec les données de la courbe type pour un type de jour et de saison spécifique. Cela signifie que les courbes de ce type couvrent une période de 24 heures.

Membres Natifs

DayType	1..1	DayType	DayType pour le Programme.
Season	1..1	Season	Season pour le Programme.

Membres Hérités

endTime	1..1	dateTime	voir RegularIntervalSchedule
timeStep	1..1	Seconds	voir RegularIntervalSchedule

startTime	1..1	dateTime	voir BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule
value2Unit	1..1	UnitSymbol	voir BasicIntervalSchedule

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.3.19 TapChanger

Wires

Mécanisme de modification des positions des prises de l'enroulement du transformateur.

Membres Natifs

highStep	1..1	integer	Position de la prise la plus élevée possible, avancée à neutre.
lowStep	1..1	integer	Position de la prise la plus basse possible, retardée à neutre.
ltcFlag	1..1	boolean	Spécifie si un TapChanger possède ou non des capacités de changeur de prise en charge.
neutralStep	1..1	integer	La position de prise neutre pour cet enroulement.
neutralU	1..1	Voltage	Tension à laquelle l'enroulement fonctionne selon un réglage neutre.
normalStep	1..1	integer	La position de prise utilisée dans le fonctionnement "normal" du réseau pour cet enroulement. Régleur "Fixed" (Fixe) indique le réglage matériel actuel.
regulationStatus	0..1	boolean	Spécifie le statut de régulation par défaut du TapChanger. "True" (Vrai) signifie que la régulation est en cours. "False" (Faux) signifie que la régulation n'est pas en cours.

stepVoltageIncrement	0..1	PerCent	Augmentation d'un pas de prise, exprimée en pourcentages de la tension nominale, par position de prise. Pour un PhaseTapChanger symétrique, le stepVoltageIncrement est utilisé dans la formule pour le calcul de l'angle de phase. Pour un PhaseTapChanger symétrique, la grandeur de tension ne change pas avec la prise
RegulatingControl	0..1	RegulatingControl	

Membres Hérités

aliasName	0..1	string	voir IdentifiedObject
description	0..1	string	voir IdentifiedObject
name	1..1	string	voir IdentifiedObject
pathName	0..1	string	voir IdentifiedObject

4.4 Enumerations

4.4.1 ControlAreaTypeKind

ControlArea

Le type de zone de réglage.

AGC	Utilisé pour la commande de la production automatique.
Forecast	Utilisé pour la prévision de la charge.
Interchange	Utilisé pour la spécification ou la régulation de l'échange.

4.4.2 CurveStyle

Core

Style ou forme de la courbe.

constantYValue
formula
rampYValue
straightLineYValues

4.4.3 FuelType

Production

Type de combustible.

coal	
gas	
lignite	Le combustible est le lignite noir. Noter qu'il s'agit d'un type de charbon particulier, les autres dénominations de charbon sont réservées aux types de charbon dur ou si le type de charbon exact n'est pas connu.
oil	

4.4.4 GeneratorControlSource

Production

La source des commandes pour une unité de production.

offAGC
onAGC
plantControl
unavailable

4.4.5 OperationalLimitDirectionKind**OperationalLimits**

Le sens d'une limite opérationnelle.

absoluteValue	Si la valeur absolue de la valeur surveillée est supérieure à la valeur limite, la limite est enfreinte. En effet, la limite est une limite supérieure et sa valeur négative, une limite inférieure.
high	La limite est une limite supérieure. Si le sens positif est appliqué à un flux de borne, il est situé vers la borne.
low	La limite est une limite inférieure. Si le sens positif est appliqué à un flux de borne, il est situé vers la borne.

4.4.6 PhaseTapChangerKind**Wires**

Le type de construction du changeur de prise de déphasage.

asymmetrical	Construction du déphaseur asymétrique. Le type de construction asymétrique entraîne que le rapport de tensions change en même temps que le déphasage. Un déphaseur asymétrique peut posséder l'enroulement déphasé connecté à 90 degrés ou autrement.
symmetrical	La construction du déphaseur est symétrique. Une construction symétrique entraîne que le rapport de transformation et la transformation de la magnitude de tension restent constants lorsque la phase de tension est changée. Une construction symétrique requiert généralement que l'enroulement déphasé soit connecté à 90 degrés.
unknown	Type de construction inconnu.

4.4.7 RegulatingControlModeKind

Wires

Type de modèle de régulation. Par exemple, la tension de régulation, la puissance réactive, la puissance active, etc.

activePower	La puissance active est spécifiée.
admittance	L'admittance est spécifiée.
currentFlow	L'intensité est spécifié.
fixed	Le mode de régulation est fixe, par conséquent la régulation n'est pas en cours.
powerFactor	
reactivePower	La puissance réactive est spécifiée.
temperature	Commutateurs de commande on/off basés sur la température locale (c'est-à-dire un thermostat).
timeScheduled	Commutateurs de commande on/off par heure du jour. Les heures peuvent varier à la fin de la semaine, ou lors des saisons.
voltage	La tension est spécifiée.

4.4.8 SeasonName

LoadModel

Nom de la saison.

fall
spring
summer
winter

4.4.9 SVCControlMode

Wires

Mode de commande du Compensateur d'Énergie Réactive Statique.

off
reactivePower
voltage

4.4.10 SynchronousMachineOperatingMode

Wires

Mode de fonctionnement de la machine synchrone.

condenser
generator

4.4.11 SynchronousMachineType

Wires

Type de machine synchrone.

condenser
generator
generator_or_condenser

4.4.12 TapChangerKind

Wires

Type du changeur du régleur du transformateur. Indique les capacités du changeur du régleur sans tenir compte du mode de fonctionnement.

fixed	Incapable de commander. Ceci est également indiqué par l'absence d'association de TapChanger à un RegulatingControl.
phaseControl	Capable d'effectuer une commande de phase.
voltageAndPhaseControl	Capable d'effectuer une commande de la tension et de phase.
voltageControl	Capable d'effectuer une commande de la tension.

4.4.13 TransformerControlMode

Wires

Modes de commande pour un transformateur.

reactive	Commande du flux de puissance réactive
volt	Commande des tensions

4.4.14 UnitSymbol

Domain

Unités définies pour une utilisation dans le CIM

A	Courant en ampère
F	Capacitance en farad
H	Inductance en henry
Hz	Fréquence en hertz
Hz-1	par hertz
J	Énergie en joule
J/s	Joule par seconde

N	Force en newton
Pa	Pression en pascal (N/m ²)
S	Conductance en siemens
V	Tension en volt
V/VAr	Volt par voltampère réactif
VA	Puissance apparente en voltampère
VAh	Énergie apparente en voltampères heures
VAr	Puissance réactive en voltampères réactifs
VArh	Énergie réactive en voltampères réactifs heures
W	Puissance active en watt
W/Hz	Watt par hertz
W/s	Watt par second
Wh	Énergie réelle en watt-heures
deg	Angle plan en degrés
g	Masse en gramme
h	Heure en heures
kg/J	Masse par énergie
m	Longueur en mètre
m ²	Aire en mètres carrés
m ³	Volume en mètres cubes
min	Heure en minutes
none	Grandeur sans unité, par exemple, comptage, par unité, etc.
ohm	Résistance en ohm
rad	Angle plan en radians
s	Heure en secondes

s-1	par seconde
Â°C	Température relative en degrés Celsius

4.4.15 WindingConnection

Wires

Type de connexion de l'enroulement.

A	Enroulement commun de l'autotransformateur
D	Delta
I	Enroulement indépendant, pour les connexions monophasées
Y	I grec
Yn	I grec, avec neutre amené à l'extérieur pour la mise à la terre.
Z	ZigZag
Zn	ZigZag, avec neutre amené à l'extérieur pour la mise à la terre.

