

DIN EN 61970-452

ICS 35.240.50

Einsprüche bis 2014-12-03
Vorgesehen als Ersatz für
DIN EN 61970-452:2014-07

Entwurf**Schnittstelle für Anwendungsprogramme für Netzführungssysteme
(EMS-API) –****Teil 452: CIM-Statische-Übertragungsnetzwerk-Modell-Profile
(IEC 57/1451/CDV:2014);****Englische Fassung FprEN 61970-452:2014**

Energy Management System Application Program Interface (EMS-API) –
Part 452: CIM static transmission network model profiles
(IEC 57/1451/CDV:2014);
English version FprEN 61970-452:2014

Interface de programmation d'application pour système de gestion d'énergie (EMS-API) –
Partie 452: Profils du modèle de réseau de transport statique CIM
(CEI 57/1451/CDV:2014);
Version anglaise FprEN 61970-452:2014

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2014-10-03 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und
Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses
Entwurfes besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal des DIN unter www.entwuerfe.din.de bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an dke@vde.com möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/stellungnahme oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten
Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 139 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE

Nationales Vorwort

Die Englische Fassung des europäischen Dokuments FprEN 61970-452:2014 „Schnittstelle für Anwendungsprogramme für Netzführungssysteme (EMS-API) – Teil 452: CIM-Statistische-Übertragungsnetzwerk-Modell-Profile“ (Entwurf in der Umfrage) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden.

Die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene erarbeiteter Entwurf für eine Internationale Norm zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Umfrage (CDV-Stadium) und Abstimmung als FDIS (en: Final Draft International Standard) bzw. Schluss-Entwurf für eine Europäische Norm gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen. Dem entsprechend ist das internationale Dokument IEC 57/1451/CDV:2014 „Energy Management System Application Program Interface (EMS-API) – Part 452: CIM static transmission network model profiles“ unverändert in den Entwurf FprEN 61970-452:2014 übernommen worden.

Das internationale Dokument wurde vom TC 57 „Power systems management and associated information exchange“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet.

Bei der Abstimmung zu dem Europäischen Schluss-Entwurf bei CENELEC und dem Internationalen Schluss-Entwurf bei IEC [Final Draft International Standard (FDIS)] sind jeweils nur „JA/NEIN“-Entscheidungen möglich, wobei „NEIN“-Entscheidungen fundiert begründet werden müssen. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium K 952 „Netzleittechnik“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf eine Norm ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils neueste gültige Ausgabe der in Bezug genommenen Norm.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe der Norm.

Der Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ergibt sich, soweit ein Zusammenhang besteht, grundsätzlich über die Nummer der entsprechenden IEC-Publikation. Beispiel: IEC 60068 ist als EN 60068 als Europäische Norm durch CENELEC übernommen und als DIN EN 60068 ins Deutsche Normenwerk aufgenommen.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. ISO [und/oder] IEC sind nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Das Präsidium des DIN hat mit Präsidialbeschluss 1/2004 festgelegt, dass DIN-Normen, deren Inhalt sich auf internationale Arbeitsergebnisse der Informationsverarbeitung gründet, unter bestimmten Bedingungen allein in englischer Sprache veröffentlicht werden dürfen. Diese Bedingungen sind für die vorliegenden Normentwurf erfüllt.

Da sich die Benutzer des vorliegenden Normentwurfs der englischen Sprache als Fachsprache bedienen, wird die Englische Fassung der EN 61970-452 veröffentlicht. Zu deren Abschnitt 3 „Überblick über die Datenanforderungen“, wurde eine Übersetzung angefertigt und als informativer Nationaler Anhang NA des vorliegenden Normentwurfs hinzugefügt. Für die meisten der verwendeten Begriffe existieren keine gebräuchlichen deutschen Benennungen, da sich die deutschen Anwender in der Regel ebenfalls der englischen Benennungen bedienen. Dieser Normentwurf steht nicht in unmittelbarem Zusammenhang mit Rechtsvorschriften und ist nicht als Sicherheitsnorm anzusehen.

Es ist vorgesehen, auch bei der entsprechenden zukünftigen Deutschen Norm auf die deutsche Sprachfassung zu verzichten und diese in der englischsprachigen Fassung zu veröffentlichen.

Das Original-Dokument enthält Bilder in Farbe, die in der Papierversion in einer Graustufen-Darstellung wiedergegeben werden. Elektronische Versionen dieses Dokuments enthalten die Bilder in der originalen Farbdarstellung.

Änderungen

Gegenüber DIN EN 61970-452:2014-07 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) Abschnitt 3.3: Transformator Modellierung-Aktualisierung der Transformator-Modell-Beschreibung;
- b) Abschnitt 3.5.1: generelle Aktualisierung des Gebrauchs der „Measurement“-Klassen (measurement classes), um die Änderungen am „measurement model“ darzustellen;
- c) Abschnitt 3.5.2: ICCP-Daten-Austausch (ICCP data exchange): Aktualisierung um die Verwendung der Identifikation im Modell wiederzugeben (IdentifiedObject, Name und NameType),
- d) Abschnitt 4: Aktualisierung des CIM-Ausrüstungs-Profiles (u. a. PhaseTapChanger, TapChanger, PowerTransformer).

Nationaler Anhang NA (informativ)

3 Überblick über die Datenanforderungen

3.1 Überblick

Eine ausführliche Diskussion zu den Anwendungsfällen des Modellaustauschs kann in Anhang A gefunden werden. In allen Fällen ist der Zweck dieser Norm:

- die Genauigkeit von in kritischen Systemen verwendeten Modellen von Elektrizitätsversorgungssystemen zu verbessern, insbesondere die Darstellung von Netzteilen außerhalb der primären Domäne des fraglichen Systems;
- Konsistenz zwischen den verwendeten Modelle zu erreichen, die von den verschiedenen Systemen, die beim Betrieb oder der Planung des Verbunds eine Rolle spielen, verwendet werden;
- die Gesamtkosten zur Wartung kritischer Modelle, die für den Betrieb oder die Planung eines Verbunds verwendet werden, zu verringern.

Die in diesem Dokument identifizierten Klassen, Attribute und Assoziationen, stellen die minimale Untermenge des vollständigen CIM-Modells dar, die notwendig ist, um ausreichende Daten des Elektrizitätsversorgungssystems auszutauschen und damit die Zustandsschätzung und den Leistungsfluss zu unterstützen.

3.2 Allgemeine Anforderungen

Die folgenden Anforderungen sind allgemeiner Natur oder betreffen mehrere Klassen. Zusätzliche Anforderungen sind in den Abschnitten der individuellen Klassen festgelegt.