4.4.16 WindingType

Wires

Type d'enroulement.

primary
quaternary
secondary
tertiary

4.5 Datatypes

4.5.1 ActivePower

Produit de la valeur RMS (valeur efficace) de la tension et de la valeur RMS de l'élément en phase du courant.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = W)
multiplier	(UnitMultiplier = M)

4.5.2 AngleDegrees

Mesure de l'angle en degrés.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = deg)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.3 ApparentPower

Produit de la valeur RMS (valeur efficace) de la tension et de la valeur RMS du courant.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = VA)
multiplier	(UnitMultiplier = M)

4.5.4 Conductance

Facteur par lequel doit être multipliée la tension pour obtenir la puissance correspondante perdue dans un circuit. Partie réelle de l'admittance.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = S)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.5 CurrentFlow

Intensité de courant électrique (positive dans le sens ConductingEquipment vers ConnectivityNode).

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = A)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.6 Length

Unité de longueur.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = m)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.7 Money

Quantité d'argent.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(Currency)
multiplier	(UnitMultiplier)

4.5.8 PerCent

Généralement 0 à 100 sur une base définie.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = none)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.9 Reactance

Réactance (partie imaginaire de l'impédance), à une fréquence assignée.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = Ohm)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.10 ReactivePower

Produit de la valeur RMS (valeur efficace) de la tension et de la valeur RMS de la composante en quadrature du courant.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = VAr)
multiplier	(UnitMultiplier = M)

4.5.11 Resistance

Résistance (partie réelle de l'impédance).

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = Ohm)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.12 Seconds

Heure, en secondes.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = s)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.13 Susceptance

Partie imaginaire de l'admittance.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = S)
multiplier	(UnitMultiplier = none)

4.5.14 Voltage

Tension électrique.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = V)
multiplier	(UnitMultiplier = k)

4.5.15 VoltagePerReactivePower

Variation de la tension avec la puissance réactive.

Attributs natifs

value	(Float)
units	(UnitSymbol = V/VAr)
multiplier	(UnitMultiplier = k/M)

5 Amplifications et conventions

5.1 Vue d'ensemble

5.2 vise à codifier les conventions établies par la CCAPI XML Break Out Team et à fournir une amplification nécessaire afin de désambiguïser l'interprétation sémantique de certaines entités

du CIM dans le contexte d'un échange de modèle basé sur XML parmi les Coordonnateurs de la Sécurité.

5.2 Validité du fichier XML

Pour être considéré comme un fichier de modèle valide pour l'échange parmi les Coordonnateurs de la Sécurité, un fichier XML donné doit adhérer aux quatre critères suivants:

- 1) Le fichier doit être correctement mis en forme comme défini par le Langage de Balisage Extensible (XML) 1.0 (Deuxième Édition) (<http://www.w3.org/TR/REC-xml>).
- 2) Le fichier doit être conforme aux règles établies dans la Syntaxe RDF Simplifiée pour l'Échange des Modèles du Réseau (CEI 61970-552, CIM XML Model Exchange Format).
- 3) Le fichier doit contenir les entités du CIM valides conformément au Fichier du Schéma RDF de CIM. (Voir IEC 61970-501, Common Information Model Resource Description Framework (RDF) Schema (disponible en anglais uniquement)).
- 4) Le fichier doit être conforme aux règles établies dans ce document.

5.3 Tableaux de Chaînes Normatifs

Par convention, les attributs de classe suivants ne peuvent contenir que les valeurs présentées dans la colonne "Valeurs Valides" du Tableau 3.

Tableau 3 – Valeurs valides des attributs

Classe	Attribut	Valeurs Valides
Unit	name	MW
		Degrees
		MVA
		Count
		Amperes
		PerCent
		Ratio
		MVAr
		kV
		TapPosition
		SwitchPosition
Analog	measurementType	ThreePhasePower
		ThreePhaseActivePower
		ThreePhaseReactivePower
		LineCurrent
		PhaseVoltage
		LineToLineVoltage
		Angle
		TapPosition
Accumulator	measurementType	SwitchPosition
		ApparentEnergy
		ReactiveEnergy
MeasurementValueSource	name	ActiveEnergy
		ICCP
		SCADA
OperationalLimit	type	High1
		High2

Classe	Attribut	Valeurs Valides
		High3
		High4
		High5
		Low1
		Low2
		Low3
		Low4
		Low5
		Normal
		Emergency
		Short Term
DayType	name	Monday
		Tuesday
		Wednesday
		Thursday
		Friday
		Saturday
		Sunday
		Weekday
		Weekend
		All

5.4 Rôles et multiplicité

Au sein du CIM, toutes les associations sont binaires et sont marquées à chaque extrémité par un nom de rôle. Par exemple, les noms “ConductingEquipment.Terminals” et “Terminal.ConductingEquipment” spécifient les extrémités opposées de l’association entre la classe ConductingEquipment et la classe Terminal.

Par convention, dans une association «one-to-many», la référence à l’association est incluse aux données de la classe “many side”(lien multiple). Dans l’exemple ci-dessus, un ConductingEquipment peut être associé à deux Terminals maximum, mais un Terminal doit être associé à un et un seul ConductingEquipment. Par conséquent, il n’est pas requis que l’élément XML correspondant à la classe ConductingEquipment contienne un élément “ConductingEquipment.Terminals”. Cependant il est prévu que l’élément XML correspondant à la classe Terminal contienne des éléments appropriés de “Terminal.ConductingEquipment”.

Annexe A (informative)

Cas d'utilisation de l'échange de modèles

A.1 Généralités

L'Annexe A présente différents exemples des problèmes métier pour lesquels cette spécification d'échange de modèle est destinée à être utilisée. Il s'agit d'exemples, et non d'une liste exhaustive.

A.2 Coordonnateurs de la Sécurité Régionaux fonctionnant en tant qu'homologues

Considérer une interconnexion avec quatre Coordonnateurs de la Sécurité, A à D, comme présenté à la Figure A.1. Chacun de ces coordonnateurs possède un EMS d'un vendeur différent (donc avec différentes conventions internes pour représenter le système). Bien que A ne soit pas directement responsable des parties du réseau surveillé par B, C, ou D, ces trois parties ont toujours une influence sur le réseau de A. A est, par conséquent, obligé de conserver un modèle de ces trois autres parties de manière suffisamment détaillée afin d'évaluer leur effet sur sa propre partie du réseau.

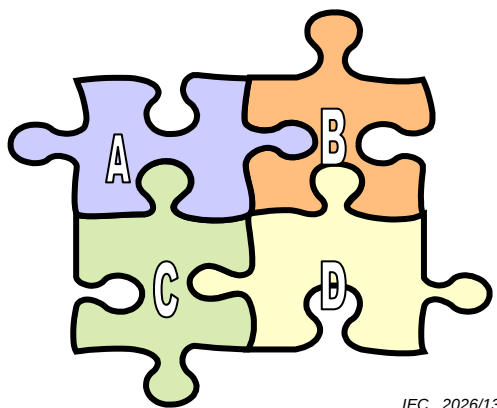


Figure A.1 – Coordonnateurs de la sécurité

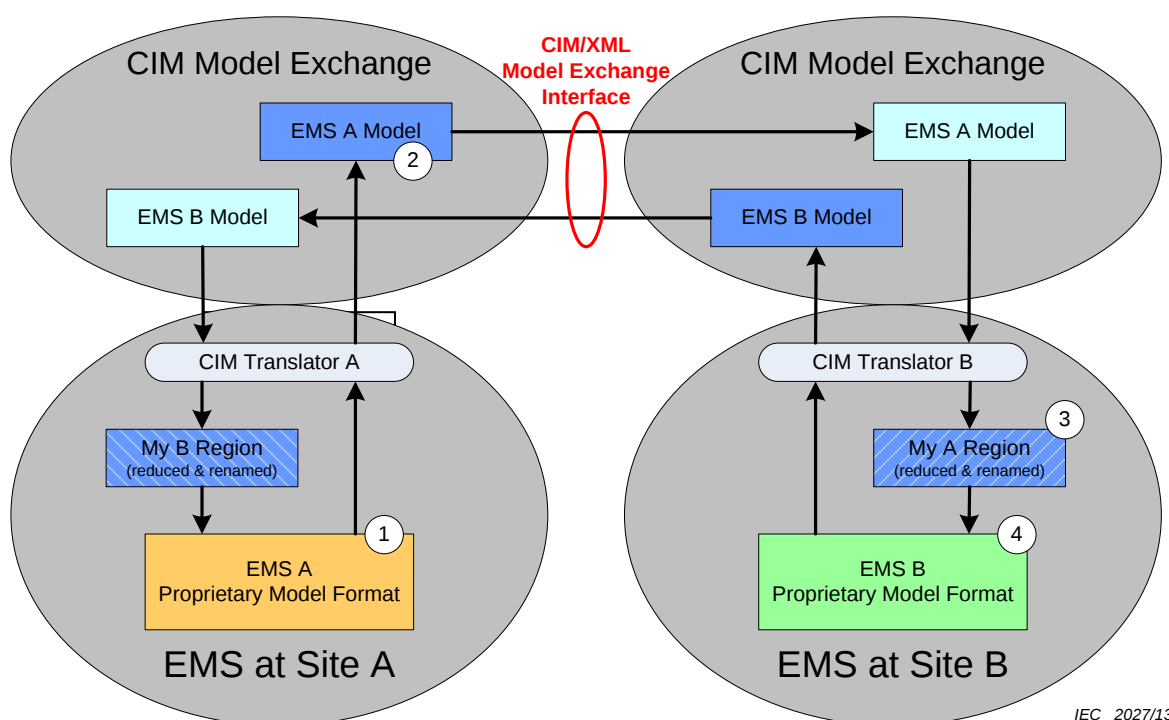
La pratique courante pour dater consiste à ce que chaque coordonnateur élabore un modèle de son territoire externe à partir d'un ensemble de sources, à l'aide d'une variété d'outils spécialement conçus pour accomplir des conversions de données. Généralement, le processus de construction du modèle initial est très difficile à mettre en paquets de manière à pouvoir être répété automatiquement, par conséquent chacun des quatre coordonnateurs finit soit par mettre à jour ses modèles externes manuellement ou par passer par des processus de réimportation semi-automatisés périodiques difficiles. Dans tous les cas, les modèles externes ne restent pas à jour et ne conservent pas les niveaux de qualité existant pour les modèles internes. De plus, chaque coordonnateur a créé ses propres procédures, afin que même lorsque A, B, C et D représentent tous le même équipement, leurs représentations de cet équipement puissent s'avérer différentes.

La prémisse de l'échange de modèle basé sur le CIM est que chaque coordonnateur (ou "Autorité de Modélisation") conserve le modèle détaillé officiel de son propre territoire, et mette régulièrement à disposition de ses voisins toutes les mises à jour. Chaque Autorité de Modélisation réceptrice reçoit les modèles de ses voisins, les regroupe dans un modèle d'interconnexion détaillé complet, puis réduit le résultat à un modèle de sécurité pour leur

région par le biais d'un processus automatique réitérable. Avec une normalisation adaptée, ce processus peut:

- atteindre une qualité de modèle plus élevée,
- garantir la cohérence entre les Coordonnateurs lorsqu'ils travaillent sur des problèmes communs,
- réduire significativement le travail de maintenance du modèle pour le système externe.

Dans la réflexion initiale relative à la manière dont l'échange du modèle CIM est utilisé, le processus était représenté comme à la Figure A.2. Noter que les diagrammes de cette section traitent uniquement des données décrites dans ce profil d'échange de données. Les systèmes réels impliquent généralement un traitement et des données propriétaires supplémentaires afin d'utiliser les informations une fois échangées.



Légende

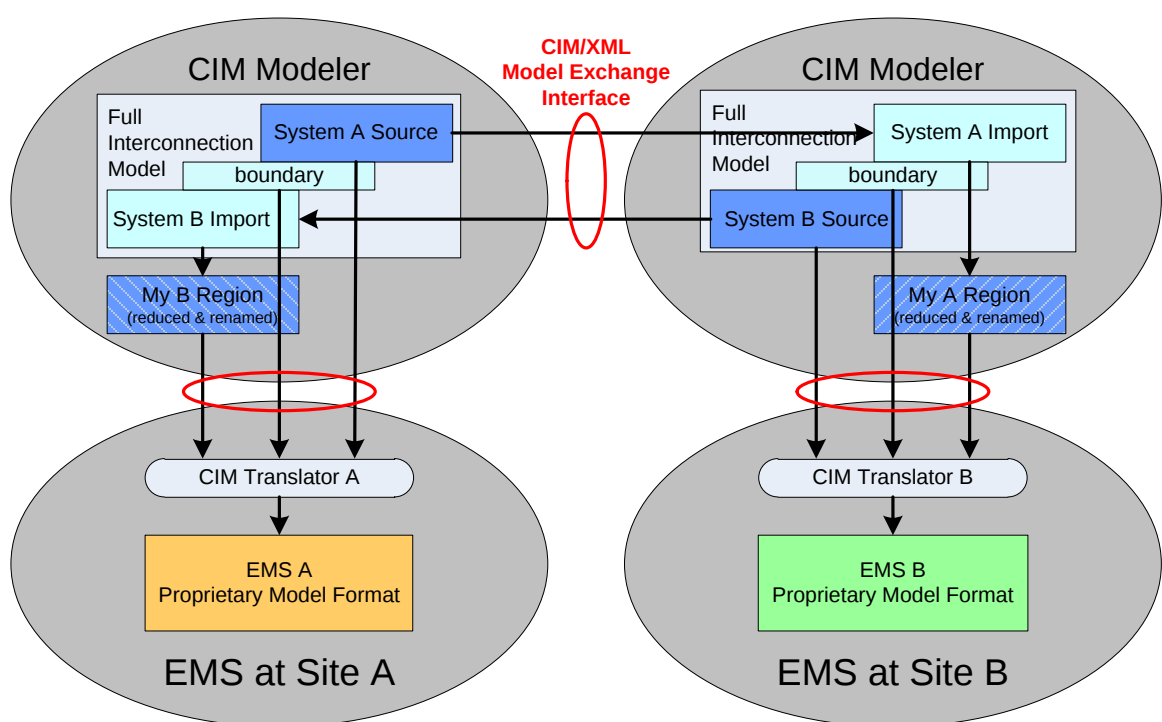
Anglais	Français
CIM Model Exchange	Échange du modèle CIM
CIM/XML Model Exchange Interface	Interface d'Échange des Modèles CIM/XML
EMS A Model	Modèle A EMS
EMS B Model	Modèle B EMS
CIM Translator A	Traducteur A de CIM
CIM Translator B	Traducteur B de CIM
My A region (reduced and renamed)	Ma région A (réduite et renommée)
My B region (reduced and renamed)	Ma région B (réduite et renommée)
EMS A Proprietary Model Format	Format du Modèle Propriétaire A EMS
EMS B Proprietary Model Format	Format du Modèle Propriétaire B EMS
EMS at Site A	EMS au Site A
EMS at Site B	EMS au Site B

Figure A.2 – Echange du modèle CIM

Ce diagramme présente l'interaction entre deux des parties, A et B. Toutes les actions sont identiques sur chaque site, afin que nous puissions juste suivre les étapes lorsque A effectue un changement:

- 1) A effectue un changement de son modèle de système à l'aide de son modélisateur EMS propriétaire local.
- 2) A traduit soit son modèle complet soit l'incrément de son modèle complet en la norme complète ou incrémentale du CIM et l'envoi à B.
- 3) B reçoit le modèle et extrait le territoire de A du modèle, renomme les éléments et effectue d'autres réglages afin d'être compatible avec leur EMS. (B réduit A si nécessaire.)
- 4) B raccorde le modèle résultant de A à son modèle d'EMS.