- Es muss die im CIM-Modell festgelegte Kardinalität befolgt werden, es sei den in diesem Dokument wird eine andere Kardinalität explizit festgelegt. Zum Beispiel gibt die Kardinalität zwischen VoltageLevel (Spannungspegel) und BaseVoltage (Grundspannung) an, dass VoltageLevel mit einer und nur einer BaseVoltage assoziiert sein muss, aber BaseVoltage mit null oder mehreren VoltageLevel assoziiert sein kann.
- Assoziationen zwischen Klassen, auf die in diesem Dokument verwiesen wird, und zwischen Klassen, auf die hier nicht verwiesen wird, sind unabhängig von der Kardinalität nicht erforderlicher. Das CIM fordert zum Beispiel, dass eine HydroGeneratingUnit (Hydroerzeugungseinheit) mit einem HydroPowerPlant (Wasserkraftwerk) assoziiert ist. Da die HydroPowerPlant-Klasse nicht in diesem

Dokument enthalten ist, wird die Assoziation zu HydroPowerPlant in diesem Kontext als nicht obligatorisch erachtet.

- Es ist nicht erforderlich, dass das Attribut „name“, das durch viele Klassen von der abstrakten Klasse IdentifiedObject (identifiziertes Objekt) geerbt wird, eindeutig ist. Die im Datenaustauschformat festgelegte RDF ID ist der einzige eindeutige und persistente Bezeichner, der für diesen Datenaustausch verwendet wird. Das Attribut IdentifiedObject.name ist jedoch immer erforderlich. Das zusätzliche Attribut von IdentifiedObject, aliasName, ist nicht erforderlich.
- Obwohl es nicht innerhalb dieses Profils festgelegt ist, sollte das Attribut IdentifiedObject.mRID als die RDF ID verwendet werden. Die RDF ID kann nicht mit einer Zahl anfangen. Falls notwendig sollte ein Unterstrich als erstes Zeichen hinzugefügt werden. Die RDF ID muss global eindeutig sein. Um die globale Eindeutigkeit sicherzustellen, darf falls notwendig ein Präfix hinzugefügt werden, aber die RDF ID einschließlich des Präfix muss innerhalb der unten festgelegten Grenzen für die maximale Zeichenanzahl sein.
- Die maximale Zeichenanzahl von Namen und Bezeichnern sind unten aufgeführt.
 - rdf:ID – maximal 60 Zeichen;
 - IdentifiedObject.name – maximal 32 Zeichen;
 - IdentifiedObject.aliasname – maximal 40 Zeichen.
- Um eine konsistente Benennungshierarchie zu bewahren, muss jede Substation (Station) in einer SubGeographicalRegion (geografischen Unterregion) enthalten sein und jede SubGeographicalRegion muss in einer und nur einer GeographicalRegion (geografischen Region) enthalten sein.
- Equipment (Ausrüstung), das ohne Konnektivität festgelegt ist, da die assoziierten Terminal(s) (Anschluss/Anschlüsse) nicht an ConnectivityNodes (Konnektivitätsknoten) angeschlossen sind, ist zulässig, zum Beispiel ein ShuntCompensator (Nebenschlusskompensator) dessen Terminal nicht mit einem ConnectivityNode assoziiert ist.
- UTF-8 ist die Standarddateikodierung. UTF-16 wird nicht unterstützt.
- Auszutauschende Instanzdaten müssen die detaillierteste Klasse in Anspruch nehmen. Die Klassen GeneratingUnit (Erzeugungseinheit), Switch (Schalter) und EnergyConsumer (Energieverbraucher) sollten nur verwendet werden, falls die Informationen, um die detaillierteren Klassen [ThermalGeneratingUnit (Wärmeerzeugungseinheit), HydroGeneratingUnit, Breaker (Leistungsschalter), Disconnecter (Trennschalter), usw.] zu bestimmen, nicht verfügbar sind.

3.3 Transformatormodellierung

Ein PowerTransformer (Leistungstransformator) mit zwei Wicklungen besitzt zwei PowerTransformerEnds (Leistungstransformatorenden). Dies ermöglicht es die Impedanzwerte für das äquivalente Pi-Modell an einem Ende festzulegen oder sie zwischen den beiden Enden aufzuteilen. Die Impedanzen müssen wie in Bild 1 dargestellt, primärspannungsseitig festgelegt werden.

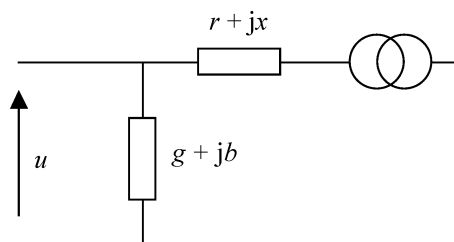


Bild 1 – Impedanz eines Transformators mit zwei Wicklungen

Ein PowerTransformer mit drei Wicklungen besitzt drei PowerTransformerEnds. Wie unten dargestellt, entspricht das äquivalente Pi-Modell den in Y-Konfiguration angeschlossenen drei Enden. Die Impedanzwerte eines Transformators mit drei Wicklungen werden an jeder der drei TransformerWindings (Transformatorwicklungen) festgelegt. Jedes der Ende weist Längsimpedanz $rn + jxn$ und Nebenschluss $gn + jbn$ auf, wobei wie in Bild 2 dargestellt n entspricht: p für primär, s für sekundär und t für tertiär.

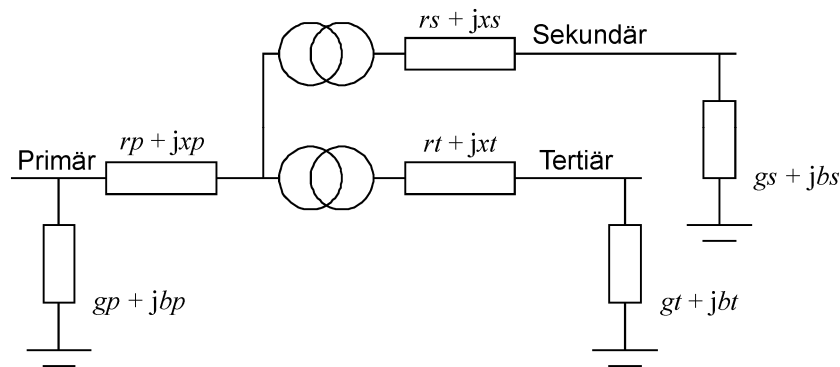


Bild 2 – Impedanz eines Transformators mit zwei Wicklungen

Zusätzliche auf die Modellierung von Transformatoren bezogene Anforderungen sind unten aufgeführt.