Alors que l'échange du modèle CIM effectue sa tâche dans ce processus en permettant aux vendeurs d'écrire des traducteurs de CIM normaux pour réaliser l'importation et l'exportation, les étapes restantes restaient très compliquées. La norme a donc été révisée de manière à autoriser (mais ne requiert pas) les modèles à contenir des informations qui facilitent les étapes telles que l'extraction, le changement de nom, la réduction et la fusion. En conséquence, la norme actuelle prend en charge le processus présenté à la Figure A.2, mais prend également en charge la vue mise à jour illustrée à la Figure A.3.



IEC 2028/13

Légende

Anglais	Français
CIM Modeler	Modélisateur de CIM
Full Interconnection Model	Modèle d'interconnexion complet
System A Source	Source du Système A
Boundary	Frontière
System B import	Importation du Système B
My A region (reduced and renamed)	Ma région A (réduite et renommée)
My B region (reduced and renamed)	Ma région B (réduite et renommée)
EMS A Proprietary Model Format	Format du Modèle Propriétaire A EMS

Anglais	Français
EMS B Proprietary Model Format	Format du Modèle Propriétaire B EMS
EMS at Site A	EMS au Site A
EMS at Site B	EMS au Site B
CIM Translator A	Traducteur A de CIM
CIM Translator B	Traducteur B de CIM
System A import	Importation du Système A
System B Source	Source du Système B
CIM/XML Model Exchange Interface	Interface d'Échange des Modèles CIM/XML

Figure A.3 – Echange de modèle CIM révisé

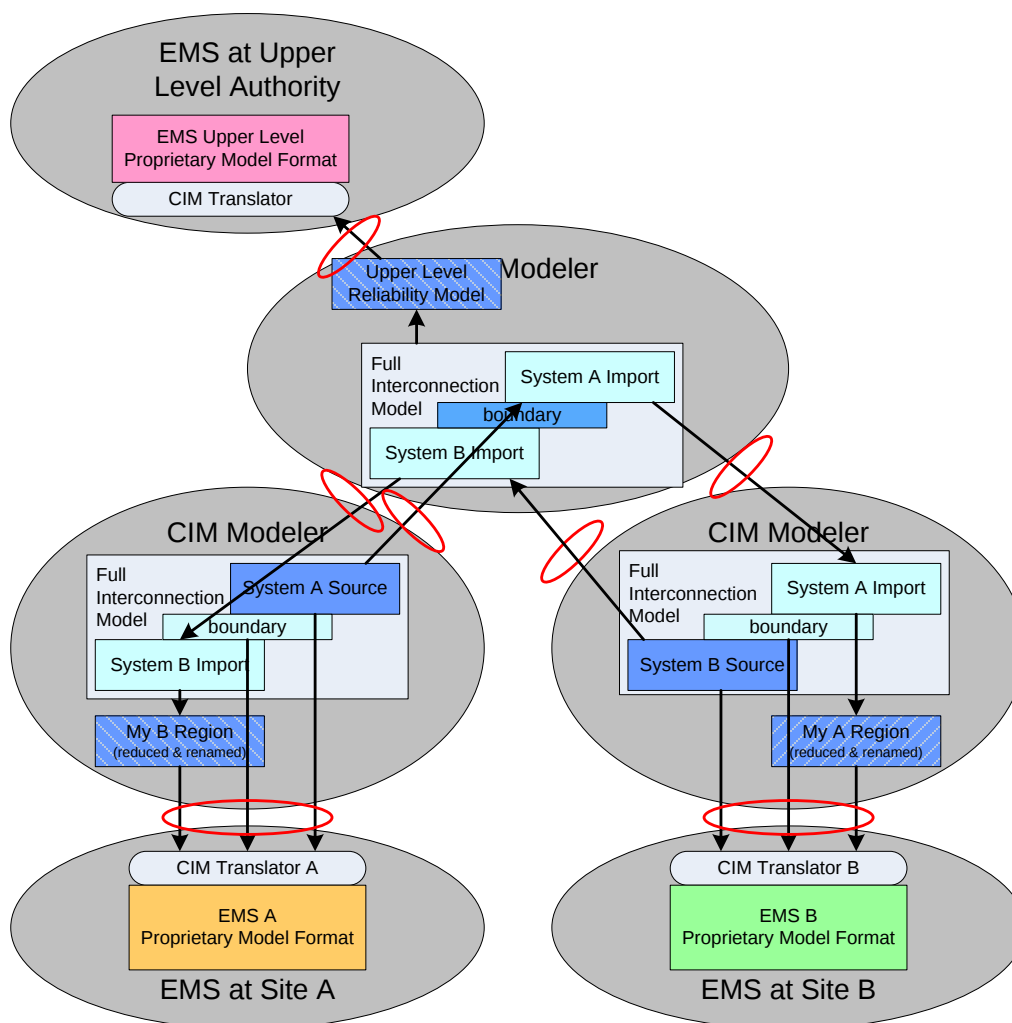
Le but métier atteint à la Figure A.3 est exactement le même qu'à la Figure A.2. La différence principale dans ce scénario demeure dans l'introduction d'un modèle d'interconnexion complet, composé des modèles non réduits, non modifiés de chacun des participants. À l'aide du nouveau concept d'«Autorités de Modélisation», le modèle d'interconnexion est divisé en ensembles d'objets – un pour l'Autorité de Modélisation A, un pour l'Autorité de Modélisation B, et un pour les objets frontières entre eux. Ces ensembles sont conservés séparément et échangés séparément, et ils ont pour principal effet de rendre les étapes de raccordement et d'extraction simples et fiables.

L'autre différence significative est la vue d'un «Modélisateur de CIM» à chaque site, opposé à ou en plus des modélisateurs d'EMS propriétaires. L'idée consiste à ce qu'avec l'acceptation croissante de CIM, les vendeurs trouveront logique d'offrir des modélisateurs de CIM avec des outils pour traiter les ensembles d'Autorité de Modélisation, le changement de nom et la réduction ainsi que pour l'édition du modèle. À l'état final de ce développement, illustré ici, un modélisateur de CIM fournit finalement des modèles à l'EMS, parfois même en remplaçant complètement le modélisateur local. (Pour obtenir le remplacement complet, il y aurait besoin d'une norme d'importation d'EMS future, qui va au-delà de l'échange du modèle de réseau et inclut toutes les exigences de données d'EMS pour les modèles de réseau).

Il est important de noter que la norme relative à l'Échange du Modèle de CIM ne requiert pas de participants pour atteindre la vue de la Figure A.3. Le scénario de la Figure A.2 est toujours complètement possible, tout comme un certain nombre d'étapes intermédiaires entre les Figures A.2 et A.3.

A.3 Modélisation hiérarchique

La plupart des interconnexions possède généralement une représentation plus complexe que celle présentée dans le cas d'utilisation précédent, lorsqu'il y a simplement un ensemble d'homologues. Généralement, les entités possédant un transport de niveau inférieur sont regroupées dans des organisations de niveau supérieur avec une responsabilité des marchés et/ou de la fiabilité et/ou de la planification régionale. Il existe parfois deux niveaux, voire trois. Il existe parfois une autorité à large interconnexion au sommet de la hiérarchie. Les modèles exacts varient en termes de responsabilités spécifiques, mais la situation illustrée à la Figure A.4 présente la manière dont la norme d'échange de modèle est conçue pour être utilisée dans ces types de configurations (et c'est l'objectif de la norme de couvrir les exigences de modélisation pour toutes les configurations communes).



IEC 2029/13

Légende

Anglais	Français
CIM Modeler	Modélisateur de CIM
Full Interconnection Model	Modèle d'interconnexion complet
System A Source	Source du Système A
Boundary	Frontière
System B import	Importation du Système B
My A region (reduced and renamed)	Ma région A (réduite et renommée)
My B region (reduced and renamed)	Ma région B (réduite et renommée)
EMS A Proprietary Model Format	Format du Modèle Propriétaire A EMS
EMS B Proprietary Model Format	Format du Modèle Propriétaire B EMS
EMS at Site A	EMS au Site A
EMS at Site B	EMS au Site B
CIM Translator A	Traducteur A de CIM
CIM Translator B	Traducteur B de CIM
System A import	Importation du Système A
System B Source	Source du Système B
EMS at Upper Level Authority	EMS à l'Autorité de Niveau Supérieur
EMS Upper Level Proprietary Model Format	Format du Modèle Propriétaire de Niveau Supérieur de l'EMS
CIM Translator	Traducteur CIM

Anglais	Français
Upper Level Reliability Model	Modèle de Fiabilité de Niveau Supérieur

Figure A.4 – Modélisation hiérarchique

La base commune dans tous les modèles d'interconnexions est qu'il existe au niveau le plus bas un propriétaire/des opérateurs de transmission qui constituent la source logique des modèles détaillés pour leur territoire. Ces entités sont les choix logiques pour les Autorités de Modélisation dans le modèle. Le modèle d'interconnexion global est toujours assemblé à partir de ces pièces de base, mais l'assemblage et la répartition peuvent être effectués par une autorité de niveau supérieur. Il est également logique (bien que non requis) que les autorités de niveau supérieur soient susceptibles d'être responsables des autorités de modélisation frontières qui séparent un territoire d'un autre. La Figure A.4 illustre cette idée. Elle présente des changements effectués par le site A circulant tout d'abord vers le niveau supérieur, où le modèle général peut être assemblé et validé avant d'être utilisé par tous les autres sites locaux. Elle présente la gestion de la frontière par le niveau supérieur (où il est nécessaire qu'elle change).

La Figure A.4 ajoute également un autre élément fonctionnel. Il y a une EMS au niveau supérieur. Cela peut être pour la fiabilité régionale, par exemple. Noter que cet EMS peut également avoir un modèle local issu du modèle d'interconnexion complet – il est courant qu'un tel EMS n'ait pas besoin de plus de détails que ceux requis à des niveaux inférieurs.

Il convient qu'une possibilité finale soit notée ici. Celle-ci peut être qu'un propriétaire/opérateur de transmission locale n'est pas préparé à prendre la responsabilité de l'autorité de modélisation. Cela n'a pas besoin de modifier les processus présentés ci-dessus – d'autres organisations agiront simplement comme mandataires.

Annexe B (informative)

Autorités de Modélisation

B.1 Généralités

L'Annexe A relative aux Cas d'Utilisation présentait les processus métier requis pour créer et maintenir des modèles cohérents d'une interconnexion lorsqu'il existe plusieurs entités devant coopérer. L'idée d'une "Autorité Modélisation" responsable en tant que source de modélisation pour une région donnée de l'interconnexion a été introduite de manière conceptuelle. Dans cette Annexe B, nous spécifions la manière dont le concept est réalisé dans la modélisation du CIM et dans l'échange du modèle.

B.2 La Classe ModelingAuthority et ModelingAuthoritySets

Une "autorité de modélisation" est une entité métier chargée d'effectuer des changements du modèle dans une région du modèle particulière. Dans CIM, il existe une classe ModelingAuthority pour représenter ces entités. Tous les autres objets de CIM sont attribués en tant que membre d'aucun ou d'un objet de ModelingAuthority.

- Cela a un objectif très simple - enregistrer l'attribution de chacun des objets à la responsabilité d'exactlyement une Autorité de Modélisation. Chaque ensemble d'objets d'une autorité de modélisation donnée est connu comme un ensemble d'autorités de modélisation (MAS). Les MAS qui constituent un modèle sont disjoints.
- Dans tous les modèles contenant ModelingAuthority X, l'objet représentant une partie donnée du modèle doit toujours transporter le même MRID. Cette propriété très importante permet des mises à jour incrémentales, une comparaison simple des modèles et le remplacement d'un ensemble d'autorités de modélisation par un autre. L'entité d'autorité de modélisation pour X contrôle toujours l'émission de MRID dans son territoire et met ces attributions à disposition des autres lors de l'exportation de ses données.
- Le point précédent signifie que l'émission du statut de l'autorité de modélisation officiel (et son MRID) doit être contrôlée avec attention par les interconnexions collaborant avec le Groupe d'Utilisateurs du CIM. Le Groupe d'Utilisateurs du CIM émettra également des concepteurs d'essai.
- Dans les modèles qui ne suivent pas ce schéma, soit parce qu'il s'agit de modèles antérieurs, soit parce qu'ils font référence à des réseaux qui ne suivent pas le cas d'utilisation de l'autorité de modélisation, il convient que tous les objets ne soient pas attribués.

B.3 Échange du modèle complet

L'échange du modèle complet surviendra comme un document d'échange de modèle par MAS.

- La classe ModelingAuthority n'est actuellement pas incluse dans le schéma rdf afin d'éviter la création d'une référence identique à ModelingAuthority à partir de chaque objet du document.
- Cela signifie que le schéma rdf réel est exactement le même avec ou sans autorités de modélisation, mais dans le cas d'un MAS, il existera des références aux objets présents dans un autre ensemble.
- Chaque document comportera des informations d'en-tête identifiant le MAS ou le conceptualisant comme des objets non attribués de représentation.

B.4 Avantages de cette approche

Généralités. Les ensembles d'autorité de modélisation fournissent une manière complètement générale d'organiser la responsabilité des objets dans un modèle de données. La technique ne dépend pas de, et ne se limite pas aux caractéristiques du système électrique physique. Cela s'avère important car bien que les relations de connexion électrique soient, pour la plupart, des relations d'un seul type, il existe beaucoup d'autres relations qui pourraient entraîner la confusion, telles que les hiérarchies de modélisation de chargement, les relations de propriété, les relations de régulation de la tension et tout autre relation de ce genre. Avec MAS, la même approche s'applique à tous les types de relations et d'objets et ne sera pas perturbé par des changements évolutionnistes ultérieurs du CIM.

Dénomination et MRIDs. L'unique aspect primordial des MRID repose sur le fait qu'un seul MRID est attribué à chaque élément physique. Par conséquent, il doit être clairement stipulé la personne supposée attribuer les MRID à chacun des objets. Les autorités de modélisation régionales établissent clairement l'autorité à chacun des objets.