- Jeder PowerTransformer und seine zugehörigen PowerTransformerEnds und Stufenschalter [RatioTapChanger (Übersetzung des Stufenschalters), PhaseTapChangerLinear (Phase des linearen Stufenschalters), PhaseTapChangerSymetrical (Phase des symmetrischen Stufenschalters), und PhaseTapChangerAsymetrical (Phase des asymmetrischen Stufenschalters)] müssen innerhalb einer Station enthalten sein. Für den Fall eines Transformators, der zwei Stationen verbindet, kann jedoch der Anschluss von einem der PowerTransformerEnds an einen in einer anderen Station festgelegten ConnectivityNode angeschlossen werden. In diesem Fall sind der PowerTransformer, die PowerTransformerEnds und die Stufenschalter immer noch in einer Station festgelegt.
- Ein PowerTransformer muss in einer Substation enthalten sein. Ein PowerTransformerEnd muss in einem PowerTransformer enthalten sein. Ein RatioTapChanger, PhaseTapChangerLinear, PhaseTapChangerSymetrical, und PhaseTapChangerAsymetrical müssen in einem PowerTransformerEnd enthalten sein.
- Jeder PowerTransformer muss mindestens zwei und nicht mehr als drei PowerTransformerEnds aufweisen. Jedes PowerTransformerEnd kann höchstens einen Stufenschalter (RatioTapChanger, PhaseTapChangerLinear, PhaseTapChangerSymetrical, oder PhaseTapChangerAsymetrical) aufweisen. Weist ein PowerTransformerEnd keinen assoziierten Stufenschalter auf, so sollte in Betracht gezogen werden, dass das Ende eine feste Anzapfung aufweist.

Mehrere Typen von Regeltransformatoren werden durch das CIM-Modell unterstützt. In Abhängigkeit von den Regelfähigkeiten, wird die Auswirkungen der Anzapfungsbewegung unter Verwendung der RatioTapChanger-Klasse, der PhaseTapChangerLinear-Klasse, der PhaseTapChangerSymetrical-Klasse oder der PhaseTapChangerAsymetrical-Klasse festgelegt. Jede dieser Klassen ist ein Untertyp der TapChanger-Klasse (Stufenschalter). Die Verwendung der verschiedenen Untertypen wird in IEC 61970-301 erklärt.

3.4 Modellierungsstellen

Anhand der in Anhang A detailliert dargestellten Anwendungsfälle für den Modellaustausch ist es klar, dass die meisten Situationen mehrere Entitäten erfordern, die miteinander kooperieren müssen. In diesen Situationen ist es sehr wichtig zu bestimmen, welche Entität die Befugnis zur Modellierung jedes Bereichs oder jedes Satzes an Datenobjekten hat. Für diesen Zweck werden die Konzepte ModelingAuthority (Modellierungsstelle) und ModelingAuthoritySet (Modellierungsstellensatz). ModelingAuthority und ModelingAuthoritySet sind nicht als Klassen in der normativen Menge von CIM festgelegt. Sind mehrere Modellierungseinheiten beteiligt, ist jedes modellierte Objekt einem ModelingAuthoritySet zugewiesen. Eine ModelingAuthority kann für ein oder mehrere ModelingAuthoritySets verantwortlich sein. Eine detailliertere Beschreibung zur Verwendung von ModelingAuthorities und ModelingAuthoritySets kann in Anhang B gefunden werden. Wenn das Konzept von ModelingAuthoritySets verwendet wird, muss eine einzelne Datei nur die Datenobjekte enthalten, die mit einem einzelnen ModelingAuthoritySet assoziiert sind.

3.5 Verwendung von Messklassen

3.5.1 Allgemeines

Die Verwendung der CIM-Messklassen [Analog, Accumulator (Akkumulator) und Discrete (diskret)] wird häufig missverstanden und hat sich mit der Zeit verändert. Zuvor als Ergänzung zur Verwendung von repräsentierenden Punkten im System, in dem Telemetrie verfügbar ist, wurden die Klassen verwendet, um Limits (Grenzen) mit einem Ausrüstungsgegenstand (en: piece of Equipment) zu assoziieren, und um geregelte Punkte festzulegen. Messungen werden jetzt nur verwendet, um festzulegen wo Telemetrie verfügbar ist und um den Austausch von ICCP-Daten zu unterstützen.

Eine Messung muss mit einer PowerSystemResource (Ressource eines Elektrizitätsversorgungssystems) assoziiert sein, um die Eingrenzungsinformationen für die Measurement (Messung) zu übermitteln. Messungen der Übertragungsleitung sollten mit einem ACLineSegment (Segment einer Wechselstromleitung), nicht mit einer Line (Leitung) assoziiert sein. Transformatormessungen sollten mit einem PowerTransformer und nicht mit einer TransformerWinding (Transformatorwicklung) assoziiert sein. Spannungsmessungen sollten mit einem Ausrüstungsgegenstand und nicht mit einem VoltageLevel assoziiert sein. Eine Messung einer TapPosition (Anzapfungsstellung) muss mit einem Stufenschalter (RatioTapChanger, PhaseTapChangerLinear, PhaseTapChangerSymetrical oder PhaseTapChangerAsymetrical) assoziiert sein. Eine Messung einer SwitchPosition (Schalterstellung) muss mit einem Switch oder einem Untertyp von Switch assoziiert sein.

Measurement darf auch mit einem der Terminals assoziiert sein, die mit einem Ausrüstungsgegenstand assoziiert sind. Bei Messungen, die tatsächlich ferngemessene Punkte darstellen, ist es besonders wichtig, dass die Assoziation mit einem Terminal den spezifischen topologischen Punkt im gemessenen Netz festlegt. Eine Measurement kann höchstens mit einem Terminal assoziiert sein. Jede Flussmessung (Wirkleistung, Blindleistung oder Strom) muss mit einem Anschluss assoziiert sein. Diese Assoziation ist besonders wichtig für StateEstimation (Zustandsschätzung). Die Messung muss mit dem korrekten Anschluss eines leitenden Ausrüstungsgegenstands, der gemessen wird, assoziiert sein [SynchronousMachine (Synchronmaschine), EnergyConsumer, ACLineSegment, PowerTransformer, usw.]. Die Assoziation der Messung mit einem Anschluss der falschen Ausrüstung oder dem Anschluss am falschen Ende des richtigen Ausrüstungsgegenstands, wird Probleme für StateEstimation verursachen. Nur zwei Typen von Messungen, TapPosition und SwitchPosition, erfordern keine Assoziation mit einem Terminal.

In diesem Profil sind drei Untertypen von Measurement enthalten, Analog, Accumulator und Discrete. Das Attribut Measurement.measurementType (Typ der Messung) wird verwendet, um zu beschreiben was gemessen wird, aber nur bestimmte measurementTypes sind für jeden Untertyp von Measurement gültig. Die gültigen Assoziationen sind in Tabelle 1 festgelegt.