Efficacité de Traitement. Étant donné qu'un modèle entier est une simple union de MAS, les opérations de raccordement et de remplacement par MAS sont simples et par conséquent efficaces. Avec MAS, il existe très peu d'avantages à échanger les modèles entiers en tant qu'un transfert de modèle CIM. La plupart des opérations mettront à jour un MAS à la fois, et lorsque quelqu'un souhaite réellement un modèle entier à la fois, la fourniture du modèle en ensembles individuels est toujours pratique car le raccordement du résultat est direct. Cela signifie que les immenses interconnexions, telles que l'Interconnexion Orientale en Amérique du Nord, ne sont pas obligées de produire des fichiers XML gargantuesques. Si l'interconnexion est divisée en MAS, alors la taille de fichier XML maximale est déterminée uniquement par la région la plus grande.

Vérification de l'Autorité. Rendre pratique la mise à jour de modèles externes rapidement amènera le besoin de vérifier que les mises à jour sont bien effectuées par les bonnes personnes. En mettant de côté les questions d'ordre diabolique, il sera relativement aisé, en l'absence de mécanismes de protection, pour un modélisateur de la région A de se tromper du lieu où il ou elle était dans le modèle et de générer un changement qui s'est appliqué à un territoire de quelqu'un d'autre. Toute mise à jour régionale peut être facilement vérifiée comme s'appliquant à la propre région en vérifiant que la version MAS résultante est, sur le plan référentiel, complète au sein d'elle-même et de sa MAS frontière.

Annexe C (informative)

Exigences relatives aux données minimales du modèle de réseau commun (CPSM)

C.1 Généralités

L'Annexe C présente les exigences relatives aux données produites par le NERC Data Exchange Working Group (DEWG) comme la Version 1.6 datant du 21 mars 2002. Ces exigences constituaient les entrées initiales à cette publication et sont incluses à des fins informationnelles.

C.2 Domaine d'application

Ce document tente de définir les exigences relatives aux données d'entrée minimales uniquement pour l'estimation d'état et les calculs ultérieurs des flux d'énergie/analyse d'événements. Certaines données pour certains systèmes propriétaires peuvent devoir être déduits si d'autres données sont requises. Les exigences relatives aux données d'autres applications telles que le Flux d'Énergie Facultatif ne sont pas prises en compte à ce moment-là. De plus, les exigences relatives aux données ne sont actuellement pas définies pour permettre l'échange de solutions de flux d'énergie résolues comme les formats PTI et Commun à l'IEEE le permettent. Lorsque cela est requis, il convient que l'extension aux données définies ici pour inclure les informations telles que la magnitude/l'angle de tension et l'échange de la zone soit possible.

La terminologie "générique"/familiale utilisée dans le présent document sera déplacée vers la terminologie du Modèle d'Information Commun (CIM) approprié. Elle sera ensuite utilisée pour traiter la proposition de DEWG NERC d'utiliser le CIM pour échanger les données du modèle entre les Coordonnateurs de la Sécurité. Ce document n'est pas destiné à représenter un modèle/une relation final(e) ou particulier(ière) – qui sera obtenu(e) lors du déplacement vers la terminologie du CIM.

Les exigences relatives aux données abordées ici sont de manière lâche basées sur les exigences relatives au Format Commun de l'IEEE et au format PTI PSS/E ayant constitué pour l'industrie les détails orientés bus suffisants pendant de nombreuses années. Les données du flux d'énergie générales dans ces formats ont été rajoutées pour également aborder les éléments de données de télémetrie et orientés disjoncteur requis pour effectuer l'Estimation d'état.

NOTE 1 Le concept de propriété d'appareil n'a pas été abordé dans cette définition sauf si une inférence acceptable des données de Jonction Électrique peut être effectuée par la Zone de réglage.

NOTE 2 Les attributs (type, fréquence de rafraîchissement, unités, multiplicateurs, etc.) des références SCADA sont supposés être définis dans le fichier de Définition des Points de Données ISN NERC qui doit exister quel que soit le moment où les Références SCADA (c'est-à-dire les ID de Hôtes) sont fournies dans un fichier XML/CIM de CPSM.

NOTE 3 Les valeurs analogiques présentes dans le fichier de Définition des Points de Données ISN NERC n'indiquent pas si elles sont associées à des compteurs connectés à des lignes/transformatrices ou dans des appareils de mesure associés à des appareils de commutation. Pour permettre leur distinction, des mesures analogiques peuvent être affectées à la fois aux appareils de commutation et à tous les autres appareils par le biais des attributs de tous les appareils.

NOTE 4 L'utilisation de Substation comme l'élément/l'entité focal(e) pour les autres appareils/éléments est effectuée pour deux raisons:

- Cela maintient la terminologie cohérente avec le sens du DEWG pour formuler un ID de Ressource de Maître et le registre associé qui sera initialement adapté aux Substations

- Le concept d'un Bus traditionnellement utilisé comme l'élément/l'entité focal(e) dans les formats PTI et de l'IEEE est une entité de type dynamique qui change selon la topologie.

NOTE 5 Hypothèses:

- Les unités des paramètres des appareils ne seront pas identifiées dans le présent document étant donné que les unités appropriées seront définies par les attributs de la version CIM en vigueur après migration et leur identification ici peut générer une certaine confusion.
- Afin de communiquer les exigences relatives aux données minimales, le présent document représente les postes comme contenant dans leur intégralité tous les appareils dans cette station, sauf les lignes. Les transformateurs sont contenus au sein d'un seul poste. Les "Transformateurs d'interconnexion" au sein d'un poste peuvent être représentés par différents lieux de zone de réglage de ses jonctions électriques de terminaison. C'est pour cette même raison, que les lignes d'interconnexion peuvent être identifiées par différentes localisations de zones de commande de leurs jonctions électriques de terminaison. La modélisation réelle dans la mise en œuvre du CIM est soumise aux restrictions/à la flexibilité du CIM et aux conventions d'interopérabilité.
- Étant donné que différents systèmes s'appuient sur différentes hypothèses relatives à l'identification des appareils, ni le nom ni le numéro n'ont été sélectionnés comme l'identification principale. L'exigence d'un attribut "identifiant" unique (supposé être alphanumérique) est requise pour chaque type d'appareil. La traduction de cet identifiant (y compris la taille de l'identifiant) en attributs de CIM peut ensuite être effectuée, comme il convient.
- Chaque jonction électrique est au sein d'un et d'un seul niveau de tension.
- Les transformateurs dotés de plus de deux enroulements sont supposés être modélisés avec un modèle "en étoile" équivalent composé de plusieurs transformateurs à deux enroulements reliés à un nœud "central" fictif.
- En raison des mises en œuvre limitées des sections de ligne de courant continu et étant donné que la modélisation de ligne de courant continu peut être prise en charge de différentes manières (c'est-à-dire modélisation du contrôleur détaillé aux paires charge/génération fixe représentant la liaison), les exigences de modélisation de données ont été incluses. Si à l'avenir la modélisation des lignes de courant continu dans la présente version est déterminée comme déficiente, elle sera alors étendue.
- La position de prise du transformateur plutôt que les informations du rapport de prise est utilisée pour représenter les transformateurs. Étant donné que la plupart des positions de prise dépendent/incluent une prise nominale (rapport de transformation 1.0), un attribut facultatif permettant la spécification du rapport de prise efficace pour la position de prise "nominal" a été inclus afin que l'attribut relatif à la taille de l'échelon possède une valeur de référence à partir de laquelle il peut être incrémenté/décroché pour chaque position.
- Aucun attribut "Type" de transformateur pour identifier Fixed ou TCUL/LTC n'est supposé être requis étant donné que l'absence des données LTC pour un transformateur est supposée impliquer un type Fixed.
- Les appareils de génération/de consommation réactifs tels que le Condenseur Synchrone ou les Compensateurs Statiques d'Énergie Réactive sont supposés être modélisés comme un type d'Appareil Réactif à excitation Shunt dans ce document. Une méthode de modélisation alternative où un Condenseur Synchrone ou un Compensateur Statique d'Énergie Réactive est modélisé comme un Générateur est également supposée acceptable.
- Les attributs du Générateur applicables (limites, sortie MW, etc.) sont supposés être nets pour la raison suivante:
 - La plupart des représentations externes des entreprises de service public voisines (en termes de planification et des opérations) sont des modèles nets limités pour la simplicité – souvent, même pas en modélisant les transformateurs élévateurs du générateur ou même en combinant certains générateurs sur un bus.
 - L'utilisation de valeurs brutes requiert également le service de la station de modélisation et ses caractéristiques dépendantes de sa génération - capacités souvent indisponibles dans de nombreux systèmes.
- Les appareils en série et shunt équivalents pouvant être échangés dans les fichiers au format CPSM ainsi que l'équipement "réel" sont supposés être modélisés comme des versions simplifiées d'autres appareils (c'est-à-dire, Ligne de courant alternatif, Transformateur, Charge, Shunt, Générateur). Aucune notation d'attribut spécifique d'un appareil équivalent n'est incluse étant donné que la plupart des systèmes EMS et le CIM ne possèdent pas d'attributs annonçant des appareils équivalents.
- La désignation des portions "Main" (principale) et "Transfer" (Transfert) des niveaux de tension de la station a été omise car elle n'est pas requise pour effectuer des études. Les processeurs de topologie seront capables de distinguer les "bus divisés". Les notations principales et de transfert des nœuds ne serviraient qu'à fournir des informations relatives à l'opérateur et non une solution. Si cela est souhaité, ces informations pourraient être ajoutées comme attribut de la Jonction Électrique.
- Les informations relatives à la pseudo mesure/programmation de charge (MW et Mvar) ont été incluses en tant qu'attribut "Load" afin de prendre en charge le fonctionnement des processus d'estimation d'état gérant les zones non observables résultant d'une télémétrie manquante ou perdue. Il est supposé que toutes les charges posséderont ces informations fournies à une seule condition de fonctionnement (par exemple, crête ou creux) afin qu'un ensemble cohérent soit disponible. Un tel attribut peut finalement être considéré comme non requis en tant qu'attribut de données minimales.