Tabelle 1 – Gültige measurementTypes

Unterklasse von Measurement	measurementType
Analog	ThreePhasePower (Dreiphasenleistung)
	ThreePhaseActivePower (Dreiphasenwirkleistung)
	ThreePhaseReactivePower (Dreiphasenblindleistung)
	LineCurrent (Leitungsstrom)
	PhaseVoltage (Phasenspannung)
	LineToLineVoltage (Außenleiterspannung)
	Angle (Winkel)
	TapPosition
Accumulator	ApparentEnergy (Scheinenergie)
	ReactiveEnergy (Blindenergie)
	ActiveEnergy (Wirkenergie)
	SwitchPosition
Discrete	

3.5.2 ICCP-Datenaustausch

Im Kontext dieses Datenaustauschprofils, hat der ICCP-Datenaustausch nur den Zweck, Eingangsmessungen zur Verwendung durch den StateEstimator (Zustandsschätzer) festzulegen. Er ist nicht dafür gedacht, bidirektionalen ICCP-Austausch zu konfigurieren.

ICCP (offiziell bekannt als IEC 61870-6 TASE.2)-Daten werden unter Verwendung der Klassen Measurement (Analog, Discrete und Accumulator), der Klassen MeasurementValue (Messwert) [AnalogValue (analoger Wert), DiscreteValue (diskreter Wert) und AccumulatorValue (akkumulierter Wert)], und der Klasse MeasurementValueSource (Quelle des Messwerts) ausgetauscht. Die Klasse MeasurementValueSource wird verwendet, um das Steuerungszentrum festzulegen, das die ICCP-Daten liefert. MeasurementValueSource muss mit einer Instanz von Name assoziiert sein, wobei das Attribut Name.name den Namen des liefernden Steuerungszentrums enthält. Die mit Name des Steuerungszentrums assoziierte Instanz NameType (Namenstyp) muss das Attribut NameType.name auf „ICCP Provider ID“ (ICCP-Anbieter-ID) setzen.

Die Klassen MeasurementValue werden verwendet, um die ICCP-ID festzulegen. MeasurementValue muss mit einer Instanz von Name assoziiert sein, wobei das Attribut Name.name den Namen der ICCP-ID enthält. Die mit Name der ICCP-ID assoziierte Instanz NameType muss das Attribut NameType.name auf „ICCP ID“ (ICCP-ID) setzen. Das Attribut MeasurementValue.name enthält den SCADA-Stellennamen. Jeder MeasurementValue wird mit einer Measurement assoziiert. Jeder MeasurementValue, der über ICCP geliefert wird, muss auch eine Assoziation zu MeasurementValueSource aufweisen.

Um die Stelle im gemessenen System eindeutig festzulegen, sollte Measurement mit einem Terminal assoziiert sein. Bei einer Schalterzustandsmessung würde jedoch die Assoziation zur entsprechenden PowerSystemResource, die den Schalter repräsentiert, ausreichend sein.

3.6 Spannungs- oder Wirkleistungssteuerung

Um unter Verwendung von CIM festzulegen, wie ein Ausrüstungsgegenstand eine Stelle im System reguliert, wird eine Assoziation zwischen der regelnden leitenden Ausrüstung [SynchronousMachine, ShuntCompensator, StaticVarCompensator (statische variable Blindleistungsmaschine), RatioTapChanger, PhaseTapChangerLinear, PhaseTapChangerSymetrical oder PhaseTapChangerAsymetrical] und einer Instanz von RegulatingControl (Regelsteuerung) oder TapChangerControl (Stufenschaltersteuerung) festgelegt. RegulatingControl oder TapChangerControl müssen mit einem Terminal assoziiert sein. Die Steuerung eines Regelausrüstungsgegenstands kann auf einen Terminal verweisen, der mit einer anderen PowerSystemResource assoziiert ist. Bei Spannungsänderungen könnte die Steuerung einer SynchronousMachine beispielsweise auf einen Terminal verweisen, der mit einer BusbarSection (Sammelschienenabschnitt) assoziiert ist. Der Terminal legt die Regelstelle fest. Die Assoziation zwischen RegulatingControl oder TapChangerControl und Terminal ist erforderlich, um die Änderung der Spannung oder Wirkleistung festzulegen. Bei SynchronousMachine, ShuntCompensator, StaticVarCompensator RatioTapChanger, PhaseTapChangerLinear, PhaseTapChangerSymetrical oder PhaseTapChangerAsymetrical, die nicht regulierend wirken, ist die Assoziation zu RegulatingControl oder TapChangerControl nicht erforderlich.

3.7 Verwendung von Kurven

3.7.1 Allgemeines

Die Verwendung der Attribute von Curve (Kurve) und CurveData (Kurvendaten) wird sich für die verschiedenen von Curve abgeleiteten Kurventypen unterscheiden. Das Attribut curveStyle (Form der Kurve) sollte auf „constantYValue“ (konstanter Y-Wert) gesetzt werden, um einen Y-Wert festzulegen, der sich nicht verändert. In diesem Fall sollte nur eine Instanz von CurveData enthalten sein, die den einzelnen Punkt der Kurve festlegt. Da der Y-Wert konstant ist, wird der Wert CurveData.xvalue ignoriert, falls er überhaupt geliefert wurde. Eine Kurve sollte niemals mehrere Instanzen von CurveData aufweisen, bei denen der Wert xvalue wiederholt wird.

3.7.2 Blindleistungsbegrenzung der Erzeugungseinheit

Die Blindleistungsgrenzen einer Erzeugungseinheit müssen im Datenaustausch enthalten sein, dürfen aber in Abhängigkeit von den Eigenschaften der repräsentierten Erzeugungseinheit abweichend festgelegt werden. In den meisten Fällen sollte eine SynchronousMachine mit einer Standard-ReactiveCapabilityCurve (Kurve der Blindleistungsfähigkeit), die die Assoziation SynchronousMachine.InitialReactiveCapabilityCurve (anfängliche Kurve der Blindleistungsfähigkeit der Synchronmaschine) verwendet, assoziiert werden.

Die Attribute der Blindleistungsgrenze in der Klasse SynchronousMachine, `minQ` und `maxQ`, können verwendet werden, falls sich die Blindleistungsgrenzen der Erzeugungseinheit nicht mit dem echten Leistungsausgang ändern. Beide Blindleistungsgrenzen sollten auf den festen Blindleistungsausgangswert gesetzt werden, falls der Blindleistungsausgang der Erzeugungseinheit fest ist.

3.8 Definition von Zeitplänen

Die Verwendung der Attribute von `RegularIntervalSchedule` (regulärer Intervallzeitplan) und `RegularTimePoint` (regulärer Zeitpunkt) wird sich für die unterschiedlichen von `RegularIntervalSchedule` abgeleiteten Typen von Zeitplänen unterscheiden. Um eine relative Zeit für einen Zeitplan festzulegen, kann der Datumsteil des `dateTime`-Formats (Datum-/Zeitformat) eliminiert werden, was zum ISO 8601-Uhrzeitformat „`hh:mm:ss`“ führt. In diesem Format ist `hh` die Anzahl der nach Mitternacht vollständig verstrichenen Stunden, `mm` die Anzahl der vollständigen Minuten seit Anfang der Stunde und `ss` die Anzahl der vollständigen Sekunden seit Anfang der Minute.

Die früheste zulässige in einem Zeitplan verwendete Zeit [`BasicIntervalSchedule.startTime` (Startzeit eines grundlegenden Intervallzeitplans)] ist „00:00:00“. Die späteste zulässige in einem Zeitplan verwendete Zeit [`RegularIntervalSchedule.endTime` (Endzeit eines regulären Intervallzeitplans)] ist „24:00:00“. Der durch `endTime` festgelegte Zeitpunkt ist nicht im Zeitraum des Zeitplans enthalten.

Ein Zeitplan, der einen Tag festlegt, muss mit mehreren `RegularTimePoints` (reguläre Zeitpunkte) festgelegt werden, die mit demselben `RegularIntervalSchedule` assoziiert sind. Er darf nicht mit mehreren Zeitplänen festgelegt werden.

Bei Zeitplänen, die mit `Season` (Jahreszeit) und `DayType` (Tageskategorie) assoziiert sind, sind die Assoziationen zu `Season` und `DayType` nicht erforderlich. Der Zeitplan wird für alle Seasons als gültig erachtet, falls ein Zeitplan keine assoziierte Season aufweist. Gleichmaßen gilt der Zeitplan für alle Tage der Woche, falls ein Zeitplan keine Assoziation zu einem `DayType` aufweist.

Wenn `SeasonDayTypeSchedules` (Zeitpläne für Jahreszeit und Tageskategorie) für eine gegebene Entität, wie zum Beispiel `ConformLoadSchedules` (übereinstimmende Lastzeitpläne) für eine gegebene `ConformLoadGroup` (übereinstimmende Lastgruppe), festgelegt werden, kann nur ein Zeitplan für eine gegebene Kombination von `Season` und `DayType` festgelegt werden.

1	Table of Contents	
2	1	Scope 8
3	2	Normative references 9
4	3	Overview of data requirements 10
5	3.1	Overview 10
6	3.2	General requirements 10
7	3.3	Transformer modeling 11
8	3.4	Modeling authorities 12
9	3.5	Use of measurement classes 13
10	3.5.1	General 13
11	3.5.2	ICCP data exchange 14
12	3.6	Voltage or active power regulation 15
13	3.7	Use of curves 15
14	3.7.1	General 15
15	3.7.2	Generating unit reactive power limits 15
16	3.8	Definition of schedules 15
17	4	CIM Equipment Profile 17
18	4.1	CIM Equipment Profile General 17
19	4.2	Concrete Classes 17
20	4.2.1	Accumulator 17
21	4.2.2	AccumulatorValue 18
22	4.2.3	ACLineSegment 18
23	4.2.4	ActivePowerLimit 20
24	4.2.5	Analog 20
25	4.2.6	AnalogValue 21
26	4.2.7	ApparentPowerLimit 22
27	4.2.8	BaseVoltage 22
28	4.2.9	Bay 23
29	4.2.10	Breaker 23
30	4.2.11	BusbarSection 24
31	4.2.12	ConformLoad 25
32	4.2.13	ConformLoadGroup 26
33	4.2.14	ConformLoadSchedule 26
34	4.2.15	ConnectivityNode 27
35	4.2.16	ControlArea 27
36	4.2.17	ControlAreaGeneratingUnit 28
37	4.2.18	CurrentLimit 29
38	4.2.19	CurveData 29
39	4.2.20	DayType 30
40	4.2.21	Disconnecter 30
41	4.2.22	Discrete 31
42	4.2.23	DiscreteValue 31
43	4.2.24	EnergyConsumer 32

44	4.2.25 EquivalentBranch	33
45	4.2.26 EquivalentInjection	34
46	4.2.27 EquivalentNetwork	35
47	4.2.28 EquivalentShunt	36
48	4.2.29 FossilFuel	36
49	4.2.30 GeneratingUnit	37
50	4.2.31 GeographicalRegion	40
51	4.2.32 GrossToNetActivePowerCurve	40
52	4.2.33 HydroGeneratingUnit	41
53	4.2.34 HydroPump	42
54	4.2.35 IEC61970CIMVersion	42
55	4.2.36 Line	43
56	4.2.37 LoadArea	43
57	4.2.38 LoadBreakSwitch	44
58	4.2.39 LoadResponseCharacteristic	44
59	4.2.40 MeasurementValueSource	47
60	4.2.41 MutualCoupling	47
61	4.2.42 Name	49
62	4.2.43 NameType	49
63	4.2.44 NonConformLoad	49
64	4.2.45 NonConformLoadGroup	50
65	4.2.46 NonConformLoadSchedule	51
66	4.2.47 NuclearGeneratingUnit	52
67	4.2.48 OperationalLimitSet	53
68	4.2.49 OperationalLimitType	54
69	4.2.50 PhaseTapChangerAsymetrical	54
70	4.2.51 PhaseTapChangerLinear	56
71	4.2.52 PhaseTapChangerSymetrical	57
72	4.2.53 PhaseTapChangerTabular	58
73	4.2.54 PhaseTapChangerTabularPoint	59
74	4.2.55 PowerTransformer	60
75	4.2.56 PowerTransformerEnd	61
76	4.2.57 RatioTapChanger	64
77	4.2.58 RatioTapChangerTabular	65
78	4.2.59 RatioTapChangerTabularPoint	65
79	4.2.60 ReactiveCapabilityCurve	67
80	4.2.61 RegularTimePoint	68
81	4.2.62 RegulatingControl	69
82	4.2.63 RegulationSchedule	70
83	4.2.64 Season	71
84	4.2.65 SeriesCompensator	71
85	4.2.66 ShuntCompensator	72
86	4.2.67 StaticVarCompensator	74
87	4.2.68 StationSupply	75
88	4.2.69 SubGeographicalRegion	76