- Les références SCADA utilisées dans le fichier sont conformes à l'entrée du champ Host ID dans le Fichier de Définition des Points de Données ICCP DEWG.
- Le concept d'un attribut System Base MVA n'est pas requis étant donné que les unités d'ingénierie (par exemple, les ohms) contrairement aux pourcentages ou à "par unité" sont supposées être utilisées par la représentation de CIM.
- Le concept traditionnel d'un identifiant de Générateur de Basculement du Système n'est pas requis pour la mise en œuvre initiale liée à l'Estimation d'État et n'est pas un mécanisme actuellement disponible dans le CIM normalisé pour le désigner.
- L'attribut Normal Position/Status sur un appareil de commutation n'est pas destiné à primer sur la télémétrie SCADA, lorsqu'il est disponible. Cela est destiné à aider à définir les informations de configuration par défaut pour les appareils non télémesurés ainsi qu'à fournir une référence pour l'alarme "état anormal" du processeur de configuration.

C.3 Glossaire

Jonction électrique – Il s'agit d'un terme utilisé pour faire référence au "point" de connexion d'impédance nulle des bornes de deux appareils ou plus. C'est dans le concept, le même qu'un ConnectivityNode dans la représentation du CIM.

Pseudo Programme/Mesure de Charge – Une valeur utilisée pour représenter la relation de charges conformes les unes les autres dans une condition de fonctionnement particulier (par exemple, conditions de charge crête à creux). La valeur peut être utilisée (avec de plus grands écarts normalisés) pour résoudre l'"estimation d'état" dans des lieux où la télémétrie a été perdue. De plus, le facteur de puissance de la charge peut être représenté par la relation MW/Mvar de ces pseudo mesures.

Référence SCADA – Ce terme est supposé être la même information que celle située dans le champ Host ID du Fichier de Définition des Données ISN NERC.

C.4 Attributs de l'échange de modèle de données recommandé

Substation (Poste)

- [R2.1] Identifiant unique

Electrical Junction (Jonction électrique)

- [R3.1] Identifiant (unique au sein d'un Poste)
- [R3.2] Localisation de la Zone de réglage
- [R3.3] kV de base/nominal
- [R3.4] Référence SCADA télémesurée en kV
- [R3.5] Limites normales supérieures/inférieures (kV)

AC Line and Other Series Devices

(Ligne de courant alternatif et autres Appareils en série)

- [R4.1] Identifiant unique (comprenant un id de circuit le cas échéant)
- [R4.2] Résistance
- [R4.3] Réactance
- [R4.4] Susceptance/Chargement de Ligne total(e)
- [R4.5] "À partir" de la Localisation de l'Extrémité (Jonction Électrique et Poste)
- [R4.6] "À partir" des références SCADA de la Localisation de l'Extrémité (MW et Mvar)
- [R4.7] "Vers" la Localisation de l'Extrémité (Jonction Électrique et Poste)
- [R4.8] "Vers" des références SCADA de la Localisation de l'Extrémité (MW et Mvar)
- [R4.9] Valeur assignée normale
- [R4.10] Unités assignées normales (MVA ou Ampères)

Transformer (2 winding)

(Transformateur (à deux enroulements))

- [R5.1] Identifiant unique (comprenant un id de circuit le cas échéant)
- [R5.2] Résistance

- [R5.3] Réactance
- [R5.4] “À partir” de la Localisation de l'Extrémité (Jonction Électrique et Poste)
- [R5.5] “À partir” des références SCADA de la localisation de l'Extrémité (MW et Mvar)
- [R5.6] “Vers” la Localisation de l'Extrémité (Jonction Électrique et Poste)
- [R5.7] “Vers” des références SCADA de la Localisation de l'Extrémité (MW et Mvar)
- [R5.8] Valeur Limite/Assignée normale
- [R5.9] Unités assignées normales (MVA ou Ampères)
- Informations relatives au régleur
- [R5.10] Identifiant de la Jonction Électrique “Côté Régleur”
- [R5.11] Type de Régleur (magnitude de tension et/ou angle de phase)
- [R5.12] Nombres de positions du régleur – min, max et nominale
- [R5.13] Taille du régleur entre max et min – (rapport de magnitude de tension et/ou angle de phase en degrés) – Il convient que les régleurs reflètent les valeurs de base de tension du système et non les valeurs de tension de conception (c'est-à-dire la taille des régleurs “effective”)
- [R5.14] Rapport de position de régleur “Nominal” sur des bases de tension du système – attribut facultatif pour traduire le régleur effectif où “nominal” n'est pas 1.0.
- [R5.15] Position de Régleur Normale
- [R5.16] Référence SCADA de position de régleur, si applicable
- Informations relatives au Changeur du Régleur de Charge (LTC), si applicable
- [R5.17] Localisation contrôlée (Jonction Électrique et Poste pour la tension de bus ou Jonction Électrique définissant le point de départ du flux à travers le transformateur pour la commande du flux)
- [R5.18] Valeur de commande souhaitée ou gamme maximale/minimale accompagnées d'unités de mesure (kV, MW, Mvar)
- [R5.19] Statut de Commande Normal et, si applicable, référence SCADA de statut

Switching Device

(Dispositif de commutation)