89	4.2.70	SubLoadArea.....	76
90	4.2.71	Substation	77
91	4.2.72	Switch	77
92	4.2.73	SwitchSchedule	78
93	4.2.74	SynchronousMachine	79
94	4.2.75	TapChangerControl	81
95	4.2.76	TapSchedule	82
96	4.2.77	Terminal	83
97	4.2.78	ThermalGeneratingUnit.....	84
98	4.2.79	TieFlow	85
99	4.2.80	VoltageLevel	85
100	4.2.81	VoltageLimit	86
101	4.2.82	WindGeneratingUnit	86
102	4.3	Abstract Classes	88
103	4.3.1	BasicIntervalSchedule	88
104	4.3.2	ConductingEquipment.....	88
105	4.3.3	Conductor.....	89
106	4.3.4	ConnectivityNodeContainer	89
107	4.3.5	Curve	90
108	4.3.6	EnergyArea	90
109	4.3.7	Equipment	91
110	4.3.8	EquipmentContainer	91
111	4.3.9	EquivalentEquipment.....	92
112	4.3.10	IdentifiedObject	92
113	4.3.11	LoadGroup	93
114	4.3.12	Measurement.....	93
115	4.3.13	MeasurementValue.....	95
116	4.3.14	OperationalLimit	95
117	4.3.15	PhaseTapChanger.....	96
118	4.3.16	PhaseTapChangerNonLinear.....	97
119	4.3.17	PowerSystemResource.....	98
120	4.3.18	RegularIntervalSchedule	98
121	4.3.19	RegulatingCondEq.....	99
122	4.3.20	RotatingMachine.....	99
123	4.3.21	SeasonDayTypeSchedule.....	100
124	4.3.22	TapChanger	101
125	4.3.23	TransformerEnd.....	102
126	4.4	Enumerations	103
127	4.4.1	ControlAreaTypeKind	103
128	4.4.2	CurveStyle.....	104
129	4.4.3	FuelType	104
130	4.4.4	GeneratorControlSource.....	104
131	4.4.5	OperationalLimitDirectionKind	105
132	4.4.6	RegulatingControlModeKind	105
133	4.4.7	SeasonName.....	106

134	4.4.8	SVCControlMode	106
135	4.4.9	SynchronousMachineOperatingMode	106
136	4.4.10	SynchronousMachineType	107
137	4.4.11	TapChangerKind	107
138	4.4.12	TransformerControlMode	107
139	4.4.13	UnitSymbol	107
140	4.4.14	WindingConnection	109
141	4.5	Datatypes	109
142	4.5.1	ActivePower	109
143	4.5.2	AngleDegrees	109
144	4.5.3	ApparentPower	110
145	4.5.4	Conductance	110
146	4.5.5	CurrentFlow	110
147	4.5.6	Length	110
148	4.5.7	Money	110
149	4.5.8	PerCent	110
150	4.5.9	Reactance	111
151	4.5.10	ReactivePower	111
152	4.5.11	Resistance	111
153	4.5.12	Seconds	111
154	4.5.13	Susceptance	111
155	4.5.14	Voltage	112
156	4.5.15	VoltagePerReactivePower	112
157	5	Amplifications and conventions	113
158	5.1	Overview	113
159	5.2	XML file validity	113
160	5.3	Normative string tables	114
161	5.4	Roles and multiplicity	114
162		Annex A Model exchange use cases (informative)	117
163		Annex B Modeling authorities (informative)	122
164		Annex C Common power system model (CPSM) minimum data requirements (informative)	124
165		Annex D Bibliography	131
166			
167			
168			

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

EMS-API –

Part 452: CIM Model Exchange Specification

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the 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, the IEC publishes International Standards. 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. The 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 the 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 National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61970 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/XX/FDIS	57/XX/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.

Document history

Any person intervening in the present document is invited to complete the table below before sending the document elsewhere. The purpose is to allow all actors to see all changes introduced and the intervening persons.

Any important message to IEC editors should also be included in the table below.

Name of intervening person	Document received		Brief description of the changes introduced	Document sent	
	From	Date		To	Date
Margareta Nöth	Kurtis Hunter	20140210	English version sent to CO to generate the French version	CO	20140221

INTRODUCTION

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

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 (CIM) 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 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, 61970-552, 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.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

EMS-API –

Part 452: CIM Model Exchange Specification**1 Scope**

This standard, IEC 61970-452, is a member of the IEC 61970-450 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.

290

291 **2 Normative references**

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

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

297 IEC 61970-1, *Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 1:*
298 *Guidelines and General Requirements*

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

301 IEC 61970-301, 5th Edition, *Energy management system application program interface (EMS-API)*
302 *– Part 301: Common Information Model (CIM) base*

303 IEC 61970-501, *Energy management system application program interface (EMS-API) – Part*
304 *501: Common Information Model Resource Description Framework (CIM RDF) Schema*

305

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 the 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 attribute of IdentifiedObject, aliasName, is not required.
- Although not defined within this profile, the IdentifiedObject.mRID attribute should be used as the RDF ID. The RDF ID can not 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
- 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 PowerTransformerEnds. This gives the option to specify the impedance values for the equivalent pi-model completely at one end or split them between the two ends. The impedances shall be specified at the primary voltage side as shown in **Figure 1**.

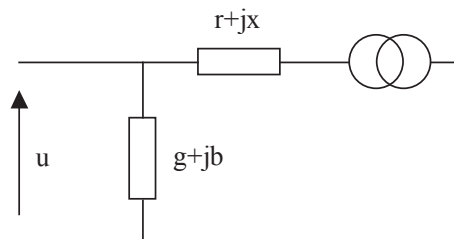


Figure 1 – Two winding transformer impedance

A three winding PowerTransformer has three PowerTransformerEnds. The equivalent pi-model corresponds to three ends 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 ends 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**.

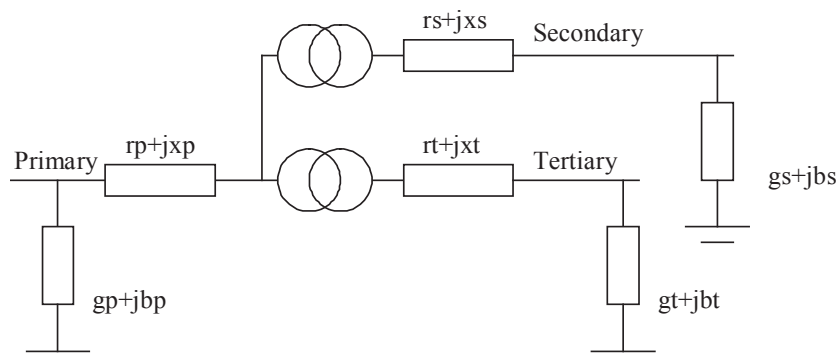


Figure 2 – Three winding transformer impedance

Additional requirements related to transformer modeling are listed below.

- Each PowerTransformer and its associated PowerTransformerEnds and tap changers (RatioTapChanger, PhaseTapChangerLinear, PhaseTapChangerSymetrical, and PhaseTapChangerAsymetrical) shall be contained within one substation. For the case of a transformer that connects two substations, however, the terminal of one of the PowerTransformerEnds can be connected to a ConnectivityNode defined in another substation. In this case, the PowerTransformer, the PowerTransformerEnds, the tap changers are still all defined in one substation.
- A PowerTransformer shall be contained by a Substation. A PowerTransformerEnd shall be contained by a PowerTransformer. A RatioTapChanger, PhaseTapChangerLinear, PhaseTapChangerSymetrical, and PhaseTapChangerAsymetrical shall be contained by a PowerTransformerEnd.
- Each PowerTransformer shall have at least two and no more than three PowerTransformerEnds. Each PowerTransformerEnd can have at most one tap changer (RatioTapChanger, PhaseTapChangerLinear, PhaseTapChangerSymetrical, or PhaseTapChangerAsymetrical). If a PowerTransformerEnd does not have an associated tap changer, the end 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 the RatioTapChanger class, PhaseTapChangerLinear class, PhaseTapChangerSymetrical class, or PhaseTapChangerAsymetrical class. Each 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 shall 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 we use the concepts of ModelingAuthority and ModelingAuthoritySet. ModelingAuthority and ModelingAuthoritySet are not defined as classes in the normative portion of the CIM. 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](#). When using the concept of

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 tap changer (RatioTapChanger, PhaseTapChangerLinear, PhaseTapChangerSymmetrical or PhaseTapChangerAsymmetrical). 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, PowerTransformer, 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**.

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

Table 1 – Valid measurementTypes

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 61870-6 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 MeasurementValueSource shall be associated with an instance of Name where the attribute Name.name holds the name of the supplying control center. The instance of NameType associated with the control center Name shall have the NameType.name attribute set to "ICCP Provider ID".

The MeasurementValue classes are used to specify the ICCP ID. The MeasurementValue shall be associated with an instance of Name where the attribute Name.name holds the ICCP ID. The instance of NameType associated with the ICCP ID Name shall have the NameType.name attribute set to "ICCP ID". The MeasurementValue.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, PhaseTapChangerLinear, PhaseTapChangerSymetrical, or PhaseTapChangerAsymetrical) and an instance of RegulatingControl or TapChangerControl. The RegulatingControl or TapChangerControl shall be associated with a Terminal. The control for a piece of regulating equipment can refer to a Terminal associated with another PowerSystemResource. For instance, for voltage regulation purposes the control for a SynchronousMachine could refer to a Terminal associated with a BusbarSection. The Terminal defines the point of regulation. The association between RegulatingControl or TapChangerControl and Terminal is required to define regulation of voltage or active power. For a SynchronousMachine, ShuntCompensator, StaticVarCompensator, RatioTapChanger, PhaseTapChangerLinear, PhaseTapChangerSymetrical or PhaseTapChangerAsymetrical that is not regulating, the association to RegulatingControl or TapChangerControl 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.

535 A schedule defining a day shall be defined with multiple RegularTimePoints associated with the
536 same RegularIntervalSchedule. It shall not be defined with multiple schedules.
537
538 For schedules that are associated with Season and DayType, the associations to Season and
539 DayType are not required. If a schedule does not have an associated Season, the schedule will
540 be considered valid for all Seasons. Similarly, if a schedule does not have an association to a
541 DayType, the schedule will be considered to apply to all days of the week.
542
543 When SeasonDayTypeSchedules are defined for a given entity, such as ConformLoadSchedules
544 for a given ConformLoadGroup, only one schedule can be defined for a given combination of
545 Season and DayType.
546

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.

Name	Version	URI	Revision date
Equipment	2	http://iec.ch/TC57/61970-452/Equipment/2	2011-05-17

Table 2 Profiles defined in this document

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
unitMultiplier	1..1	UnitMultiplier	see Measurement
unitSymbol	1..1	UnitSymbol	see Measurement
PowerSystemResource	1..1	PowerSystemResource	see Measurement
Terminal	0..1	Terminal	see Measurement

574

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

575

576 4.2.2 AccumulatorValue

577 Meas

578 AccumulatorValue represents an accumulated (counted) MeasurementValue.

579 In the context of this profile this class is only used to define measurements that are available via
 580 ICCP. It is not used to supply values for those measurements. Consequently the value attribute is
 581 not included in this profile.

582

583 **Native Members**

584

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

585

586 **Inherited Members**

587

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

588

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

589

590 4.2.3 ACLineSegment

591 Wires

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

594 For symmetrical, transposed 3ph lines, it is sufficient to use attributes of the line segment, which
 595 describe impedances and admittances for the entire length of the segment. Additionally
 596 impedances can be computed by using length and associated per length impedances.

597 - Each ACLineSegment is required to have an association to a BaseVoltage. The association to
 598 Line is not required.

599 - Using the EquipmentContainer association, an ACLineSegment can only be contained by a
 600 Line, but the association to Line is not required.

601

602 **Native Members**

603

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.

604
605
606

Inherited Members

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

607

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

608

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

609

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

610

611 4.2.4 ActivePowerLimit

612 OperationalLimits

613 Limit on active power flow.

614

615 **Native Members**

616

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

617

618 **Inherited Members**

619

OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	see OperationalLimit
OperationalLimitType	1..1	OperationalLimitType	see OperationalLimit

620

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

621

622 4.2.5 Analog

623 Meas

624 Analog represents an analog Measurement.

625 - The positiveFlowIn attribute is only required if the Measurement measures a directional flow of
 626 power.

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

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

632

633 Native Members

634

positiveFlowIn	0..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.
----------------	------	---------	---

635

636 Inherited Members

637

measurementType	1..1	string	see Measurement
unitMultiplier	1..1	UnitMultiplier	see Measurement
unitSymbol	1..1	UnitSymbol	see Measurement
PowerSystemResource	1..1	PowerSystemResource	see Measurement
Terminal	0..1	Terminal	see Measurement

638

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

639

640 4.2.6 AnalogValue

641 Meas

642 AnalogValue represents an analog MeasurementValue.

643 In the context of this profile this class is only used to define measurements that are available via
 644 ICCP. It is not used to supply values for those measurements. Consequently the value attribute is
 645 not included in this profile.

646

647 **Native Members**

648

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

649

650 **Inherited Members**

651

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

652

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

653

654 4.2.7 ApparentPowerLimit

655 OperationalLimits

656 Apparent power limit.

657

658 **Native Members**

659

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

660

661 **Inherited Members**

662

OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	see OperationalLimit
OperationalLimitType	1..1	OperationalLimitType	see OperationalLimit

663

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

664

665 4.2.8 BaseVoltage

666 Core

667 Defines a system base voltage which is referenced.

668

Native Members

nominalVoltage	1..1	Voltage	The power system resource's base voltage.
----------------	------	---------	---

Inherited Members

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..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. A bay typically represents a physical grouping related to modularization of equipment.

- 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 voltage level containing this bay.
--------------	------	--------------	--

Inherited Members

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

Inherited Members

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

ratedCurrent	0..1	CurrentFlow	see Switch
retained	1..1	boolean	see Switch

698

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

699

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

700

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

701

702 4.2.11 BusbarSection

703 Wires

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

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

709

710 **Inherited Members**

711

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

712

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

713

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

714

715 4.2.12 ConformLoad

716 LoadModel

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

719 - The definition of the real and reactive power injections for an EnergyConsumer can be done
720 using different sets of attributes. In the simplest case, the injections can be defined directly using
721 only the attributes fixed and qfixed.

722 - The injections for a ConformLoad can be defined as a percentage of the ConformLoadGroup
723 with the attributes pfixedPct and qfixedPct. In this case, the associated ConformLoadGroup
724 would have to have an associated ConformLoadSchedule.

725 - See EnergyConsumer for specific notes about inherited attributes.

726

727 **Native Members**

728

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

729

730 **Inherited Members**

731

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

732

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

733

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

734

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

735

736 4.2.13 ConformLoadGroup

737 LoadModel

738 A group of loads conforming to an allocation pattern.

739

740 **Inherited Members**

741

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

742

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

743

744 4.2.14 ConformLoadSchedule

745 LoadModel

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

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

751

752 **Native Members**

753

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

754

755 **Inherited Members**

756

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

757

endTime	1..1	dateTime	see RegularIntervalSchedule
---------	------	----------	-----------------------------

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

758

startTime	1..1	dateTime	see BasicIntervalSchedule
value1Unit	1..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule
value2Unit	0..1	UnitSymbol	see BasicIntervalSchedule

759

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

760

761 4.2.15 ConnectivityNode

762 Core

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

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

766

767 **Native Members**

768

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

769

770 **Inherited Members**

771

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

772

773 4.2.16 ControlArea

774 ControlArea

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

780

781 **Native Members**

782

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	0..1	EnergyArea	The energy area that is forecast from this control area specification.

783

784 **Inherited Members**

785

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

786

787 4.2.17 ControlAreaGeneratingUnit

788 ControlArea

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

792

793 **Native Members**

794

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.
--	--	--	--

795

796 4.2.18 CurrentLimit

797 OperationalLimits

798 Operational limit on current.

799

800 **Native Members**

801

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

802

803 **Inherited Members**

804

OperationalLimitSet	1..1	OperationalLimitSet	see OperationalLimit
OperationalLimitType	1..1	OperationalLimitType	see OperationalLimit

805

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

806

807 4.2.19 CurveData

808 Core

809 Multi-purpose data points for defining a curve. The use of this generic class is discouraged if a
 810 more specific class can be used to specify the x and y axis values along with their specific data
 811 types.

812

813 **Native Members**

814

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	0..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 of this curve data point.

- 815
- 816 4.2.20 DayType
- 817 LoadModel
- 818 Group of similar days. For example it could be used to represent weekdays, weekend, or
- 819 holidays.
- 820 - The name attribute indicates the days of the week that a given DayType represents.
- 821 - If the name attribute is All, it represents all seven days of the week.
- 822 - If the name attribute is Weekday, it represents Monday through Friday.
- 823 - If the name attribute is Weekend, it represents Saturday and Sunday.

824

825 **Inherited Members**

826

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

827

828 4.2.21 Disconnecter

829 Wires

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

833

834 **Inherited Members**

835

normalOpen	1..1	boolean	see Switch
ratedCurrent	0..1	CurrentFlow	see Switch
retained	1..1	boolean	see Switch

836

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

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

aliasName	0..1	string	see IdentifiedObject
name	1..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
unitMultiplier	1..1	UnitMultiplier	see Measurement
unitSymbol	1..1	UnitSymbol	see Measurement
PowerSystemResource	1..1	PowerSystemResource	see Measurement
Terminal	0..1	Terminal	see Measurement

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

4.2.23 DiscreteValue

Meas

DiscreteValue represents a discrete MeasurementValue.

857 In the context of this profile this class is only used to define measurements that are available via
 858 ICCP. It is not used to supply values for those measurements. Consequently the value attribute is
 859 not included in this profile.

860

861 **Native Members**

862

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

863

864 **Inherited Members**

865

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

866

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

867

868 **4.2.24 EnergyConsumer**869 **Wires**

870 Generic user of energy - a point of consumption on the power system model.

871 - The definition of the real and reactive power injections for an EnergyConsumer can be done
 872 using different sets of attributes. In the simplest case, the injections can be defined directly using
 873 only the attributes fixed and qfixed.

874 - To specify conforming and nonconforming loads, the classes ConformLoad, NonConformLoad,
 875 or their subtypes should be used.

876 - The attributes defining the affect of voltage and frequency on the injection defined by an
 877 associated LoadResponseCharacteristic should be supplied, if they are available, but are not
 878 required.

879

880 **Native Members**

881

pfixed	0..1	ActivePower	Active power of the load that is a fixed quantity. Load sign convention is used, i.e. positive sign means flow out from a node.
pfixedPct	0..1	PerCent	Fixed active power as per cent of load group fixed active power.

			Load sign convention is used, i.e. positive sign means flow out from a node.
qfixed	0..1	ReactivePower	Reactive power of the load that is a fixed quantity. Load sign convention is used, i.e. positive sign means flow out from a node.
qfixedPct	0..1	PerCent	Fixed reactive power as per cent of load group fixed reactive power. Load sign convention is used, i.e. positive sign means flow out from a node.
LoadResponse	0..1	LoadResponseCharacteristic	The load response characteristic of this load. If missing, this load is assumed to be constant power.

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
name	1..1	string	see IdentifiedObject

4.2.25 EquivalentBranch

Equivalents

The class represents equivalent branches.

892 **Native Members**

893

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

894

895 **Inherited Members**

896

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

897

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

898

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

899

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

900

901 **4.2.26 EquivalentInjection**902 **Equivalents**

903 This class represents equivalent injections (generation or load). Voltage regulation is allowed
 904 only at the point of connection.

905

906 **Native Members**

907

maxP	1..1	ActivePower	Minimum active power of the injection.
minP	1..1	ActivePower	Maximum active power of the injection.
regulationCapability	1..1	boolean	Specifies whether or not the EquivalentInjection