- [R6.1] Identifiant unique au sein du poste
- [R6.2] “À partir” de la Localisation de l'Extrémité (Jonction Électrique et Poste)
- [R6.3] “Vers” la Localisation de l'Extrémité (Jonction Électrique et Poste)
- [R6.4] Type (Disjoncteur, Commutateur de Déconnexion, Commutateur, Fusible)
- [R6.5] Position/Statut normal(e)
- [R6.6] Référence SCADA de statut
- [R6.7] Références SCADA analogiques (MW et Mvar), si applicables

Generator

(Générateur)

- [R7.1] Identifiant unique
- [R7.2] Localisation (Jonction Électrique et Poste)
- [R7.3] Limites (Nettes) Maximales et Minimales de MW de Production
- [R7.4] Références SCADA de Sortie Nette de Production (MW et Mvar)
- [R7.5] Données de la courbe de capacité Mw/Mvar (Mvar maximale/minimale à MW maximale et minimale en termes de valeurs nettes)
- Informations relatives au contrôle de la tension
- [R7.6] Identifiant de la Jonction Électrique et du Poste de la localisation contrôlée
- [R7.7] Valeur de commande de tension souhaitée ou gamme maximale/minimale
- [R7.8] Statut de Commande Normal et, si applicable, référence SCADA de statut

Load

(Charge)

- [R8.1] Identifiant unique
- [R8.2] Localisation (Jonction Électrique et Poste)
- [R8.3] Références SCADA de charge (MW et Mvar)
- [R8.4] Pseudo mesures/programmations de charge (MW et Mvar)
- [R8.5] Type de charge (conforme/non conforme)

Shunt Reactive Device_(Appareil Réactif Shunt)

- [R9.1] Identifiant Unique
- [R9.2] Type (Condensateur, Bobine d'inductance, Condenseur Synchrone, Compensateur Statique d'Énergie Réactive)
- [R9.3] Localisation (Jonction Électrique et Poste)
- [R9.4] Références SCADA de charge (MW et Mvar)
- Pour les Condensateurs/Bobines d'Inductance
- [R9.5] Admittance de la batterie Shunt Totale/Mvar à la puissance nominale
- [R9.6] Nombre d'unités de batteries (taille des batteries supposée égale)
- Pour le Condenseur Synchrone/Compensateur Statique d'Énergie Réactive
- [R9.7] Puissance réactive (capacitive/inductive) maximale et minimale
- Informations relatives au Contrôle de la tension (pour tous les types)
- [R9.8] Identifiant de la localisation contrôlée (Jonction Électrique et Poste)
- [R9.9] Valeur de Contrôle de la tension souhaitée ou gamme maximale/minimale
- [R9.10] Statut de Commande Normal et, si applicable, référence SCADA de statut

ICCP

- [R10.1] Identifiant de Référence SCADA Local Unique
- [R10.2] Identifiant Objet ICCP
- [R10.3] Identifiant de la Source de Données (SCADA ou ICCP)
- [R10.4] Système fournissant les données ICCP

La Figure C.1 donne un exemple de configuration du modèle.

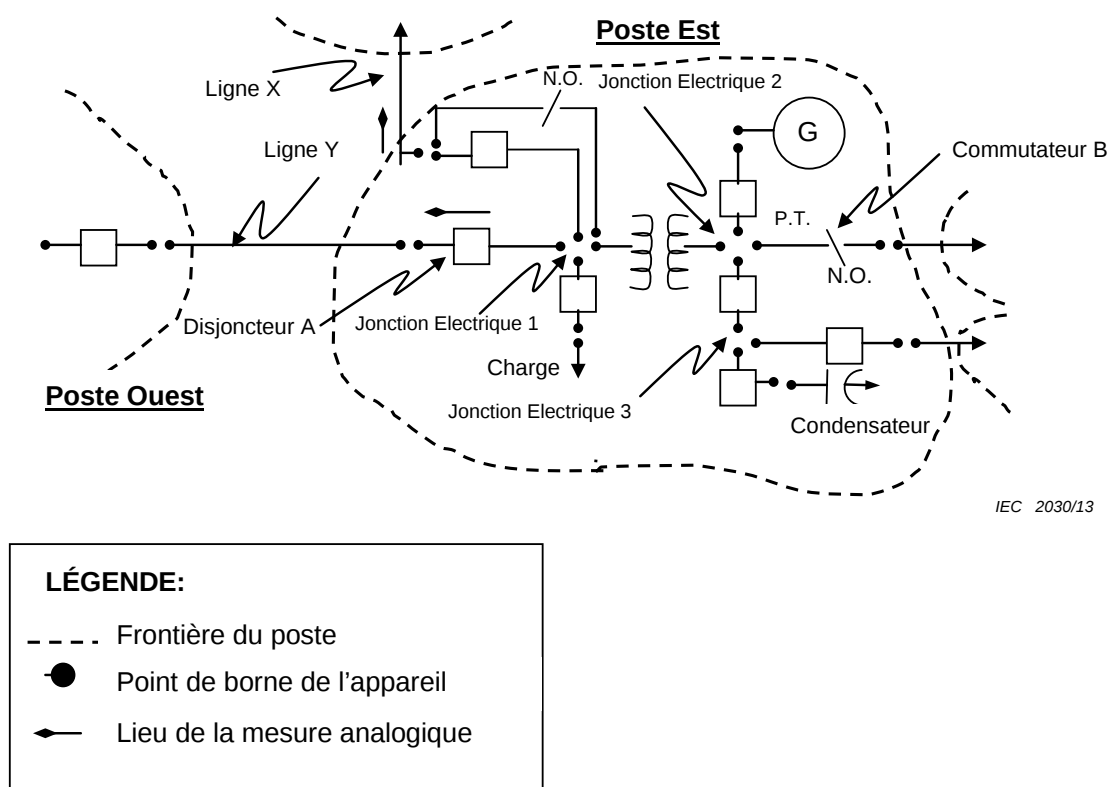


Figure C.1 – Exemple de configuration du modèle

Les observations suivantes peuvent être effectuées sur la Figure C.1 par rapport aux éléments du modèle de données suggéré:

- 1) Observer que tous les points de borne des appareils sont situés au sein d'un poste (comprenant chaque borne d'une ligne).

- 2) Observer que tous les appareils sont entièrement contenus au sein d'un poste (y compris les transformateurs sauf les lignes qui sont situées entre les postes).
- 3) Si la Jonction Électrique 1 est située dans la Zone de réglage Nord et la Jonction Électrique 2, dans la Zone de réglage Sud, alors le transformateur entre les deux postes serait considéré comme un "transformateur d'interconnexion".
- 4) Observer qu'il existe une valeur de la mesure de la tension à la Jonction Électrique 2 mesurée par le transformateur potentiel P.T.
- 5) Observer que le Disjoncteur A possède une mesure analogique qui lui est associée (c'est-à-dire qu'elle tendra vers 0 lorsque le disjoncteur est ouvert).
- 6) Observer que la Ligne X possède une mesure analogique qui lui est associée (c'est-à-dire qu'elle peut ou non tendre vers 0 si le disjoncteur s'ouvre selon la position du commutateur de dérivation).
- 7) Observer que le Commutateur B possède un statut normal d'Ouvert Normalement (N.O.) (Normally Open)
- 8) Jusqu'à ce que les statuts du disjoncteur soient résolus par un processeur de topologie, les Jonction Électriques 2 et 3 peuvent (ou non) constituer un unique "bus" ou nœud topologique.

Bibliographie

CEI 61970-552⁵, *Interface de Programmation d'Application pour Système de Gestion d'Energie (EMS-API) – Partie 552: Format d'échange de modèle CIM XML*

⁵ A publier.

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel: + 41 22 919 02 11
Fax: + 41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch