

DIN EN 61968-9

ICS 35.240.99

Ersatz für
DIN EN 61968-9:2010-04
Siehe Anwendungsbeginn

**Integration von Anwendungen in Anlagen der Elektrizitätsversorgung –
Systemschnittstellen für Netzführung –
Teil 9: Zählerfernauslesung und -steuerung
(IEC 61968-9:2013);
Englische Fassung EN 61968-9:2014**

Application integration at electric utilities –
System interfaces for distribution management –
Part 9: Interfaces for meter reading and control
(IEC 61968-9:2013);
English version EN 61968-9:2014

Intégration d'applications pour les services électriques –
Interfaces système pour la gestion de distribution –
Partie 9: Interfaces pour le relevé et la commande des compteurs
(CEI 61968-9:2013);
Version anglaise EN 61968-9:2014

Gesamtumfang 468 Seiten

DIN/VDE-DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn für die von CENELEC am 2013-11-20 angenommene Europäische Norm als DIN-Norm ist 2014-10-01.

Für DIN EN 61968-9:2010-04 besteht eine Übergangsfrist bis 2016-11-20.

Nationales Vorwort

Vorausgegangener Norm-Entwurf: E DIN EN 61968-9:2013-05.

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.

Die enthaltene IEC-Publikation wurde vom TC 57 „Power systems management and associated information exchange“ erarbeitet.

Das IEC-Komitee hat entschieden, dass der Inhalt dieser Publikation bis zu dem Datum (stability date) unverändert bleiben soll, das auf der IEC-Website unter „<http://webstore.iec.ch>“ zu dieser Publikation angegeben ist. Zu diesem Zeitpunkt wird entsprechend der Entscheidung des Komitees die Publikation

- bestätigt,
- zurückgezogen,
- durch eine Folgeausgabe ersetzt oder
- geändert.

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.

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 den vorliegenden Normentwurf erfüllt.

Da sich die Benutzer der vorliegenden Norm der englischen Sprache als Fachsprache bedienen, wird die Englische Fassung der EN 61968-9 veröffentlicht. Zu deren Abschnitt 4 sowie deren Abschnitt 3, der die Begriffe festlegt, wurde eine Übersetzung angefertigt und als informativer Nationaler Anhang NA der vorliegenden Norm hinzugefügt. Für viele der verwendeten Begriffe existieren keine gebräuchlichen deutschen Benennungen, da sich die deutschen Anwender in der Regel ebenfalls der englischen Benennungen bedienen. Diese Norm steht nicht in unmittelbarem Zusammenhang mit Rechtsvorschriften und ist nicht als Sicherheitsnorm anzusehen.

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 61968-9:2010-04 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) Änderungen bestehender und Ergänzung neuer Profile, um PAN und UsagePoints zu unterstützen;
- b) Erweiterungen, um PAN-Geräte generisch als EndDevices zu unterstützen;

- c) Erweiterungen zum MeterReading-Modell und zu den MeterReading-Profilen, um umfangreichere Beschreibungen von gemessenen Mengen und zufälligen Messungen zu ermöglichen;
- d) Hinzufügen von CIM-Namenklassen und entsprechende Korrekturen von Profilen, um Referenzierungen mittels Namen statt durch mRID zu erlauben; werden im Dokument mRID-Werte benutzt, können alternativ auch Werte „Name.name“ verwendet werden - dies wird im Anhang G beschrieben,
- e) Referenzen zu ReadingTypes, EndDeviceEventTypes und EndDeviceControlTypes bei Namensbezügen;
- f) Definition von normativen Aufzählungen für ReadingTypes; EndDeviceEventTypes und EndDeviceControlTypes in den Anhängen;
- g) verschiedene Korrekturen in den Beispiel-Sequenzdiagrammen;
- h) Entfernung des MeterAssetReading-Profiles, wo dessen Funktionalität durch das MeterReading-Profil unterstützt wird;
- i) Umbenennung der Klasse „MeterAsset“ in „Meter“;
- j) Umbenennung des MeterAssetConfig-Profiles in MeterConfig;
- k) Umbenennung des EndDeviceAssets-Profiles in EndDeviceConfig;
- l) Entfernung des EndDeviceFirmware-Profil, wo dessen Funktionalität durch das EndDeviceConfig-Profil unterstützt wird;
- m) Verwendung von neuen Namensräumen, um die neue Edition zu berücksichtigen, in der die Namensräume auch das Jahr wiedergeben, in dem das Profil definiert wurde;
- n) Einführung des UsagePoint als Ersatz für und Verallgemeinerung von ServiceDeliveryPoint;
- o) SDPLocationConfig ist herabgestuft zugunsten von UsagePointLocationConfig;
- p) einige der zuvor definierten Profile wurden in den neuen Unterabschnitt 5.2 verschoben, dessen Schwerpunkt Daten-Verbindungen sind;
- q) Eliminierung des MeterSystemEvents-Profiles, da dieses keine Funktionalität bereitstellt, die nicht vom EndDeviceEvents-Profil übernommen werden kann;
- r) es gibt einige Profile, die ursprünglich definiert wurden, um Vorauszahlungs-Anwendungsfälle (Prepayment Use Cases) zu unterstützen, nun aber als eher allgemeiner eingeschätzt werden und daher konsequenterweise in Unterabschnitt 5.10 verschoben wurden;
- s) Unterabschnitt 5.8 besteht nun ausschließlich aus den Profilen, die spezifisch für die Vorauszahlungen sind; in allen Fällen wurden einige Überarbeitungen dieser Profile durchgeführt, um die notwendigen und beschriebenen Änderungen widerzuspiegeln;
- t) SupplierConfig wurde umbenannt in ServiceSupplierConfig;
- u) Mitteilungen, die das SUBSCRIBE-Verb verwenden, wurden entfernt, da diese sich auf den zugrunde liegenden Kommunikations-Transport und nicht auf die tatsächlichen IEC 61968-Mitteilungen beziehen;
- v) zukünftige Editionen streben an, dass Änderungen nicht grundlegender Natur sind; Namensräume der vorherigen Versionen sollten erhalten bleiben, aber die Revisionsattribute in XSD werden entsprechend erhöht.

Frühere Ausgaben

DIN EN 61968-9: 2010-04

Nationaler Anhang NA (informativ)

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe nach IEC 60050-300, IEC/TS 61968-2, IEC/TR 62051-1, IEC 62055-31 und die folgenden Begriffe.

ANMERKUNG Wenn Abweichungen zwischen den Begriffen in dieser Norm und den Begriffen in den anderen angegebenen IEC-Normen bestehen, haben die in IEC/TS 61968-2 definierten Begriffe Vorrang vor den anderen aufgeführten Begriffen, und die in diesem Teil 9 definierten Begriffe haben Vorrang vor den in IEC/TS 61968-2 definierten Begriffen.

3.1.1

Kundenprogramm

(en: customer program)

ein Klassifizierungsschema für den Verkauf von Energie mit einem bestimmten Tarif an Kunden

Anmerkung 1 zum Begriff: Das Programm kann den Zweck, die Nutzungsdauer, die Betriebsspannung(en), den Verbrauch und/oder andere Bedingungen wie die Voraussetzungen für den Verkauf festlegen.

Anmerkung 2 zum Begriff: Versorgungsunternehmen dürfen bestimmte Programme für ihre Kunden aus Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft sowie ihre Privatkunden auflagen mit dem Ziel, ein bestimmtes Verhalten zu fördern oder um ihnen ihre Möglichkeiten bewusst zu machen.

3.1.2

Lastmanagement

(en: demand response)

Menge von Prozessen und Programmen zur Verringerung des Verbrauchs

Anmerkung zum Begriff: Dies kann auf der Grundlage der Kosten, von Zwang oder infolge eines Notfalls durchgeführt werden

3.1.3

Endgerät

(en: end device)

Gerät am Ende des Kommunikationssystems, in der Regel beim Kunden

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein Gerät am Ende des Kommunikationssystems kann Funktionen wie Messen, Verbinden/Trennen, Lastregelung, Lastmanagement oder andere Funktionen ausführen und ein Leistungsrelais und/oder lokale Kommunikationsfähigkeiten umfassen. Es wird innerhalb des CIM mit Endgeräteklassen dargestellt. Beispiele für Endgeräte sind Zähler und PAN-Geräte

3.1.4

Kopfstation

(en: head end)

Komponente eines Zählersystems, welches Daten von den Endgeräten erfasst und Steuerungsmaßnahmen an die Endgeräte ausgibt

Anmerkung zum Begriff: Darüber hinaus kann es das Kommunikationssystem für die Kommunikation mit den Endgeräten verwalten. Vom Standpunkt der Integration in das Unternehmen aus wirkt die Kopfstation als ein Proxy für Endgeräte.

3.1.5**Gateway**

Gerät, welches zur Verwaltung von Geräten in einem PAN verwendet werden kann und an internetbasierten Interaktionen teilnimmt

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein Gateway darf eine Umwandlung von einem Protokoll in ein anderes durchführen

3.1.6**Laststeuergerät**

(en: load control device)

Endgerät, welches Signale empfangen kann und damit zum Lastabwurf veranlasst wird, um die Zuverlässigkeit des Netzes aufrechtzuerhalten und/oder geschäftliche Vereinbarungen einzuhalten

3.1.7**Zähler**

(en: meter)

Endgerät, welches Messungen durchführt und die Abrechnung im Verteilungs- und/oder Übertragungsnetz unterstützt

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Typ wird mit der CIM-Zählerklasse angegeben, die eine Unterklasse von Endgeräte ist.

Anmerkung 2 zum Begriff: Als Endgerät hat ein Zähler gewöhnlich, aber nicht immer, eine Kommunikationsverbindung zu einer Kopfstation.

3.1.8**Zähleraustausch, Ersatz eines Zählers**

(en: meter changeout; meter exchange)

Vorgang des Ersetzens eines vorhandenen Zählers durch einen neuen Zähler

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Monteur wird üblicherweise eine Arbeitsanweisung befolgen, die einen bestimmten Ort angibt und in der Regel fordert, den Zählerstand des alten und des neuen Zählers abzulesen und Uhrzeit und Datum aufzunehmen, zu der bzw. an dem die Arbeiten durchgeführt wurden.

3.1.9**Zählerdatenmanager**

(en: meter data manager)

System zur Verwaltung von Zählerdaten, das gewöhnlich eine Vielzahl von Zusatzfunktionen wie VEE bietet

3.1.10**Gebäudenetz**

(en: premise area network, PAN)

gehört insofern zum Anwendungsbereich eines Heimnetzes (en: home area network, HAN), dass es auch Geschäftsgebäude einschließt

3.1.11**PAN-Gerät**

(en: PAN device)

Endgerät im Gebäude des Kunden, das über ein PAN kommuniziert

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein PAN-Gerät kann in der Regel Steuerbefehle annehmen und/oder Ereignisse melden.

Anmerkung 2 zum Begriff: PAN-Geräte nutzen gewöhnlich Zähler als Kommunikations-Gateways.

3.1.12**Inkassozähler**

(en: payment meter)

Elektrizitätszähler mit zusätzlicher Funktionalität, der so betrieben werden kann, dass der Energiefluss nach vereinbarten Zahlungsweisen geregelt wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Dazu gehört gewöhnlich die Bezahlung der Energie im Voraus.

3.1.13

Betriebsart Vorauszahlung

(en: prepayment mode)

Zahlungsweise mit einer automatischen Abschaltung, wenn das verfügbare Guthaben verbraucht ist

4 Referenz- und Informationsmodelle

4.1 Allgemeiner Ansatz zu Messsystemen

Die drehende Scheibe in einem elektromechanischen Zähler dient üblicherweise als Impulsgeber für ein Aufzeichnungsmodul des Zählers. Elektronische Zähler können auch eine messtechnische Einheit verwenden, welche Impulse erzeugt, die einem Bruchteil einer kWh entsprechen, und bei noch höherem Anspruch kann ein elektronischer Zähler ein Zähleraufzeichnungsgerät umfassen, welches in der Lage ist, viele verschiedene Arten von Informationen zusammenzufassen und diese zur Anzeige über ein Zählerkommunikationsmodul zu speichern, wobei ein nachrichten- und tabellengesteuertes Protokoll, wie z. B. nach ANSI C12 oder IEC 62056, verwendet wird.

Die gebräuchlichsten erfassten Datenelemente sind kWh, aber viele elektrische Zähler können auch kW, kVAr, kVArh und andere vergleichbare Abrechnungsgrößen erfassen. Einige Zähler können sogar reine technische Größen erfassen, wie z. B. Spannung, Strom, Leistungsfaktor usw.

Einige AMR-Systeme (en: Automatic Meter Reading; de: automatische Zählerablesung) versuchen, den Zähler aufzuwerten, indem Funktionalitäten hinzugefügt werden, welche der Zähler möglicherweise nicht bietet. Bei einfachen Zählern (z. B. nur Energie) ist es für ein AMR-Modul üblich, die Fähigkeit der Ausführung der Bedarfszählung, Intervalldatenaufzeichnung (IDR; en: Interval Data Recording), hinzuzufügen, eine Zuschaltungszählung aufrechtzuerhalten oder sogar Schätzungen von bestimmten technischen Größen wie der Spannung bereitzustellen.

Gewerbliche und industrielle Zähler verwenden häufig Stromwandler und Spannungswandler, um die tatsächliche Dienstleistung zu zählen. Primärspannungen und -ströme werden unter Verwendung von Spannungswandlern (PTs; en: potential transformer) und Stromwandlern (CTs; en: current transformer) herabgesetzt, so dass der Zähler nicht so ausgelegt werden muss, dass er hohen Spannungen und Strömen standhalten kann, welche tatsächlich an der Last bereitgestellt werden. Sekundärspannungen und -ströme sind solche, welche häufig direkt am Zähler gemessen werden. Sekundärwerte sind ein kleiner prozentualer Anteil der Primärwerte, welche tatsächlich an der Last bereitgestellt werden oder mit dieser verbunden sind. Wenn Sekundärspannungen und -ströme durch den Zähler gemessen werden, können diese unter Verwendung von PT- und CT-Verhältnissen, welche lediglich das Verhältnis von Primär- zu Sekundärwerten sind, in Primärwerte zurück umgerechnet werden.

Das Zählersystem wird Zählerdaten und andere Daten mit einem Mehrwert durch das Netzwerk des Zählersystems an den Bestimmungsort übertragen. Abhängig vom System kann der Übermittlungsweg viele Schritte durch öffentliche und private Netzwerke, lizenzierte und nicht lizenzierte RF-Spektren, genormte oder proprietäre Systeme, als Einweg- oder Zweiwegvariante umfassen.

Einige allgemeine Aktivitäten und Dienste können für ein Zählersystem festgelegt werden. Diese allgemeinen Aktivitäten werden im Kontext einer gegebenen Verbrauchszahlungslösung in spezifische Vorgänge überführt.

Allgemeine Aktivitäten können geplant werden oder nach Bedarf abgerufen werden. Jede Aktivität gibt eine Antwort mit einer wahlfreien Statusangabe. Eine Nachricht schließt eine allgemeine Aktivität ein.

Leser von IEC 61968-9, welche an zusätzlichen Informationen interessiert sind, können andere Normen hinzuziehen, unter anderem IEC 62056, DLMS UA (Device Language Message Specification User Association; de: Anwendervereinigung für standardisierte Sprache für die Zählerkommunikation) und das COSEM-Modell: Firmenspezifikation für die Gebührenerfassung des Energieverbrauchs (en: Companion Specification for Energy Metering).

4.2 Referenzmodell

4.2.1 Allgemeines

Die folgenden Schemata dienen als Referenzmodelle und liefern Beispiele der logischen Komponenten und des Datenflusses mit Bezug zu dieser Internationalen Norm. Unterabschnitt 4.5.2 liefert Verweisungen zu Begriffen, welche durch das CIM definiert sind.

Der „Zähler“ (en: meter) ist eine Spezialisierung von „Endgerät“ (en: end device). Das Endgerät kann eine Metrologie-Fähigkeit umfassen, es kann eine Kommunikationsfähigkeit umfassen, es kann eine Laststeuerungseinheit sein, und es kann eine Mischung von vielen verschiedenen Arten von Funktionalitäten umfassen. Bild 2 versucht, das Konzept einer wesentlichen Bedarfsliste für Funktionalitäten zu beschreiben, welche im (logischen oder physikalischen) Endgerät verfügbar sein können.



Bild 2 – Beispiel eines Endgerätes mit Funktionen

Das Endgerät selbst ist, während es eine Unmenge an Funktionalitäten repräsentiert, nicht das Thema dieser Norm. Es gibt viele Interaktionen, welche letztendlich Auswirkungen auf das Endgerät haben, aber als ein Ergebnis einer Kommunikation zwischen Systemen auf einer viel höheren Ebene der Steuerungsarchitektur auftreten. Die Interaktion zwischen Systemen liegt im Anwendungsbereich dieser Norm, und Bild 3 ist eine informative Sicht auf die beteiligten Systeme und liefert einen Überblick über die Interessengruppe.

Aus der Perspektive dieser Norm hat ein Endgerät:

- eine eindeutige Identität (mRID (en: master resource identifier) und/oder eine oder mehrere Instanzen der Namenklasse) haben;
- wird als ein physikalischer Vermögenswert (en: Asset) verwaltet;
- kann ein Ereignis herausgeben;
- kann Steuerungsanfragen empfangen;
- kann gemessene Werte sammeln und berichten;
- kann an Geschäftsprozessen des Versorgungsunternehmens teilnehmen.

Die folgenden Schemata in den Bildern 3 und 4 beschreiben den Ablauf zwischen den Komponenten des Referenzmodells. Es werden zwei Schemata verwendet, um die Unübersichtlichkeit zu verringern, welche in einem einzelnen Schema auftreten würde. Die Zahlen in Klammern liefern die Verknüpfung mit den Ablaufdefinitionen.

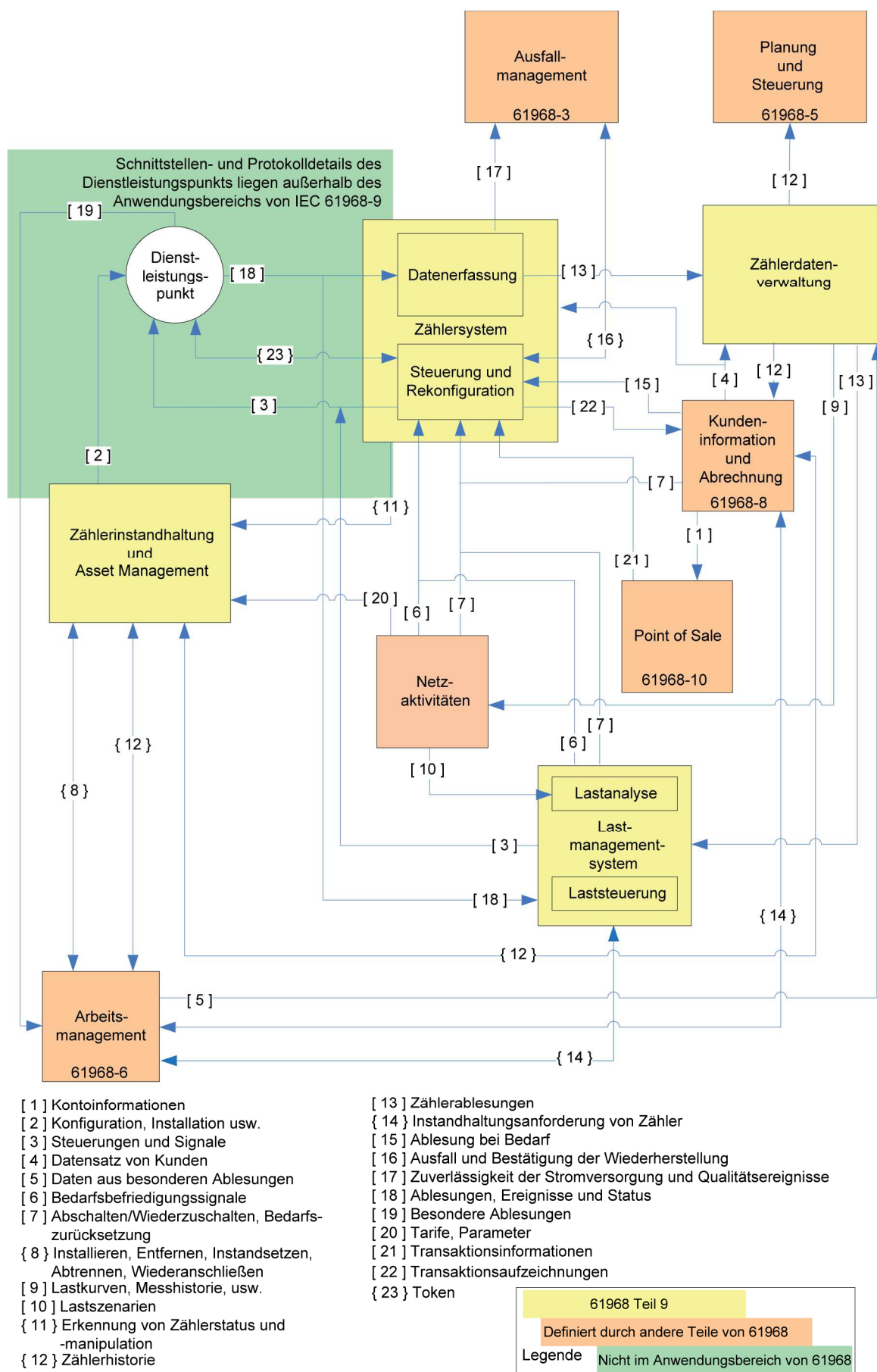


Bild 3 – Referenzmodell von IEC 61968-9

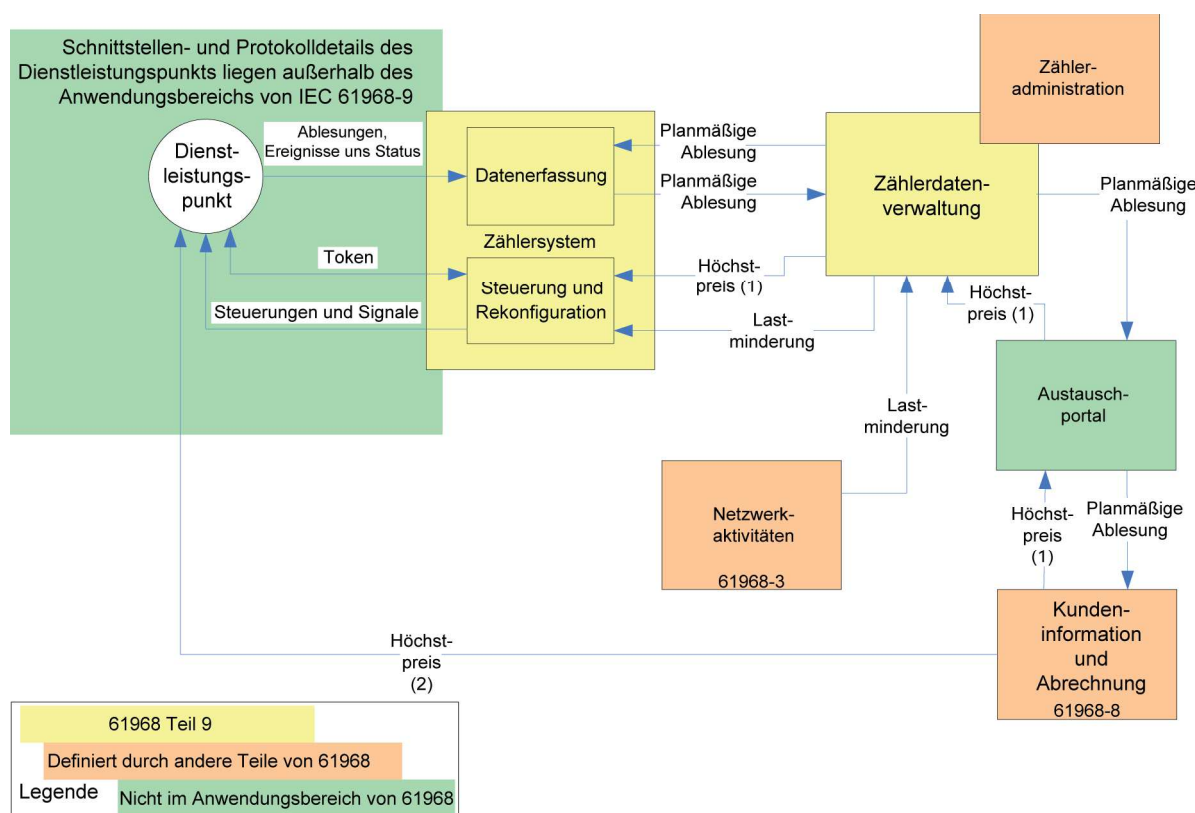


Bild 4 – Referenzmodell von IEC 61968-9 mit Kundeninformation und Abrechnungssystem

Die Referenzarchitektur gibt die fünf wesentlichen logischen Komponenten (potentiell als Systeme oder Teilsysteme realisiert) wieder, welche auf die Verbrauchszählung bezogen sind:

- Verbrauchszählungssystem, welches potenziell die Funktionalität der Datenerfassung und Steuerung und Rekonfiguration umfasst;
- Verwaltung der Zählerdaten, welche Funktionen der Zähleradministration umfassen kann;
- Zählerinstandhaltung;
- Lastmanagement, welches potenziell die Funktionalität der Laststeuerung und der Lastanalyse umfasst;
- Verwaltung von Zählervermögenswerten.

Das Verbrauchszählungssystem und die Komponenten des Zählerinstandhaltungssystems können mit einem spezifischen Zähler und zugehöriger Kommunikationstechnologie verbunden sein, oder sie können viele Typen von Zählern (und allgemeiner von Endgeräten) und zugehörige Kommunikationstechnologie unterstützen. Die Komponente des Zählerdaten-Verwaltungssystems kann Zählerdaten von mehr als einem Verbrauchszählungssystem unterstützen und zusammenlegen. Das Verbrauchszählungssystem kann ebenfalls die Zusammenlegung von verschiedenen Implementierungen von Messung und Datenerfassung unterstützen, wenn eine einheitliche Schnittstelle zur Komponente des Zählerdaten-Verwaltungssystems vorhanden ist.

4.2.2 Verbrauchszählungssystem (MS) – Datenerfassung

Die Aufgabe der Teilkomponente Datenerfassung innerhalb des Verbrauchszählungssystems kann umfassen:

- Erfassung von Ablesungen und Status. Ablesungen und Status können entweder mit manuellen oder automatisierten Mitteln erfasst werden, auf einer planmäßigen Grundlage oder nach Bedarf.
- Übertragung von Zählerablesungen und Status an ein Zählerdaten-Verwaltungssystem.
- Übertragung von Daten der Zuverlässigkeit der Stromversorgung und von Qualitätseignissen an Ausfallmanagement, Netzbetrieb und Kapazitätsplanungssysteme.

- Übertragung von Zustandsinformationen des Kommunikationsnetzwerks an die Verantwortlichen für die Instandhaltung des Kommunikationsnetzwerks.

Es ist wichtig zu beachten, dass Verbrauchszählungssysteme in Bezug auf verwendete Technologien, verwendeten Protokolle, Fähigkeiten und Häufigkeit der Datenerfassung erhebliche Unterschiede aufweisen. Die internen Einzelheiten von Zählern, Kommunikationstransporten und Protokollen liegen außerhalb des Anwendungsbereichs dieser Internationalen Norm.

Ein von einem menschlichen Zählerableser verwendetes Handgerät könnte als ein Verbrauchszählungssystem angesehen werden. Bei einer üblichen Zählerablesung durch Personen gibt ein Ableser vor Ort Daten in ein Handgerät ein. Das Handgerät ist nicht mit einem Kommunikationsnetzwerk vor Ort verbunden. Am Ende eines Arbeitstages wird das Handgerät beim Ableser zu Hause (nicht in einem Büro) mit einem Kommunikationsnetzwerk verbunden, und Zählerdaten werden in ein Datenverwaltungssystem hochgeladen. In diesem Fall sollte dieses Kommunikationsnetzwerk Teil eines Verbrauchszählungssystems sein. Die Datenerfassung ist in IEC 61968-1 als „MR-RMR“ beschrieben.

4.2.3 Verbrauchszählungssystem (MS) – Steuerung und Rekonfiguration

Die Aufgaben der Komponente Steuerung und Rekonfiguration innerhalb des Verbrauchszählungssystems sind:

- primäre Schnittstelle bei der Ausführung von Zählersteuerungsbefehlen;
- Übermittlung von Zahlungsinformationen;
- Einsatz als Kommunikationsgateway für Laststeuerungsgeräte;
- Abschalten/Wiederzuschalten der Versorgung;
- Konfiguration von Tarifeinheiten von Messgrößen und Kalender;
- Konfiguration der Messung der Stromversorgungsqualität;
- Konfiguration der Aufzeichnung von Zählerereignissen;
- Übertragung von Laststeuerungssignalen;
- Konfiguration von Zähleridentität und Sicherheitsdaten;
- Betrugserkennung.

Diese Teilkomponente wird einzeln innerhalb des Verbrauchszählungssystems identifiziert, um das Vorhandensein von Verbrauchszählungssystemen zu erkennen, welche nicht die Fähigkeit besitzen, Nachrichten an den Zähler zu senden. IEC 61968-1 beschreibt die Teilkomponente als „MR-MOP-Zähler-Konfiguration“. Verbrauchszählungssysteme mit diesen Fähigkeiten werden häufig als „AMI“ bezeichnet.

4.2.4 Laststeuerung

Die Infrastruktur des Verbrauchszählungssystems kann häufig als Kommunikationsgateway für Laststeuerungseinheiten verwendet werden. Laststeuerungseinheiten sind Endgeräte mit der Fähigkeit der Laststeuerung (LC; en: load control). Diese sind so verkabelt, dass sie einzelne Zielgeräte steuern. Endgeräte mit einer LC-Funktionalität können verschiedener Art sein. Häufig kann sich eine fest zugeordnete LC-Einheit am (oder in der Nähe des) Gerät(s) befinden, welches gesteuert werden soll. Ein anderer Ansatz ist die Verwendung von Zählern, welche Schaltrelais haben, die so konfiguriert sind, dass sie als LC-Geräte dienen. Ein weiterer Ansatz ist die Schaffung einer Schnittstelle zum Kunden-Energiemanagementsystem (was ein anderer Typ von Endgerät wäre).

4.2.5 Lastmanagementsystem (LMS)

Ein Lastmanagementsystem wird verwendet, um die Last durch das Versorgungsunternehmen zu leiten und zu steuern, um Systemzuverlässigkeit zu unterstützen. Ein Lastmanagementsystem kann vor der Herausgabe von Laststeuerungsbefehlen Lastvorhersage, Engpassanalyse und andere Simulationen durchführen.

4.2.6 Asset-Management-System des Zählers (MAM; en: meter asset management)

Versorgungsunternehmen werden eine Art von Asset-Management-Software verwenden, um detaillierte Aufzeichnungen bezüglich ihrer physikalischen Assets zu pflegen. Asset Management wird grundsätzlich in IEC 61968-4 behandelt. Verbrauchszählung hat jedoch solche besondere Anforderungen, dass es für ein Versorgungsunternehmen üblich ist, spezialisierte Asset-Management-Software für Zähler zu verwenden. Die Software inventarisiert das Asset – wobei eine Aufzeichnung sowohl seiner physikalischen Attribute als auch seines Einbauortes bereitgestellt wird. Um eine Diskussion anzuregen, befasst sich das Dokument IEC 61968-9 mit einem MAM-System, welches eng mit dem MS und dem MDM verbunden ist, obwohl einige Implementierungen die Anwendung des Asset Management ausreichend erfolgreich verallgemeinern werden, so dass es in einem generischeren AM-System angewendet werden kann.

4.2.7 Zählerdatenmanagementsystem (MDM)

Aus historischer Sicht war es für ein Versorgungsunternehmen üblich, mehr als ein automatisiertes Zählerablesungssystem zu haben. Alternativ könnte ein Versorgungsunternehmen Zählerablesungsdienste an einen dritten oder mehrere dritte Dienstleister auslagern, welche ein AMR-System betreiben und/oder die Zähler manuell auslesen. Das Zählerdatenmanagementsystem (MDM) wird verwendet, um einen gemeinsamen Aufbewahrungsort bereitzustellen und einen Punkt für das Management und den Zugang von/zu Zählerdaten, welche von verschiedenen Zählersystemen erfasst werden. Zusätzlich zur Datenaggregation wird das MDM häufig auch versuchen, die erfassten Daten von den verschiedenen Verbrauchszählungssystemen zu prüfen, und eine Fähigkeit zur Validierung, Editierung und Abschätzung (VEE; en: validating, editing, estimating) bereitzustellen. MDM-Systeme werden häufig auch eine Funktionalität bereitstellen, welche das Herausgeben, Steuern und Nachverfolgen von EndDeviceControls (de: Endgerätesteuern) und endDeviceEvents (de: Endgeräteereignisse) einschließen.

4.2.8 Kundeninformationssystem (CIS)

Ein CIS (en: customer information system) wird üblicherweise eine Funktionalität mit Bezug auf die Kundenbetreuung und Abrechnung umfassen. Dies ist ein Thema, welches außerhalb des Anwendungsbereichs der Norm IEC 61968-9 liegt. Die Abrechnungsfunktion wird durch die Ablesungen gesteuert, üblicherweise nach Bedarf oder Nutzungsdauer, welche vom Zähler eingeholt werden. Das CIS ist häufig auch beteiligt an Prozessen mit Bezug auf Abrechnungsanfragen, Zählerabtrennung und Zählerwiederanschluss und Gebührenprogrammwechsel.

Das CIS ist in Versorgungsunternehmen häufig die „Quelle der Aufzeichnung“ für Schlüsselentitäten, welche Stammdaten (Masterdaten) definieren, wie z. B. Zähler, andere Endgeräte, Nutzungspunkte, Dienstleister, Kunden, Preisstrukturen, usw., und die Beziehungen zwischen diesen Entitäten. Siehe 5.10 und die Anhänge K und L für zusätzliche Informationen mit Bezug zu Stammdatenmanagement/Datensynchronisierung.

4.2.9 Ausfallmanagementsystem (OMS)

Ein Ausfallmanagementsystem (OMS) wird von Verteilnetzbetreibern verwendet, um Ausfälle zu erkennen und nachzuverfolgen, und um den Prozess der Verifizierung und/oder Wiederherstellung der Versorgung zu unterstützen. Ein OMS kombiniert üblicherweise eine Funktionalität (oder ist verknüpft mit einer solchen) wie z. B. Störungsmanagement im Netzbetrieb, Planung und Optimierung des Betriebs, Simulation von Netzbetrieb, Instandhaltung und Errichtung; Instandhaltung und Inspektion, Arbeitsplanung und -abwicklung.

Das Verbrauchszählungssystem (MS; en: metering system) kann eine wichtige Informationsquelle zur Identifizierung des Vorhandenseins und des Ausmaßes von Ausfällen sein und es kann zur Verifizierung der Wiederherstellung nach Ausfällen verwendet werden. Das MS kann möglicherweise die Fähigkeit zum Veröffentlichen von Ausfall- und Wiederherstellungsdaten an das OMS besitzen, soweit es dieses findet. Dieser Informationstyp verbindet üblicherweise Kundenanforderungen im OMS, um die bessere Vorhersage des Ausfallortes zu ermöglichen. Aufgrund des zeitkritischen Charakters der Ausfallerkennung gibt es auch die potenzielle Notwendigkeit für eine Anfrage/Antwort-Schnittstelle mit dem MS und einer Rückmeldung des Einschaltzustands zur Analyse. Die Anfrage/Antwort-Schnittstelle kann durch das OMS verwendet werden, um kritische Daten zu liefern, welche für eine Ausfallvorhersage erforderlich sind oder durch einen Dispatcher, welcher verifizieren will, dass die Stromversorgung an allen der gemessenen Endpunkte, die

einem bestimmten Schalter nachgeschaltet sind, wiederhergestellt wurde, bevor der Störungssucher zum nächsten Ort geschickt wird.

Es ist für MDM-Systeme relativ üblich, als ein intelligenter Agent bei der Vermittlung ausfallbezogener Nachrichten zwischen Verbrauchszählungssystemen und Ausfallmanagementsystemen zu fungieren.

4.2.10 Netzbetrieb (NO)

Der Netzbetrieb (IEC 61968-3) kann gelegentlich die Ausgabe von Laststeuerungs- und Preisermittlungssignalen an Zähler erfordern. Dies kann sowohl aus wirtschaftlichen Gründen als auch aufgrund von Notfällen vorgenommen werden.

4.2.11 Zählerinstandhaltung (MM)

Zählerinstandhaltung ist verantwortlich für die Funktionalität in Bezug auf die Konfiguration und Installation von Zählern. Diese Art von Funktionalität fällt üblicherweise unter das Zählerassetmanagement oder Assetmanagement im Allgemeinen. Die Durchführung der Zählerinstandhaltung kann den Austausch mit dem Arbeitsmanagement erfordern.

4.2.12 Planung

Die Planungsfunktion ist als Planung und Optimierung des Betriebs und der Simulation des Netzbetriebs beschrieben.

4.2.13 Arbeitsmanagement (WM)

Ein Arbeitsmanagementsystem ist verantwortlich für Arbeiten, die durch Außendienstmitarbeiter durchzuführen sind. Dieses Thema wird unter Instandhaltung und Instandhaltung der Errichtung und Inspektion (IEC 61968-6) behandelt.

In Bezug auf die Verbrauchsmessung schließt WM die Errichtung, die Instandhaltung und den Ersatz von Zählern ein.

4.2.14 Point of Sale (POS)

Das Point-of-Sale-System (de: Verkaufspunktsystem) wird zum Management von Inkassozählern verwendet, wo ein Kunde entweder einen Token (de: Gutschein) kauft, oder eine Zahlung für eine Dienstleistung vornimmt.

4.2.15 Zähler

Der Zähler zeichnet Daten auf, welche für die Tarifierung öffentlicher Netze verwendet werden, und Daten, welche für Netzausgleichsmechanismen verwendet werden. Zähler sind eine Unterart von EndDevice (de: Endgerät).

Vom Verbrauchszählungssystem erfasste Ablesungen werden in einem System wie dem MDM gesammelt, bevor sie für Abrechnungszwecke präsentiert werden. Abrechnungsentitäten dürfen die Daten korrigieren, oder in einigen Regionen dürfen die Energieversorger validieren, editieren und schätzen (VEE), gemäß den Regeln der jeweiligen zuständigen Regulierungsbehörde. In jedem Fall werden diese Korrekturen dem Nutzer, der sie anfordert, auch zur Verfügung gestellt.

Wo sich diese Internationale Norm auf einen „Zähler“ bezieht, sollte zur Kenntnis genommen werden, dass ein „Zähler“ ein Endgerät ist, welches messtechnische Fähigkeiten besitzt, es kann Kommunikationsfähigkeiten haben oder nicht, es kann eine Abschaltung/Wiederschaltung-Fähigkeit haben oder nicht, oder ein Träger anderer Fähigkeiten sein. Vorausgesetzt, dass ein Zähler messtechnische Fähigkeiten besitzt, werden Elektrizitätszähler mit großer Wahrscheinlichkeit kWh zählen, aber möglicherweise auch Bedarf, Blindleistung und -bedarf, Nutzungsdauermengen, Intervalldaten, technische Größen und mehr. In ähnlicher Weise können Zähler für andere Gebrauchsgüter wie Gas und Wasser entsprechende Größen überwachen.

4.2.16 Laststeuerungsgeräte

Laststeuerungsgeräte werden zur Steuerung der Last an einem UsagePoint (de: Nutzungspunkt) verwendet. Das Verbrauchszählungssystem kann häufig ein Kommunikationsnetzwerk aufweisen, welches für die Übermittlung von Laststeuerungssignalen (EndDeviceControl; de: Endgerätesteuerung) verwendet werden kann, um die von dem EndDevice(s) (de: Endgerät(en)) repräsentierte Last zu steuern. Alternativ könnte das Kommunikationsnetzwerk verwendet werden, um Anfrage/Antwort-Signale (Preis) an Geräte zu übermitteln, um die von dem EndDevice(s) (de: Endgerät(en)) repräsentierte Last zu beeinflussen. PAN-Geräte können ebenfalls eine Laststeuerungsfunktion bereitstellen.

4.2.17 PAN-Geräte

PAN-Geräte (en: Premises Area Network; de: Netzwerk in Liegenschaften) werden für eine Vielzahl von Zwecken innerhalb von Liegenschaften von Kunden verwendet. Der Zähler wird häufig als ein Gateway für die Kommunikation zwischen dem Head-End-System und den PAN-Geräten verwendet. PAN-Geräte können auf Steuerungsnachrichten reagieren oder EndDeviceEvents (de: Endgeräteereignisse) erzeugen. Manche PAN-Geräte, wie z. B. Haushaltsanzeigen, können auch Informationen für Kunden darstellen. PAN-Geräte können so konfiguriert werden, dass sie auf Preisermittlung oder andere auf Anfrage/Antwort bezogene Signale reagieren, welche als EndDeviceControls herausgegeben werden. PAN-Geräte werden im CIM als EndDevices modelliert.

4.2.18 Anfrage-Antwort-Management-System (DRMS)

Anfrage-Antwort-Management-Systeme werden verwendet, um die Anmeldung in DR-Programmen zu verwalten, Ereignisse an Programmteilnehmer zu senden und zugehörige Leistungsinformationen zu sammeln, wie es für Zahlungen erforderlich ist.

4.3 Schnittstellen-Referenzmodell

Es ist nicht die Absicht dieser Norm, die Anwendungen und Systeme zu definieren, welche Anbieter herstellen sollten. Es wird angenommen, dass eine konkrete (physikalische) Anwendung die Funktionalität einer oder mehrerer abstrakter (logischer) Komponenten bereitstellen wird, wie sie in dieser Norm angegeben sind. Diese abstrakten Komponenten sind durch die Geschäftsfunktionen des Schnittstellen-Referenzmodells gruppiert.

In dieser Norm wird der Begriff abstrakte Komponente in Bezug auf den Teil des Softwaresystems verwendet, welcher eine oder mehrere in dieser Norm und in den Teilen 3 bis 9 definierte Schnittstellen unterstützt. Dies bedeutet nicht gezwungenermaßen, dass übereinstimmende Software weder als einzelne Module noch als einzelnes System geliefert wird.

IEC 61968-1 beschreibt Infrastrukturdienste, welche allen abstrakten Komponenten gemein sind, während IEC 61968-3 bis IEC 61968-9 die Einzelheiten der ausgetauschten Informationen für spezifische Typen von abstrakten Komponenten definieren.

IEC 61968 definiert, dass:

- a) eine Inter-Anwendungs-Infrastruktur konform ist, wenn sie nach IEC 61968-1 definierte Dienste bereitstellt, um mindestens zwei Anwendungen mit Schnittstellen konform zu Abschnitten von IEC 61968-3 bis IEC 61968-9 zu unterstützen;
- b) eine Anwendung konform ist, wenn sie die in IEC 61968-3 bis IEC 61968-9 definierten Schnittstellenstandards für die maßgeblichen im Schnittstellen-Referenzmodell definierten abstrakten Komponenten unterstützt;
- c) eine Anwendung nur die Schnittstellennormen der anwendbaren Komponenten unterstützen muss, welche unter abstrakten Komponenten aufgeführt sind. Es ist nicht gefordert, dass eine Anwendung Schnittstellen unterstützt, welche durch andere abstrakte Komponenten der gleichen Geschäftsunterfunktion oder innerhalb der gleichen Geschäftsfunktion gefordert werden. Während die vorliegende Norm primär Informationen definiert, welche zwischen Komponenten verschiedener Geschäftsfunktionen ausgetauscht werden, wird sie gelegentlich auch Informationen definieren, welche zwischen Kompo-

nenen innerhalb einer Geschäftsfunktion ausgetauscht werden, wenn eine relevante Marktanforderung für diese Fähigkeit festgestellt wurde.

4.4 Funktionen und Komponenten der Zählerablesung und -steuerung

Es sollte angemerkt werden, dass die Nachrichtentypen, welche in der vorliegenden Norm definiert werden, von jedem Komponententyp innerhalb eines Verteilnetzführungssystems (DMS) gesendet oder empfangen werden können.

Tabelle 2 zeigt diese Funktionen und typische abstrakte Komponenten, von welchen angenommen wird, dass sie Erzeuger von Informationen für diese Nachrichtentypen sind. Übliche Kunden der Information schließen die anderen in IEC 61968-1 aufgeführten Komponenten ein, sind jedoch nicht darauf beschränkt.

Tabelle 2 – Geschäftsfunktionen und abstrakte Komponenten

Geschäftsfunktion	Geschäftsunterfunktion	Abstrakte Komponente
Zählerablesung und -steuerung (MR: en: Meter reading and control)	Verbrauchszählungssystem (MS)	Datenerfassung
		Endpunktsteuerung
		Endpunkt-Rekonfiguration
		Abschaltung/Wiederzuschaltung
		Bedarfsrücksetzung
		Bedarfsablesung
		Point of Sale
		Ausfallerkennung und Verifizierung der Wiederherstellung
		Zuverlässigkeit der Stromversorgung und Qualitätseignisse
		Ereignisse des Verbrauchszählungssystems
	Zählerinstandhaltung und Assetmanagement	Endpunkt installieren, konfigurieren, entfernen, instandsetzen, abtrennen, wieder anschließen
		Endpunkt-Assethistorie
		Endpunkt-Rekonfiguration
		Besondere Ablesung
		Instandhaltungsanforderung von Zählern
		Tarife
	Zählerdatenmanagement (MDM)	Aufbewahrungsort für Zählerdaten
		Nutzungshistorie
		Validierung, Schätzung und Editieren
		Kundenabrechnungsdaten
		Endgerätesteuerung und -ereignisse
	Anfrage-Antwort (DR)	Echtzeit-Preisermittlung
		Notfallreduktion
		Betriebswirtschaftlich bedingte Reduktion
		Programmanmeldung
	Lastmanagement (LM)	Lastanalyse
		Laststeuerung
		Anfrage/Antwort
		Messung der Leistungsfähigkeit
		Risikomanagement

4.5 Statisches Informationsmodell

4.5.1 Allgemeines

Das für Zählerablesungen und -steuerungen maßgebliche Modell besteht aus Klassen, welche eine Vorlage für die Attribute für jede Nachricht bereitstellen.

Die Klassen sind im Detail in IEC 61968-11, *Common Information Model (CIM) extensions for distribution*, oder in IEC 61970-301, *Energy management system application program interfaces – Common Information Model core*, definiert.

4.5.2 Klassen für Zählerablesung und -steuerung

Tabelle 3 führt Klassen an, welche in Nachrichtentypen verwendet werden. Üblicherweise sind alle Attribute dieser Klassen in einem Nachrichtentyp enthalten. Die bereitgestellten Beschreibungen beschreiben die Verwendung innerhalb dieses Teils.

Als Typ „Asset“ beschriebene Klassen sind im Paket 61968/Assets des CIM definiert.

Als Typ „Customer“ beschriebene Klassen sind im Paket 61968/Customer des CIM definiert.

Als Typ „Metering“ beschriebene Klassen sind im Paket 61968/Metering des CIM definiert.

Als Typ „PaymentMetering“ (de: Zahlungszählung) beschriebene Klassen sind im Paket 61968/PaymentMetering des CIM definiert.

Als Typ „Profile“ beschriebene Klassen sind für IEC 61968-9 definierte kontextbezogene Profile, welche durch CIM-Objekte definierte Nachrichtendefinitionen beschreiben.

Tabelle 3 – Klassen für Zählerablesung und -steuerung

Klasse/Nomen	Typ	Beschreibung
AuxiliaryAccount (de: Unterkonto)	PaymentMetering	Veränderlicher und dynamischer Teil von AuxiliaryAgreement, welcher im Allgemeinen den momentanen Zustand des Kontos in Bezug zu ausstehenden Differenzbeträgen darstellt, die in AuxiliaryAgreement definiert sind.
AuxiliaryAgreement (de: Zusatzvereinbarung)	PaymentMetering	Eine Ad-hoc-Unterkonto-Vereinbarung, die sich auf eine Kundenvereinbarung bezieht, nicht Teil der Kundenvereinbarung ist, aber üblicherweise Bestandteil der formellen Vereinbarung zwischen Kunde und Lieferant (Versorgungsunternehmen). Üblicherweise wird diese verwendet, um Einnahmen, welche der Kunde für andere Dienstleistungen schuldet, oder andere Zahlungsrückstände, die sich aus anderen Dienstleistungen des Versorgungsunternehmens ergeben, einzuziehen. Sie ist üblicherweise verknüpft mit einer Transaktion des Kaufs eines Prepaid-Token, wodurch folglich der Kunde dazu gezwungen ist, eine Zahlung zum Ausgleich von Differenzbeträgen auf das Unterkonto vorzunehmen immer, wenn er ein Prepaid-Token für Elektrizität kaufen muss. Der aktuelle Status von AuxiliaryAgreement kann im Kontext der Geschäftsregeln des Versorgungsunternehmens definiert werden, zum Beispiel: aktiviert, deaktiviert, ausstehend, überdeckt, unterdeckt, abgebucht usw.
AuxiliaryAgreementConfig (de: Zusatzvereinbarungskonfiguration)	Profil	Nachrichtenprofil für AuxiliaryAgreement.
Card (de: Karte)	PaymentMetering	Dokumentation des Angebots, wenn es sich um eine Karte (Kreditkarte, Kundenkarte) handelt.

Klasse/Nomen	Typ	Beschreibung
Cashier (de: Kassierer)	PaymentMetering	Der Betreiber des Point of Sale für die Dauer einer Schicht eines Kassierers. Cashier wird administrativ ausschließlich von Vendor verwaltet.
CashierShift (de: Kassiererschicht)	PaymentMetering	Der Schichtbetrieb eines Kassierers, während welchem er gegenüber der CarrierShift abweichen kann, hängt davon ab, dass VendorShift (de: Anbieterschicht) offen ist.
Channel (de: Kanal)	Metering	Ein einzelner Pfad für die Sammlung oder Berichterstattung von Verzeichnisdaten über eine Dauer. Zum Beispiel kann ein Verzeichnis, welches die gehandelte Energie misst, zwei Kanäle haben, wobei einer die Ablesung der Gesamtmenge von Größen bereitstellt und der andere Intervallablesungen einer festen Intervallgröße.
Charge (de: Forderung)	PaymentMetering	Ein zu anderen Entitäten zugehöriges Forderungselement, wie z. B. Tarifstrukturen, Zusatzvereinbarungen oder andere Forderungselemente. Die Gesamtsumme der Forderungen, welche auf diese Instanz von Charge anwendbar ist, ist die Summe von fixedPortion (de: feste Menge) plus percentagePortion (de: prozentuale Menge).
Cheque (de: Scheck)	PaymentMetering	Das tatsächliche Angebot, wenn es ein Typ von Scheck ist. Referenznummer von Cheque (entsprechend des Aufdrucks auf dem Scheck) ist spezifiziert als „name“.
ComFunction (de: Kommunikationsfunktion)	Metering	Kommunikationsfunktion der Kommunikationseinrichtung oder eines Gerätes, wie z. B. Zähler.
ComModuleConfig (de: Kommunikationsmodulkonfiguration)	Profile	Profil für die Konfiguration von Kommunikationsmodulen.
ConfigurationEvent	Metering	Wird zum Berichten von Details bezüglich dem Erzeugen, Ändern oder Löschen von Entitäten oder ihrer Konfiguration verwendet.
ConsumptionTariffInterval (de: Verbrauchstarifintervall)	PaymentMetering	Eines in einer Abfolge von Intervallen, welches bezüglich Verbrauchsmenge der Dienstleistung, z. B. Elektrizität, Wasser, Gas, usw. definiert ist. Es wird üblicherweise zusammen mit TariffProfile (de: Tarifprofil) verwendet, um die Schritte oder Blöcke in einer Tarifstruktur zu definieren, wobei startValue (de: Anfangswert) gleichzeitig den Eingangswert dieses Schritts und den Abschlusswert des vorausgegangenen Schrittes definiert. Wenn der Verbrauch „>“ = startValue ist, fällt er in dieses Intervall, und wenn der Verbrauch „<“ = startValue ist, fällt er in das vorausgegangene Intervall.
Customer (de: Kunde)	Customers	Organisation, welche Dienstleistungen von ServiceSupplier (de: Dienstleister) empfängt.
CustomerAccount (de: Kundenkonto)	Customers	Zuordnung einer Gruppe von Produkten oder Dienstleistungen, welche über ein CustomerAgreement durch den Customer erworben wurden, verwendet als ein Mechanismus zur Kundenabrechnung und -zahlung. Es enthält gemeinsame Informationen der vielfältigen Typen von CustomerAgreements zur Erstellung von Abrechnungen (Rechnungen) für einen Kunden und zur Annahme von Zahlungen.
CustomerAccountConfig (de: Kundenkontokonfiguration)	Profile	Nachrichtenprofil für CustomerAccounts.

Klasse/Nomen	Typ	Beschreibung
CustomerAgreement (de: Kundenvereinbarung)	Customers	Vereinbarung zwischen Customer und ServiceSupplier bezüglich der Zahlung für die Dienstleistung an einer spezifischen ServiceLocation (de: Dienstleistungsort). Sie zeichnet bestimmte Abrechnungsinformationen bezüglich der Art der an der ServiceLocation erbrachten Dienstleistung auf und wird während der Erstellung der Forderung verwendet, um die Art der Dienstleistung zu bestimmen.
CustomerAgreementConfig (de: Kundenvereinbarungskonfiguration)	Profile	Nachrichtenprofil für CustomerAgreements.
CustomerMeterDataSet (de: Datensatz des Kundenzählers)	Profile	Der CustomerMeterDataSet umfasst eine oder mehrere CustomerAccounts für eine oder mehrere ServiceLocations für einen oder mehrere UsagePoints. Der CustomerMeterDataSet kann eine oder mehrere EndDeviceGroups (de: Endgerätegruppe/n) umfassen.
DemandResponseProgram (de: Anfrage-Antwort-Programm)	Metering	Anfrage-Antwort-Programm.
DeviceFunction (de: Gerätefunktion)	Metering	Von einem Gerät, wie z. B. einem Zähler, einer Kommunikationseinrichtung, einer Steuerung, usw. ausgeführte Funktion.
EndDevice	Metering	Das EndDevice ist eine Einrichtung, welche die Rolle eines Endgeräts einnimmt. Es kann Funktionalitäten wie Metrologie, Kommunikation, Laststeuerung, Abschalten/Wiederschalten oder andere Fähigkeiten einschließen. Es ist bekannt als „der Zähler“, „ein Smart Meter“ (de: intelligenter Zähler), ein „fortgeschrittener Zähler“, „Klimaanlage“, „Kühlschrank“, „Schwimmbadpumpe“ usw., welche von einem CommModule (de: Kommunikationsmodul) und/oder Meter überwacht und/oder gesteuert werden kann. Das Asset kann im Besitz eines Kunden, eines Dienstleisters, Versorgungsunternehmens oder anderen Beteiligten sein.
EndDeviceConfig (de: Endgerätekonfiguration)	Profile	Nachricht zur Übermittlung von Beschreibungen an ein oder mehrere EndDevices.
EndDeviceControl (de: Endgerätesteuerung)	Metering	Wird für die Herausgabe von Befehlen an EndDevices wie z. B. Zähler verwendet. Kann von EndDevice oder von EndDeviceGroup adressiert werden. EndDeviceControls können Steuerungstypen und -parameter haben.
EndDeviceControls (de: Endgerätesteuerungen)	Profile	Nachricht zur Übermittlung von einer oder mehreren EndDeviceControls.
EndDeviceControlType (de: Endgerätesteuerungstyp)	Metering	Definiert Typen von EndDeviceControls.
EndDeviceEvent (de: Endgeräteereignis)	Metering	Wird für das Berichten von Ereignissen verwendet, welche durch Endgeräte, z. B. Zähler, erkannt wurden. Jedes EndDeviceEvent hat einen Typ und einen Zeitstempel.
EndDeviceEvents (de: Endgeräteereignisse)	Profile	Nachricht zur Übermittlung von einem oder mehreren EndDeviceEvents.
EndDeviceEventType (de: Endgeräteereignistyp)	Metering	Definiert Typen von EndDeviceEvents.
EndDeviceFirmware (de: Endgerätefirmware)	Profile	Profil für die Konfigurationsnachrichten der Firmware von EndDevice.

Klasse/Nomen	Typ	Beschreibung
EndDeviceGroup (de: Endgerätegruppe)	Metering	Eine EndDeviceGroup wird verwendet, um Endgeräte für eine Reihe von Zwecken zu gruppieren, einschließlich, aber nicht beschränkt auf Laststeuerung und andere Arten der Bedarfsbefriedigung. Eine EndDeviceGroup kann zu einer anderen EndDeviceGroup gehören, und ein EndDevice kann zu keiner oder mehreren EndDeviceGroups gehören. In einigen Fällen wird die ID der Gruppe innerhalb des Endgerätes beibehalten, aber in manchen Fällen kann sie durch ein Zählersystem verwaltet werden.
EndDeviceGroups (de: Endgerätegruppen)	Profile	Wird zur Übermittlung von Änderungen und der Zugehörigkeit zur Gruppe verwendet.
GetCustomerMeterDataSet (de: Anfrage nach Kundendatensatz)	Profile	Profil für Get-Anfragen. Siehe Anhang J.
GetEndDeviceConfig (de: Anfrage nach Endgerätekonfiguration)	Profile	Profil für Get-Anfragen. Siehe Anhang J.
GetMeterReadings (de: Anfrage nach Zählerablesungen)	Profile	Profil für Get-Anfragen. Siehe Anhang J.
GetMeterServiceRequests (de: Anfrage für Instandsetzungsanforderungen von Zählern)	Profile	Profil für Get-Anfragen. Siehe Anhang J.
Get<ProfileName> (de: Anfrage für Profilname)	Profile	Jedes Profil wird ein zugehöriges „Get“-Profil haben, welches für die Übermittlung von Parametern auf Get-Anfragen verwendet wird.
IntervalBlock (de: Intervallblock)	Metering	Zeitablauf von Ablesungen des gleichen ReadingType. Enthaltene IntervalReadings (de: Intervallablesungen) können der Umrechnung durch Anwendung eines Offset und eines Skalars bedürfen, welche im zugehörigen Pending definiert sind.
IntervalReading (de: Intervallablesung)	Metering	In regelmäßigen Zeitintervallen erfasste Daten. Intervalldaten können als inkrementelle Daten, absolute Daten oder relative Daten erfasst werden. Die Quelle für die Daten ist üblicherweise eine Tarifgröße oder eine technische Größe. Daten werden üblicherweise in zeitgestempelten, gleichmäßigen, gleichlangen Intervallen von 5 min, 10 min, 15 min, 30 min oder 60 min erfasst. ANMERKUNG Intervalldaten werden gelegentlich auch als „Intervalldatenablesungen“ (IDR) bezeichnet.
MasterDataLinkageConfig (de: Konfiguration von Stammdatenverknüpfungen)	Profile	Ein Nachrichtenprofil für die Schaffung oder Abänderung von Beziehungen zwischen Objekten.
MerchantAccount (de: Händlerkonto)	PaymentMetering	Das Betriebskonto, welches durch eine MerchantAgreement gesteuert wird, an welches ein Anbieter Token verkauft oder von welchem er Zahlungen erhält. Transaktionen über VendorShift belasten das Konto, und Bankeinzahlungen über BankStatement kreditieren das Konto.
MerchantAgreement (de: Händlervereinbarung)	PaymentMetering	Eine formelle, beherrschende, vertragliche Vereinbarung zwischen Lieferant und Händler, durch welche Merchant berechtigt ist, Token zu verkaufen und im Auftrag des Lieferanten Zahlungen zu erhalten. Merchant ist für Einnahmen am Point of Sale gegenüber Supplier rechenschaftspflichtig.

Klasse/Nomen	Typ	Beschreibung
Meter (de: Zähler)	Metering	Die Klasse Meter wird zur Beschreibung von Zählern verwendet. Ein Meter ist ein Typ von EndDevice, welcher üblicherweise zur Messung und potenziellen Überwachung einer Kundenlast verwendet wird. Die Definition der Klasse EndDevice sollte als Grundlage für die Klasse Meter verwendet werden.
MeterConfig (de: Zählerkonfiguration)	Profile	Nachrichtenprofil für Konfigurationsnachrichten von Meter.
MeterReading (de: Zählerablesung)	Metering	Eine vom Zähler erhaltene Reihe von Werten. Jede MeterReading kann mehrere ReadingTypes haben, und jeder ReadingType kann mehrere Werte enthalten.
MeterReadings (de: Zählerablesungen)	Profile	Profil zur Übermittlung von MeterReadings.
MeterReadSchedule (de: Zählerablesungsplan)	Profile	Eine Nachricht MeterReadSchedule wird verwendet, um die Zählerablesungen zu planen.
MeterServiceRequests (de: Instandhaltungsanforderungen von Zählern)	Profile	Eine Instandhaltungsanforderung von Zählern ist ein Arbeitsvorgang, welcher für eine Reihe von Aktivitäten verwendet werden kann, die sich auf die Instandhaltung von Zählern beziehen. Diese Aktivitäten schließen Installation von Zählern, Austausch von Zählern, Abschalten/Wiederzuschalten von Kunden usw. ein.
MeterServiceWork (de: Zählerinstandhaltungsarbeit)	Metering	Zähler betreffende Arbeiten.
ObjectNamesConfig (de: Objektnamenkonfiguration)	Profile	Wird zum Ergänzen, Ändern oder Löschen von Namensklassenbezeichnern von CIM-Objekten verwendet.
Pending (de: Ausstehend)	Metering	Wenn vorhanden, eine Skalar-Konversion, welche zugehörig zu IntervalBlock ist und an jeden enthaltenen Wert von IntervalReading angewendet werden muss. Diese Konversion ergibt einen neuen zugehörigen ReadingType, welcher die wahren Größen von Intervallablesungswerten nach der Konversion wiedergibt.
PointOfSale (de: Verkaufspunkt)	PaymentMetering	Logischer Punkt, an welchem Transaktionen mit betrieblicher Interaktion zwischen Cashier und dem Zahlungssystem stattfinden; in einigen Fällen interagiert PointOfSale direkt mit dem Endkunden, wobei es in einem solchen Fall sein kann, dass Cashier keine reale Person ist: zum Beispiel ein Selbstbedienungsautomat oder über das Internet.
PricingStructure (de: Preisstruktur)	Customer	Gruppierung von Preisermittlungskomponenten und Preisen, welche bei der Erstellung der Forderungen an Kunden und der Anspruchsvoraussetzungen, unter welchen diese Bedingungen dem Kunden angeboten werden können, verwendet werden. Die Gründe für die Gruppierung umfassen Zustand, Kundenklassifizierung, Standortmerkmale, Einteilung (d. h. Gebührenpreisstruktur, Anzahlungspreisstruktur, Preisstruktur elektrischer Dienstleistungen usw.) und Buchhaltungsanforderungen.
PricingStructureConfig (de: Preisstrukturkonfiguration)	Profile	Profil zur Konfigurierung von Preisstrukturen.
Reading (de: Ablesung)	Metering	Spezifischer durch einen Zähler oder anderen Asset gemessener Wert. Jede Ablesung ist zu einem spezifischen ReadingType zugehörig.

Klasse/Nomen	Typ	Beschreibung
ReadingQuality (de: Ablesungsqualität)	Metering	Qualität eines spezifischen Ablesungswerts oder Intervallab- lesungswerts. Es ist zu beachten, dass einer gegebenen Ablesung mehr als eine Quality zugeordnet sein kann. Üblicherweise nur verwendet, wenn Probleme oder nicht bestimmungsgemäße Bedingungen auftreten (d. h. die Qualität jeder Ablesung wird als „gut“ angenommen, sofern es nicht anderweitig in der zugehörigen ReadingQuality angegeben ist).
ReadingQualityType (de: Ablesungsqualitätstyp)	Metering	Definiert Typen für Qualitäten, welche Ablesungswerten zuge- ordnet werden können.
ReadingType (de: Ablesungsart)	Metering	Datenart, welche durch eine spezifische Ablesung übermittelt wird.
Receipt (de: Quittung)	PaymentMetering	Aufzeichnung der insgesamt quittierten Zahlungen vom Kunden.
ReceiptRecord (de: Quittungsaufzeichnung)	Profile	Profil für Quittierungsnachrichten.
ReceiptSummary (de: Quittungszusammenfassung)	PaymentMetering	Aufzeichnung von Einzelheiten von Quittungen, eine Betriebs- schicht (eine Aufzeichnung je „tenderKind“; de: Angebotsart) betreffend.
Register (de: Verzeichnis)	Metering	Anzeige der gemessenen Größe auf einem Endgerät wie z. B. einem Zähler.
ServiceCategory (de: Dienstleistungskategorie)	Customers	Kategorie der dem Kunden erbrachten Dienstleistung.
ServiceCategoryConfig (de: Dienstleistungs- kategoriekonfiguration)	Profile	Profil für Nachrichten zur Konfiguration von Dienstleistungs- kategorien.
ServiceLocationConfig (de: Dienstleistungs- standortkonfiguration)	Profile	Profil für Nachrichten zur Konfiguration von Dienstleistungs- standorten.
ServiceSupplier (de: Dienstleister)	PaymentMetering	Organisation, welche die Dienstleistungen einem Kunden erbringt.
ServiceSupplier (de: Dienstleisterkonfiguration)	Profile	Profil für Nachrichten zur Konfiguration von Dienstleistern.
Shift (de: Schicht)	PaymentMetering	Bezieht sich im Allgemeinen auf eine erfüllte Betriebsdauer oder Arbeitsdauer. Ob Shift offen/geschlossen ist, kann aus den Attributen „activityInterval.start“ und „activityInterval.end“ abgeleitet werden. Der Gesamtbetrag für Quittungen (d. h. der kumulierte Gesamtbetrag aller tatsächlichen Quittungsbeträge während dieser Schicht; bankfähig + nicht bankfähig; gerundete Fehlergesamtbeträge ausgeschlossen) kann aus Attributen von Receipt abgeleitet werden: =sum(Receipt.receiptAmount); einschließlich bankfähiger und nicht bankfähiger Quittungen.
SimpleEndDeviceFunction (de: einfache Endgerätefunktion)	Metering	Nach „kind“ (de: Art) unterschiedene einfache Funktion eines Endgeräts; diese Klasse ist für Instanzen zu verwenden, welche nicht durch einen anderen Untertyp einer Endgerätefunktion abgebildet werden können.

Klasse/Nomen	Typ	Beschreibung
Tariff (de: Tarif)	PaymentMetering	Durch die verantwortliche Regulierungsbehörde genehmigtes Dokument, welches die Geschäftsbedingungen, einschließlich eines Preisverzeichnisses, entsprechend welchem die Dienstleistungen erbracht werden, angibt. Es hat eine eindeutige Nummer innerhalb des Landes oder der Region. Gebührensätze werden häufig von der zuständigen Kommission für die öffentliche Versorgung festgelegt.
Tender (de: Angebot)	PaymentMetering	Tender ist das vom Kunden hinsichtlich einer Zahlung vorgebrachte „Angebot“ und ist häufig mehr als die geforderte Bezahlung (daher die Notwendigkeit für „Wechselgeld“). Die Zahlung ist der Teil des Angebots, welcher zum Ausgleich einer bestimmten Transaktion verwendet wird. Tender ist als eine Aggregation von Cheque und Card modelliert. Diese beiden Tenderarten können in einer einzigen Angebotsansage vorhanden sein, weshalb „accountHolderName“ (de: Kontoinhabername) in Cheque und Card jeweils getrennt vorhanden sein muss, da jedes einen verschiedenen Kontoinhabernamen haben könnte.
Time TariffInterval (de: Zeittarifintervall)	PaymentMetering	Eines aus einer Abfolge von Zeitintervallen in Bezug auf Echtzeit. Es wird üblicherweise in der Assoziation mit TariffProfile verwendet, um die Intervalle in einer Nutzungsdauer-Tarifstruktur zu definieren, wobei startDateTime gleichzeitig den Anfangspunkt dieses Intervalls und den Endpunkt des vorausgegangenen Intervalls bestimmt.
Transaction (de: Transaktion)	PaymentMetering	Die Aufzeichnung der Einzelheiten von Zahlungen für Dienstleistungen oder Tokenverkauf.
TransactionRecord (de: Transaktionsaufzeichnung)	Profile	Profile für Nachrichten von Transactions.
TransactionSummary (de: Transaktionszusammenfassung)	PaymentMetering	Die Aufzeichnung von Einzelheiten von Zahlungstransaktionen, welche zu einer Betriebsschicht (eine Aufzeichnung je „transactionKind“; de: Transaktionsart) gehören.
Transactor (de: Abwickler)	PaymentMetering	Die Entität, welche die Transaktion letztendlich abwickelt und welche den Prozess steuert; üblicherweise verkörpert durch eine geschützte Software, welche auf einem Server läuft, der geschützte Hardwareverschlüsselungsgeräte verwenden kann, um die Verarbeitung von Transaktionen zu schützen.
UsagePointLocation (de: Standort des Nutzungspunktes)	Metering	Standort eines individuellen Nutzungspunktes. In Wohnbereichen oder den meisten Geschäftsbereichen ist dies üblicherweise der Standort eines Zählers innerhalb der Liegenschaften des Kunden. Für Übertragung ist/sind es der/die Punkt/e der Verbindung der Übertragungssysteme des Übertragungsanbieters, wo die vom Übertragungsanbieter übertragene Kapazität und/oder Energie den empfangenden Parteien bereitgestellt wird. Der/die Punkt/e der Bereitstellung ist/sind in Dienstleistungsvereinbarung festgelegt.
UsagePointLocationConfig (de: Konfiguration des Standortes des Nutzungspunktes)	Profile	Nachricht, welche zur Schaffung von Beziehungen zu UsagePointLocations verwendet wird.

Klasse/Nomen	Typ	Beschreibung
UsagePoint (de: Nutzungspunkt)	Metering	Logischer Punkt in einem Verteilnetzwerk, welchem MeterReadings und/oder EndDeviceEvents zugeschrieben werden können. Wird dort verwendet, wo ein physikalischer oder virtueller Zähler verortet sein kann, wobei es jedoch nicht erforderlich ist, dass ein Zähler vorhanden ist.
UsagePointConfig (de: Nutzungspunktconfiguration)	Profile	Nachricht, welche zur Schaffung von Beziehungen zu UsagePoints verwendet wird.
UsagePointGroup (de: Nutzungspunktgruppe)	Metering	Abstraktion für das Management von Gruppenkommunikationen innerhalb eines Zweiweg-AMR-Systems oder den Daten für eine Gruppe von aufeinander bezogenen Nutzungspunkten. Befehle können an alle Nutzungspunkte herausgegeben werden, welche zu einer Nutzungspunktgruppe gehören, die eine definierte Gruppenadresse und die zugrundeliegende AMR-Kommunikationsinfrastruktur verwendet.
UsagePointGroups (de: Nutzungspunktgruppen)	Profile	Nachricht, welche zur Schaffung von Beziehungen zu UsagePointGroups verwendet wird.
Vendor (de: Anbieter)	PaymentMetering	Die Entität, welche im Besitz des PointOfSale ist und einen Vertrag mit Cashier hat, um Zahlungen zu quittieren und Token unter Verwendung eines Zahlungssystems anzubieten. Vendor hat einen privaten Vertrag mit Merchant und wird verwaltet durch Merchant, welcher ein Typ von Organisation ist. Vendor ist für kassierte Einnahmen rechenschaftspflichtig gegenüber Merchant, welcher wiederum rechenschaftspflichtig gegenüber Supplier ist.
Vendorshift (de: Anbieterschicht)	PaymentMetering	Die Betriebsschicht für einen Anbieter, während welcher er Geschäfte gegenüber dem Händlerkonto abwickeln kann. Sie aggregiert Transaktionen und Quittungen während der Schicht und belastet regelmäßig ein Händlerkonto. Die Gesamtbeträge von VendorShift sollten immer gleich der Summe der Gesamtbeträge sein, welche in allen Kassierschichten aggregiert wurden, welche in der betreffenden Anbieterschicht geöffnet waren.
ANMERKUNG Die hier bereitgestellten Klassendefinitionen dienen nur Zwecken des Komforts. Die normativen Definitionen werden durch das CIM bereitgestellt.		

4.5.3 Klassen mit Bezug zu Zählerablesung und -steuerung

Tabelle 4 führt jene Klassen auf, welche auf Klassen der Zählerablesung und -steuerung bezogen sind, wobei jedoch nur der Name einer Instanz innerhalb von in dieser Norm definierten Nachrichten angegeben ist. Die detaillierten Attribute dieser Klassen werden in Nachrichtentypen verwendet, die in anderen Teilen von IEC 61968 definiert sind.

Tabelle 4 – Klassen mit Bezug zu Zählerablesung und -steuerung

Zugehörige Klasse	Verweisung	Beschreibung
Organisation	Gemeinsam	Diese Klasse wird verwendet, um Firmen oder Abteilungen innerhalb von Firmen zu identifizieren. Organisationen können die Rollen von Versorgungsunternehmen, Auftragnehmern, Dienstleistern, Herstellern usw. einnehmen.
PowerSystemResource (de: Stromversorgungssystemressource)	Kern (IEC 61970-301)	Eine Entität, welche die logische Sichtweise eines einzelnen Teils des Geschäfts des Versorgungsunternehmens beschreibt. PowerSystemResources sind außerdem als EquipmentContainers (de: Zusammenfassung von Einrichtungen) eingeteilt, z. B. Stationen, ConductingEquipment (de: leitende Einrichtungen), ProtectionEquipment (de: Schutzeinrichtungen) usw. Instanzen des Typs PowerSystemResource können Beziehungen zu Instanzen vom Typ Asset haben.
PowerTransformer (de: Leistungstransformator)	Drähte (IEC 61970-301)	Ein elektrisches Gerät, welches aus zwei oder mehr gekoppelten Wicklungen besteht, mit oder ohne magnetischen Kern zur Erzeugung gegenseitiger Kopplungen zwischen elektrischen Stromkreisen. Transformatoren können zur Steuerung der Spannung und der Phasenwechsel (MW-Fluss) verwendet werden.
ServiceLocation (de: Dienstleistungsstandort)	Kunden	Eine ServiceLocation eines Kunden hat einen oder mehrere UsagePoint(s). Zähler sind auf einen UsagePoint bezogen. Der Standort kann ein Punkt oder eine Fläche sein, abhängig von den spezifischen Umständen. Für die Verteilung ist die ServiceLocation üblicherweise der Standort der Liegenschaft des Kunden des Versorgungsunternehmens. Weil eine Liegenschaft des Kunden ein oder mehrere Zähler haben kann, wird der UsagePoint verwendet, um die tatsächlich leitenden Einrichtungen zu definieren, an welche das EndDevice an der ServiceLocation des Kunden des Versorgungsunternehmens angeschlossen ist. Für die Übertragung ist/sind es der/die Punkt/e der Verbindung der Übertragungssysteme des Übertragungsanbieters, wo die vom Übertragungsanbieter übertragene Kapazität und/oder Energie den empfangenden Parteien bereitgestellt wird.
TransformerTank (de: Transformatorenkessel)	Drähte (IEC 61970-301)	Eine Transformatorwicklung.
ANMERKUNG Die hier bereitgestellten Klassendefinitionen dienen nur Zwecken des Komforts. Die normativen Definitionen werden durch das CIM bereitgestellt.		

– Leerseite –

English version

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

Intégration d'applications pour les
services électriques -
Interfaces système pour la gestion de
distribution -
Partie 9: Interfaces pour le relevé et la
commande des compteurs
(CEI 61968-9:2013)

Integration von Anwendungen in Anlagen
der Elektrizitätsversorgung -
Systemschnittstellen für Netzführung -
Teil 9: Zählerfernauslesung und
-steuerung
(IEC 61968-9:2013)

This European Standard was approved by CENELEC on 2013-11-20. CENELEC members are bound to comply with the CEN/CENELEC Internal Regulations which stipulate the conditions for giving this European Standard the status of a national standard without any alteration.

Up-to-date lists and bibliographical references concerning such national standards may be obtained on application to the CEN-CENELEC Management Centre or to any CENELEC member.

This European Standard exists in three official versions (English, French, German). A version in any other language made by translation under the responsibility of a CENELEC member into its own language and notified to the CEN-CENELEC Management Centre has the same status as the official versions.

CENELEC members are the national electrotechnical committees of Austria, Belgium, Bulgaria, Croatia, Cyprus, the Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, Former Yugoslav Republic of Macedonia, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, the Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey and the United Kingdom.

CENELEC

European Committee for Electrotechnical Standardization
Comité Européen de Normalisation Electrotechnique
Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung

CEN-CENELEC Management Centre: Avenue Marnix 17, B - 1000 Brussels

Foreword

The text of document 57/1377/FDIS, future edition 1 of IEC 61968-9, prepared by IEC/TC 57, "Power systems management and associated information exchange" was submitted to the IEC-CENELEC parallel vote and approved by CENELEC as EN 61968-9:2014.

The following dates are fixed:

- latest date by which the document has to be implemented at national level by publication of an identical national standard or by endorsement (dop): 2014-10-11
- latest date by which the national standards conflicting with the document have to be withdrawn (dow): 2016-11-20

This document supersedes EN 61968-9:2009.

EN 61968-9:2014 includes the following significant technical changes with respect to EN 61968-9:2009:

- a) changes to and addition of new profiles to support PAN and Usage Points;
- b) extensions to support PAN devices generically as EndDevices;
- c) extensions to the MeterReading model and profiles to support richer descriptions of metered quantities and to accommodate coincident readings;
- d) addition of CIM Name class and corresponding revisions to profiles to allow reference by name instead of by mRID. Where the document may identify the use of mRID values as references, Name.name values may be alternatively used. This is described in more detail in Annex G;
- e) reference of ReadingTypes, EndDeviceEventTypes and EndDeviceControlTypes using name references;
- f) definition of normative enumerations for ReadingTypes, EndDeviceEventTypes and EndDeviceControlTypes in annexes;
- g) various corrections to example sequence diagrams;
- h) Removal of MeterAssetReading profile, where functionality is supported using the MeterReading profile;
- i) MeterAsset class is now named Meter;
- j) MeterAssetConfig profile now named MeterConfig;
- k) EndDeviceAssets profile now named EndDeviceConfig;
- l) removal of EndDeviceFirmware profile, where functionality is supported using the EndDeviceConfig profile;
- m) use of new namespaces to reflect the new edition, where the namespaces is reflective of the year in which a profile is defined;
- n) adoption of UsagePoint as a replacement for and a generalization of ServiceDeliveryPoint;

- o) SDPLocationConfig has been deprecated in favor of UsagePointLocationConfig;
- p) some profiles previously defined have been moved into the new subclause 5.10 which is focused on data linkages;
- q) elimination of the MeterSystemEvents profile, as it provided no functionality that could not be achieved with the EndDeviceEvents profile;
- r) there were several profiles originally defined in support of prepayment use cases that were identified to be more general in nature, and were consequentially moved to 5.10. Subclause 5.8 now consists of only those profiles that are specific to prepaym ent. In all cases there has been some refactoring of these profiles to reflect other necessary changes that have been described;
- s) supplierConfig has been renamed ServiceSupplierConfig;
- t) messages using the SUBSCRIBE verb have been removed as these are related to the underlying communication transport and do not reflect actual EN 61968 messages.

Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this document may be the subject of patent rights. CENELEC [and/or CEN] shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

Endorsement notice

The text of the International Standard IEC 61968-9:2013 was approved by CENELEC as a European Standard without any modification.

In the official version, for Bibliography, the following notes have to be added for the standards indicated:

IEC 61970-552	NOTE	Harmonised as EN 61970-552 (not modified).
IEC 62056 (Series)	NOTE	Harmonised as EN 62056 (Series) (not modified).

CONTENTS

INTRODUCTION	11
1 Scope	13
2 Normative references	14
3 Terms, definitions and abbreviations	15
3.1 Terms and definitions	15
3.2 Abbreviations	16
4 Reference and information models	17
4.1 General approach to metering systems	17
4.2 Reference Model	18
4.2.1 General	18
4.2.2 Metering system (MS) – Data collection	21
4.2.3 Metering system (MS) – Control and reconfiguration	22
4.2.4 Load control	22
4.2.5 Load management system (LMS)	22
4.2.6 Meter asset management (MAM) system	23
4.2.7 Meter data management (MDM) system	23
4.2.8 Customer information system (CIS)	23
4.2.9 Outage management system (OMS)	23
4.2.10 Network operations (NO)	24
4.2.11 Meter maintenance (MM)	24
4.2.12 Planning	24
4.2.13 Work management (WM)	24
4.2.14 Point of sale (POS)	24
4.2.15 Meter	24
4.2.16 Load control devices	24
4.2.17 PAN devices	25
4.2.18 Demand response management system (DRMS)	25
4.3 Interface reference model	25
4.4 Meter reading and control functions and components	25
4.5 Static information model	26
4.5.1 General	26
4.5.2 Classes for meter reading and control	27
4.5.3 Classes related to meter reading and control	31
5 Meter reading and control message types	32
5.1 General	32
5.2 End device event messages	33
5.2.1 General	33
5.2.2 Applications	33
5.2.3 Message format	39
5.3 Meter reading messages	41
5.3.1 General	41
5.3.2 Applications	41
5.3.3 Message formats	46
5.4 End device control messages	57
5.4.1 General	57

5.4.2	Applications	57
5.4.3	Message format	64
5.5	Meter service requests	67
5.5.1	General.....	67
5.5.2	Applications	68
5.5.3	Message format	71
5.6	Metering system events.....	72
5.6.1	General.....	72
5.6.2	Applications – Firmware upgrade.....	73
5.6.3	Message formats.....	73
5.7	Customer switching	73
5.7.1	General.....	73
5.7.2	Message formats.....	74
5.8	Payment metering service messages	74
5.8.1	General.....	74
5.8.2	Auxiliary agreements	75
5.8.3	Applications	75
5.8.4	Message formats.....	76
5.9	Premise area networks.....	79
5.9.1	General.....	79
5.9.2	Applications	80
5.9.3	Message formats.....	82
5.10	Master data management messages.....	82
5.10.1	General.....	82
5.10.2	Applications	83
5.10.3	Message formats.....	91
6	Document conventions.....	104
6.1	UML diagrams.....	104
6.2	Message definitions.....	105
6.2.1	General.....	105
6.2.2	Mandatory vs. optional	105
6.2.3	Verb tense	105
6.3	Synchronous versus asynchronous messages.....	105
6.4	Depiction of simple acknowledgment messages	105
Annex A (normative)	Description of message type verbs.....	106
Annex B (informative)	Reply error codes	108
Annex C (normative)	Procedure for the generation of a ReadingType name	115
Annex D (normative)	Quality code enumerations	172
Annex E (normative)	EndDeviceEventType enumerations	185
Annex F (normative)	EndDeviceControlType enumerations	223
Annex G (normative)	Conventions for naming and identifying objects.....	226
Annex H (normative)	XML schemas for message payloads	229
Annex I (informative)	XML schemas for message payloads	316
Annex J (normative)	Request parameters	391
Annex K (normative)	Master data management transaction processing	397
Annex L (informative)	Master data management use cases and sample XML	404

Annex M (informative) Notes on extended use of IEC 61968-100	441
Bibliography	443
Annex ZA (normative)	4434

Figure 1 – IEC 61968-9 scope.....	14
Figure 2 – Example of an end device with functions.....	19
Figure 3 – IEC 61968-9 reference model	20
Figure 4 – IEC 61968-9 Reference model with customer information and billing system.....	21
Figure 5 – Outage Detection, request/reply message exchange, example 1	34
Figure 6 – Outage Detection, request / reply message exchange, Example 2	35
Figure 7 – Outage Detection, publish/subscribe exchange, Example 1	36
Figure 8 – Outage Detection, publish/subscribe exchange, Example 2	36
Figure 9 – Meter Health Event exchange, Example 1	37
Figure 10 – Meter Health Event exchange, Example 2	38
Figure 11 – Power quality event exchange, Example 1	38
Figure 12 – Power quality event exchange, Example 2	39
Figure 13 – End device event message format	40
Figure 14 – Example use of meter read schedule to create subscription.....	42
Figure 15 – Example manual meter reading exchange	43
Figure 16 – Example On-Request meter read	44
Figure 17 – Historical MeterData exchange	45
Figure 18 – Example billing inquiry message exchange	45
Figure 19 – Meter readings message format.....	46
Figure 20 – Reading structure	47
Figure 21 – Timestamps assigned between systems.....	48
Figure 22 – Conventions for timeStamp and timePeriod	48
Figure 23 – IntervalBlock structure.....	49
Figure 24 – Interval data timestamp generation	50
Figure 25 – Time interval conventions	50
Figure 26 – ReadingType structure	51
Figure 27 – Meter read schedule message format	56
Figure 28 – Example load control message exchange.....	58
Figure 29 – Example message exchange for LC unit installation	59
Figure 30 – Example message exchange for change of customer program.....	60
Figure 31 – Example message exchange for change of customer program w/o MDM.....	60
Figure 32 – Example for change of customer program with meter change out.....	61
Figure 33 – Example message exchange for meter connect/disconnect	62
Figure 34 – Example of remote connect/disconnect directly between CIS and MS	63
Figure 35 – Example message exchange for real-time price signal.....	64
Figure 36 – End device controls message format.....	65
Figure 37 – Example meter installation and removal message exchange.....	68
Figure 38 – Example end device event message exchange due to meter changeout.....	69

Figure 39 – Example message exchange due to CIS alarms	70
Figure 40 – Example message exchange when meter is changed out for recalibration	71
Figure 41 – Meter service requests message format	72
Figure 42 – Example firmware upgrade message exchange	73
Figure 43 – Example customer switching message exchange	74
Figure 44 – Message exchange for transferring auxiliary agreement information	75
Figure 45 – Message exchange for transferring receipt information	76
Figure 46 – Message exchange for transferring transaction information	76
Figure 47 – Auxiliary agreement configuration message format	77
Figure 48 – ReceiptRecord message format	78
Figure 49 – TransactionRecord message format	79
Figure 50 – Pairing of a PAN device	80
Figure 51 – PAN device events	81
Figure 52 – PAN device controls	82
Figure 53 – Master data linkages	84
Figure 54 – Message exchange for transferring supplier information	85
Figure 55 – Message exchange for transferring customer information	86
Figure 56 – Message exchange for transferring customer agreement information	86
Figure 57 – Message exchange for transferring customer account information	87
Figure 58 – Message exchange for transferring service category information	87
Figure 59 – Message exchange for transferring usage point information	88
Figure 60 – Message exchange for transferring meter information	88
Figure 61 – Message exchange for transferring end device information	89
Figure 62 – Message exchange for transferring service location information	90
Figure 63 – Message exchange for transferring pricing structures	90
Figure 64 – MasterDataLinkageConfig message format	92
Figure 65 – Service supplier configuration message format	93
Figure 66 – Customer configuration message	94
Figure 67 – Customer agreement configuration message	95
Figure 68 – Customer account configuration message	96
Figure 69 – ServiceCategoryConfig message format	96
Figure 70 – UsagePointConfig message format	97
Figure 71 – UsagePointLocationConfig message format	99
Figure 72 – End device config message format	100
Figure 73 – Meter configuration message	101
Figure 74 – ComModuleConfig message format	102
Figure 75 – ServiceLocationConfig message format	103
Figure 76 – PricingStructureConfig message format	104
Figure B.1 – Reply Message States	114
Figure C.1 – Typical enumerations for accumulation behaviour	123
Figure C.2 – Typical enumerations for direction of flow	131
Figure C.3 – Voltage measurements	138

Figure E.1 – Event data	186
Figure G.1 – CIM naming	226
Figure G.2 – Example XML structure for names	227
Figure G.3 – Use of names for references	228
Figure J.1 – Message request structure	391
Figure J.2 – GetMeterReadings	392
Figure J.3 – GetEndDeviceConfig	393
Figure J.4 – GetCustomerMeterDataSet	394
Figure J.5 – GetMeterServiceRequests	395
Figure K.1 – Message Envelope Extension	398
Figure K.2 – OperationSet	399
Figure K.3 – Pattern 1: Request/response (non-OperationSet)	400
Figure K.4 – Pattern 2: published event (non-OperationSet)	401
Figure K.5 – Pattern 3: Request/response (OperationSet)	402
Figure K.6 – Pattern 4: published event (OperationSet)	403
Figure M.1 – Get/cancel pattern which is not recommended	441
Figure M.2 – Get/cancel pattern which is recommended	442
Table 1 – Document overview for IEC 61968-9	12
Table 2 – Business functions and abstract components	26
Table 3 – Classes for meter reading and control	27
Table 4 – Classes related to meter reading and control	32
Table 5 – IEC 61968-9 configuration profiles	83
Table A.1 – Commonly used verbs	106
Table B.1 – ReplyCode Categories	108
Table B.2 – Error-free Enumerations	109
Table B.3 – Missing-element Enumerations	109
Table B.4 – Bad-value Enumerations	109
Table B.5 – Too-many-values enumerations	110
Table B.6 – Request-timed-out enumerations	110
Table B.7 – Application-error enumerations	111
Table B.8 – Business-rule-violation enumerations	111
Table B.9 – Security issue enumerations	111
Table B.10 – Common enumerations	112
Table C.1 – Time-period of interest enumerations	116
Table C.2 – Data qualifier enumerations	116
Table C.3 – measuringPeriod enumerations	117
Table C.4 – Demand normalization scalars	119
Table C.5 – Accumulation behaviour enumerations	121
Table C.6 – Customary accumulation behaviour enumerations	123
Table C.7 – Direction of flow enumeration	124
Table C.8 – DirectionOfFlow enumeration equivalencies	130

Table C.9 – Commodity.....	131
Table C.10 – measurementKind Index.....	133
Table C.11 – Harmonic and Interharmonic enumerations	139
Table C.12 – Argument enumerations	139
Table C.13 – Time Of Use Enumerations.....	140
Table C.14 – Critical Peak Period Enumerations.....	141
Table C.15 – Consumption Tier Enumerations	142
Table C.16 – Example Combinations of TOU and Consumption Tier Enumerations.....	142
Table C.17 – Phase enumerations.....	143
Table C.18 – Power of ten enumerations	147
Table C.19 – Historical concentration multiplier enumerations.....	148
Table C.20 – Base SI units of measure.....	150
Table C.21 – Derived SI units of measure with special names.....	150
Table C.22 – Derived SI Units of Measure without Special Names	152
Table C.23 – Non-SI Units of Measure accepted for use with the International System of Units	155
Table C.24 – Dimensionless and Concentration Units of Measure	156
Table C.25 – Non-SI units whose values in SI units shall be obtained experimentally	158
Table C.26 – Other Non-SI Units of Measure	160
Table C.27 – Non-SI Units Associated with the CGS and the CGS-Gaussian System of Units	164
Table C.28 – Currency units of measure (from ISO 4217)	165
Table C.29 – ReadingType Examples.....	167
Table D.1 – System identifier	173
Table D.2 – Example quality code categories	173
Table D.3 – Validity related codes	174
Table D.4 – Diagnostics related codes	175
Table D.5 – Power quality related codes.....	175
Table D.6 – Tamper / revenue protection related codes	176
Table D.7 – Data collection related codes.....	176
Table D.8 – Failed reasonability testing related codes	178
Table D.9 – Failed validation testing related codes	178
Table D.10 – Edit related codes	179
Table D.11 – Estimation related codes	180
Table D.12 – Questionable related codes	181
Table D.13 – Derived related codes	182
Table D.14 – Projected related codes.....	183
Table D.15 – Example Quality Codes	184
Table E.1 – EndDeviceType codes.....	187
Table E.2 – EndDeviceDomain Codes	189
Table E.3 – EndDeviceSubdomain codes	190
Table E.4 – EndDeviceEventOrAction codes	195
Table E.5 – Battery events	202

Table E.6 – Billing events	202
Table E.7 – Cartridge events	203
Table E.8 – Clock events	203
Table E.9 – Communication events	204
Table E.10 – Configuration events	205
Table E.11 – Demand events	206
Table E.12 – Firmware events	207
Table E.13 – GasSupply events	209
Table E.14 – Installation events	209
Table E.15 – LoadControl events	209
Table E.16 – LoadProfile events	210
Table E.17 – Logs events	210
Table E.18 – Memory events	210
Table E.19 – Metrology events	211
Table E.20 – MobileSecurity events	213
Table E.21 – Modem events	214
Table E.22 – ModuleFirmware events	214
Table E.23 – Network events	214
Table E.24 – PAN / HAN events	215
Table E.25 – Power events	216
Table E.26 – Pressure events	219
Table E.27 – RCDSwitch events	219
Table E.28 – Security events	220
Table E.29 – Temperature events	222
Table E.30 – VideoDisplay events	222
Table E.31 – WaterSupply events	222
Table F.1 – Demand Controls	223
Table F.2 – LoadControl Controls	224
Table F.3 – PAN / HAN Controls	224
Table F.4 – RCDSwitch Controls	225
Table L.1 – Exemplary master data management / data synchronization use cases	405

INTRODUCTION

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

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

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

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

Table 1 – Document overview for IEC 61968-9

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

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

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

Part 9: Interfaces for meter reading and control

1 Scope

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

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

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

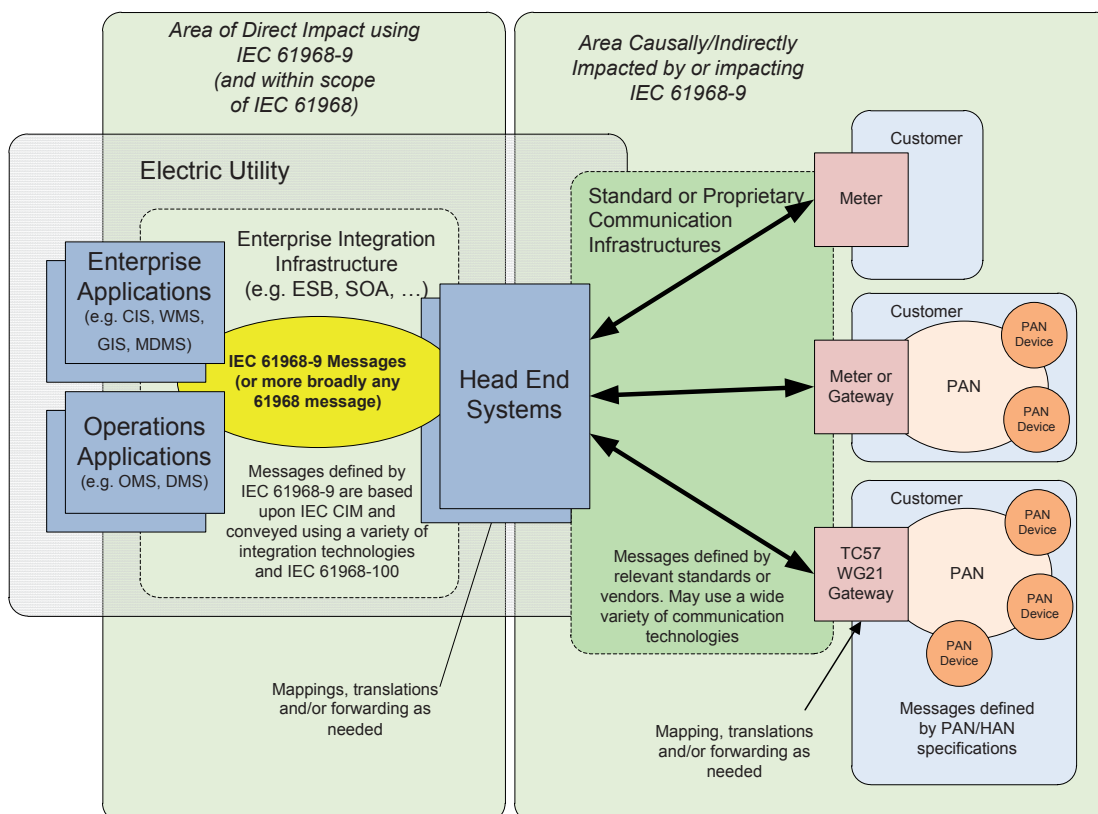


Figure 1 – IEC 61968-9 scope

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

2 Normative references

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3 Terms, definitions and abbreviations

3.1 Terms and definitions

For the purposes of this standard, the terms and definitions given in IEC 60050-300, IEC/TS 61968-2, IEC/TR 62051-1, IEC 62055-31 and the following terms apply.

NOTE Where there is a difference between the definitions in this standard and those contained in other referenced IEC standards, then those defined in IEC/TS 61968-2 shall take precedence over the others listed, and those defined in IEC 61968-9 shall take precedence over those defined in IEC/TS 61968-2.

3.1.1

customer program

classification scheme for the sale of energy to consumers according to a particular tariff

Note 1 to entry: The program may specify the purpose, conditions on the time of use, the service voltage(s), the volumes consumed, and/or other terms as a condition of the sale.

Note 2 to entry: Utilities may promote particular programs to their industrial, commercial, agricultural, and residential customers in an effort to encourage a particular behaviour, or to make them aware of their options.

3.1.2

demand response

set of processes and programs that are used to reduce consumption

Note 1 to entry: This may be done on an economic, mandatory or emergency basis.

3.1.3

end device

equipment located at the end of the communication system, usually on the customer premises

Note 1 to entry: An end device may perform functions such as metrology, connect/disconnect, load control, demand response, or other functions, and may have power relay and/or local communications capability. This is represented within the CIM using the EndDevice class. Meters and PAN devices are examples of end devices.

3.1.4

head end

component of a metering system that collects data from and issues controls to end devices

Note 1 to entry: A head end may also manage the communication system used to communicate with the end devices. From the perspective of enterprise integration, the head end acts as a proxy for end devices.

3.1.5

gateway

device that may be used to manage devices on a PAN and participate in internet-based interactions

Note 1 to entry: A gateway may apply a transformation from one protocol to another.

3.1.6

load control device

type of EndDevice which can receive signals causing it to shed load for the purposes of maintaining network reliability and/or commercial agreements

3.1.7

meter

type of end device which performs metrology and supports the tariffing of the distribution and/or transmission network

Note 1 to entry: This is represented using the CIM Meter class, which is a subclass of EndDevice.

Note 2 to entry: As an end device, a meter will typically, but not always, have a communication link with a head end system.

3.1.8

meter changeout

meter exchange

process of replacing an existing meter with a new meter

Note 1 to entry: The installer will customarily follow a work order which specifies a given location, and usually requires that he or she capture readings from the old and new meters, and record the time and day in which the work was performed.

3.1.9

meter data manager

system that manages meter data, and typically provides a variety of value added functionalities such as VEE

3.1.10

premise area network

fully inclusive of the scope of a home area network (HAN) as it also covers commercial premises

3.1.11

PAN device

type of end device that is located on a customer premise and communicates using a PAN

Note 1 to entry: A PAN device can typically accept controls and/or report events.

Note 2 to entry: PAN devices commonly use meters as communication gateways.

3.1.12

payment meter

electricity meter with additional functionalities that can be operated and controlled to allow the flow of energy according to agreed payment modes

Note 1 to entry: Typically this involves prepayment for electricity.

3.1.13

prepayment mode

payment mode in which automatic interruption occurs when available credit is exhausted

3.2 Abbreviations

AM	asset management
AMR	automated meter reading
AMI	advanced metering infrastructure
CIM	common information model

CIS	customer information system
COSEM	companion specification for energy metering
DLMS UA	device language message specification user association
DMS	distribution management system
DR	demand response
DRMS	demand response management system
HAN	home area network
IDR	interval data recorder
IEC	International Electrotechnical Commission
LC	load control
LDC	load control system
LMS	load management system
MAM	meter asset management
MDM	meter data management
MDM	master data management
MM	meter maintenance
MR	meter reading
MS	metering system
NO	network operations
OMS	outage management system
POS	point of sale
PAN	premise area network (includes scope of HAN)
RF	radio frequency
SM	smart meter
UML	unified modeling language
VEE	validating, editing, and estimating
WM	work management
XSD	XML schema

4 Reference and information models

4.1 General approach to metering systems

The spinning disk in an electromechanical meter generally serves as a pulse initiator to the meter recorder module. In a similar fashion, solid-state meters may also employ a metrology unit that generates pulses which represent a fraction of a kWh, and if more sophisticated, the solid-state meter may have a meter recorder which is able to accumulate many different kinds of information and store it for presentation to the meter communications module using a message and table-driven protocol such as ANSI C12.19 or IEC 62056.

The most common metered data element is kWh, but many electricity meters can also capture kW, kVAR, kVARh, and other similar billing quantities. Some meters can also capture pure engineering quantities such as voltage, current, power factor, etc.

Some AMR systems attempt to add value to meters by adding functionality that the meter may lack. For simple meters (e.g. energy only) it is common for an AMR meter module to add the capability to

perform demand metering, Interval Data Recording (IDR), maintain an energisation count, or even provide estimates of certain engineering quantities such as voltage.

Commercial and Industrial meters often employ current transformers and voltage transformers to meter the actual service. Primary voltages and currents are scaled down using potential transformers (PTs) and current transformers (CTs) so that the meter does not have to be constructed to withstand the high voltages and currents actually delivered to the load. Secondary voltage or current values are those that are often measured directly by the meter. Secondary values are small percentage of the primary values that may actually delivered to or connected to the load. If secondary voltages and currents are measured by the meter, these can be converted back to primary values using the PT and CT ratios, which are just the ratio of primary to secondary values.

The metering system will convey meter data and other value-added data through the metering system network to the destination. Depending on the system, the journey may involve multiple steps through public or private networks, licensed or unlicensed RF spectrums, standardized or proprietary systems, in a one-way or two-way fashion.

Some general operations or services can be defined for a metering system. These general operations will translate to specific actions in the context of a given metering solution.

General operations can be scheduled or called on-demand. Each operation returns an answer with an optional status. A message encapsulates a general operation.

Readers of IEC 61968-9 interested in additional information may refer to other standards including IEC 62056, DLMS UA (Device Language Message Specification User Association) and the COSEM model: COmpanion Specification for Energy Metering.

4.2 Reference Model

4.2.1 General

The following diagrams serve as reference models and provide examples of the logical components and data flows related to this International Standard. Subclause 4.5.2 provides references to terms that are defined by the CIM.

The “meter” is a specialization of an “end device”. The end device may contain a metrology capability, it may contain a communications capability, it may be a load control unit, and it may contain a mixture of many different types of functionality. Figure 2 attempts to describe the concept of essentially a shopping-list of functionality which may be available in the (logical or physical) end device.

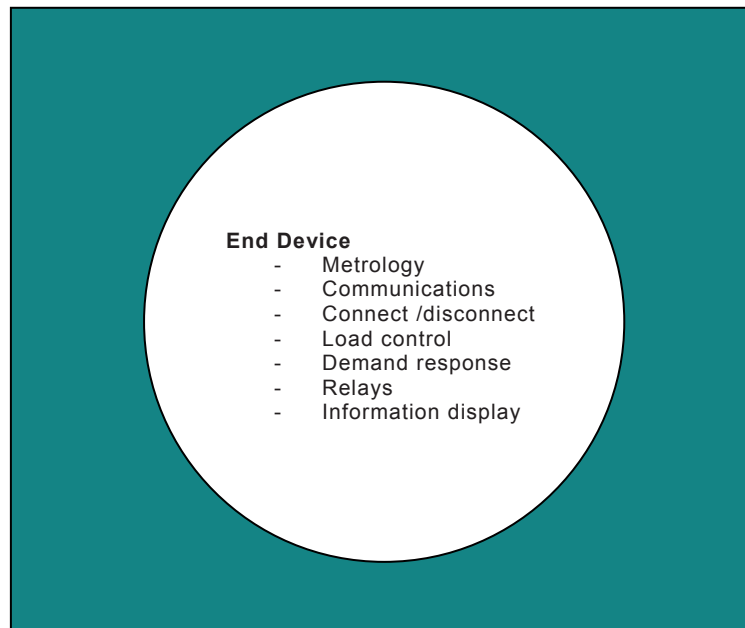


Figure 2 – Example of an end device with functions

The end device itself, while presenting a myriad of functionality, is not the subject of this standard. There are many interactions which ultimately affect the end device but occur as a result of a communication between systems at a much higher level in the control architecture. The interaction between systems is within the scope of this standard, and Figure 3 is an informative view of the systems involved and provides an overview to the stakeholder community.

From the perspective of this standard, an end device:

- has a unique identity (mRID and/or one or more instances of the Names class)
- is managed as a physical asset
- may issue events
- may receive control requests
- may collect and report measured values
- may participate in utility business processes

The following diagrams of Figures 3 and 4 describe the flows between the components in the reference model. Two diagrams are used in order to reduce the complexity that would be experienced by a single diagram. The numbers in brackets provide linkages to the flow definitions.

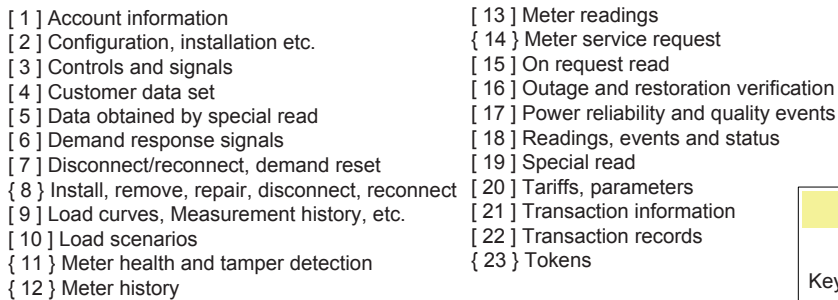


Figure 3 – IEC 61968-9 reference model

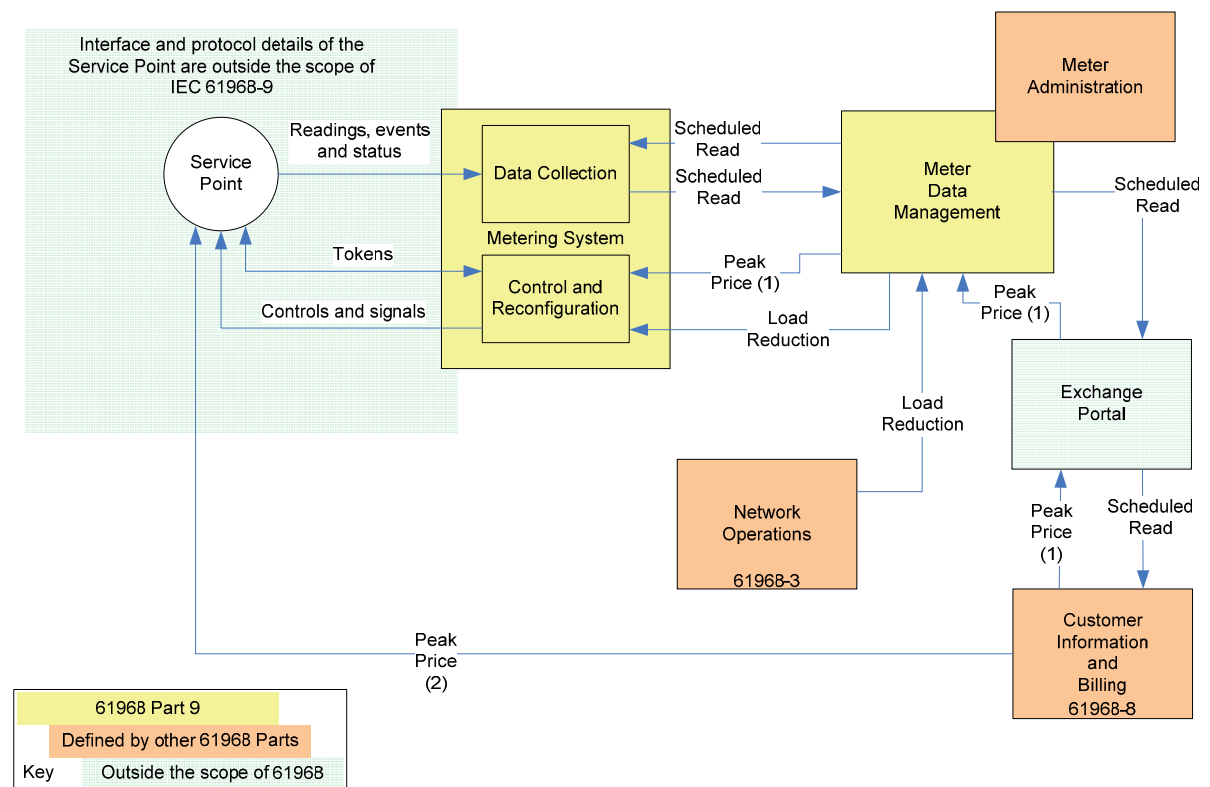


Figure 4 – IEC 61968-9 Reference model with customer information and billing system

The reference architecture reflects five main logical components (potentially realized as systems or subsystems) related to metering:

- metering system, potentially including data collection and control and reconfiguration functionality
- meter data management, which may include meter administration functions
- meter maintenance
- load management, potentially including load control and load analysis functionality
- meter asset management.

The metering system and meter maintenance system components may be bound to a specific meter and associated communication technology or they may support multiple meters (and more generically end devices) types and associated communication technology. The meter data management system component may support and consolidate meter data from more than one metering system. The metering system may also support consolidation of various measurement and data collection implementations, providing a consistent interface to the meter data management system component.

4.2.2 Metering system (MS) – Data collection

The tasks of the data collection sub-component within the metering system may include:

- readings and status collection. Readings and status may be obtained through either manual or automated means, on a scheduled or on-request basis
- transmission of meter readings and status to a meter data management system

- transmission of power reliability and quality event data to outage management, network operations, and capacity planning systems
- transmission of communication network health information to those responsible for maintaining the communications network.

It is important to note that metering systems are significantly diverse with respect to technologies used, protocols used, capabilities and frequency of data collection. The details of the internals of meters, communication transports and protocols are outside the scope of this international standard.

A handheld device used by a human meter reader could be regarded as a metering system. In a typical meter reading by human, a reader inputs meter data into a handheld device in a field. The handheld device is not connected to a communication network in a field. At the end of day work, the handheld device is connected to a communication network at reader's home (not in an office), and meter data is uploaded to a meter data management system. In this case, this communication network should be part of a metering system. Data collection is described in IEC 61968-1 as "MR-RMR."

4.2.3 Metering system (MS) – Control and reconfiguration

The tasks of the control and reconfiguration subcomponent within the metering system are:

- primary interface in executing meter control commands
- communicating payment system information
- act as a communication gateway for load control devices
- service connect / disconnect
- configuration of tariff units of measure and calendar
- configuration of power quality measurement
- configuration of meter event recording
- relay of load control signals
- configuration of meter identity and security credentials
- fraud detection.

This subcomponent is identified separately within the metering system in order to recognize the existence of metering systems that do not have the ability to send messages to meters. IEC 61968-1 describes this subcomponent as "MR-MOP-Meter Configuration." Metering systems with these capabilities are often referred to as "AMI".

4.2.4 Load control

The Metering System Infrastructure may often be used as a communication gateway to load control units. Load control units are end devices with load control (LC) capability. These are wired to control individual, target devices. End devices with LC functionality can take on different forms. Quite often a dedicated LC unit can be located at (or near) the device to be controlled. Another approach is to use meters that have relays which are configured to serve as LC devices. Still another approach is to interface with a customer energy management system (which would be another type of end device).

4.2.5 Load management system (LMS)

A load management system is used to manage and control load by the utility in order to promote system reliability. A load management system may perform load forecasting, contingency analysis, and other simulations prior to issuing a load control command.

4.2.6 Meter asset management (MAM) system

Utilities will employ some form of asset management software in an effort to maintain detailed records regarding their physical assets. Asset management is treated categorically in IEC 61968-4. However, metering has such special requirements that it is common for a utility to use specialized Meter Asset Management software. The software inventories the asset – providing a record of its physical attributes as well as its location. For sake of discussion, the IEC 61968-9 document will talk about a MAM system which is closely coupled to the MS and MDM, though some implementations will successfully generalize the asset management application sufficiently so that it can live within a more generic AM system.

4.2.7 Meter data management (MDM) system

From a historical perspective, it was common for a utility to have more than one automated meter reading system. Alternatively, a utility might outsource meter reading services to one or more third-party service providers who operate an AMR system and/or read the meters manually. The meter data management (MDM) system is used to provide a common repository, and point of management and access of meter data that is collected from disparate metering systems. In addition to data aggregation, quite often the MDM will also make an effort to scrutinize the data collected from the various metering systems, and provide a validating, editing, and estimating (VEE) capability. MDM systems will frequently also provide functionality involving issue, control, and tracking of EndDeviceControls and endDeviceEvents.

4.2.8 Customer information system (CIS)

A CIS will typically encompass functionality related to customer care and billing. This is a subject which is external to the IEC 61968-9 standard. The billing function is driven by readings, typically demand or time-of-use, obtained from the meter. The CIS is also often involved with processes related to billing inquiries, meter disconnect and meter reconnect, rate program changes.

The CIS is frequently the “source of record” in utility enterprises for master data defining key entities such as meters, other end devices, usage points, service suppliers, customers, pricing structures, etc. and the relationships between these entities. See 5.10 and Annexes K and L for additional information related to master data management / data synchronization.

4.2.9 Outage management system (OMS)

An outage management system (OMS) is used by distribution operators to detect and track outages, and to assist in the process of verification and/or restoration of service. An OMS typically combines (or has ties to) functionality such as network operations fault management; operational planning and optimisation, network operation simulation; maintenance and construction; maintenance and inspection; and work scheduling and dispatching.

The metering system can be an important source of information for identifying the existence and extent of outages, and can be used to verify the restoration of outages. The MS might have the ability to publish outage and restoration data to the OMS as it finds it. This type of information typically joins customer call-ins in the OMS to allow it to better predict the location of the outage. However, due to the time-sensitive nature of outage detection, there is also the potential need for a request/reply interface with the MS, where the OMS can ask for specific equipment on the distribution network to be tested by the MS, and an energisation status returned for analysis. The request/reply interface can be used by the OMS to supply critical data needed to make an outage prediction, or by a dispatcher who would like to verify that power has been restored to all of the metered endpoints downstream of a particular switch prior to sending the lineman to the next location.

It is also relatively common for MDM systems to act as an intelligent agent in the brokering of outage related messages between Metering Systems and Outage Management Systems.

4.2.10 Network operations (NO)

Network Operations (IEC 61968-3) may occasionally need to issue load control and pricing signals to meters. This can be done for both economic and emergency reasons.

4.2.11 Meter maintenance (MM)

Meter Maintenance is responsible for functionality related to the configuration and installation of meters. This type of functionality generally falls under Meter Asset Management, or Asset Management in general. Performing meter maintenance may require exchanges with Work Management.

4.2.12 Planning

The planning function is described as operational planning and optimisation, network operation simulation.

4.2.13 Work management (WM)

A Work Management system is responsible for work that is performed by field resources. This subject is covered in maintenance and construction maintenance and inspection (IEC 61968-6).

With respect to metering, WM includes the installation, maintenance and replacement of meters. This may also involve the process of special reads.

4.2.14 Point of sale (POS)

A Point of Sale (POS) system is used for the management of payment meters, where a customer either purchases a token or makes a payment for service.

4.2.15 Meter

The meter records the data used for tariffing public networks, and data used for network balancing mechanisms. Meters are a subtype of EndDevice.

Readings captured by the metering system are collected by a system such as the MDM before being presented for billing purposes. Billing entities may correct the data, or, in some regions, the energy supplier may perform validating, editing, and estimating (VEE) according to rules established by the appropriate supervising regulatory agency. In any case, those corrections are made available to the user who requests them.

Where this international standard refers to a "Meter", it should be realized that a "Meter" is an end device that has metrology capability, it may or may not have communications capability, it may or may not have connect/disconnect capability, or a host of other capabilities. Given that a meter will have metrology capability, electricity meters will in all likelihood meter kWh, but possibly also demand, reactive energy and demand, time of use quantities, interval data, engineering quantities and more. In like manner, meters for other commodities such as gas and water may monitor analogous quantities.

4.2.16 Load control devices

Load control devices are used to control loads at a UsagePoint. The metering system may often have a communication network which can be used for transmitting load control signals (EndDeviceControls) in order to control the load presented by the EndDevice(s). Alternatively, the communication network could be used to communicate demand response (price) signals to devices in order to affect the load presented by the EndDevice(s). PAN devices can also provide load control functions.

4.2.17 PAN devices

PAN devices are used for a variety of purposes within a customer premise. The meter is often used as a gateway for communication between the head end system and the PAN device. PAN devices may react to control messages or generate EndDeviceEvents. Some PAN devices, such as in-home displays, may also present information to consumers. PAN devices may be configured to react to pricing or other demand response related signals that are issued as EndDeviceControls. PAN devices are modelled as EndDevices in the CIM.

4.2.18 Demand response management system (DRMS)

Demand Response Management Systems are used to manage registration in DR programs, send events to program participants and collect related performance information as needed for settlements.

4.3 Interface reference model

It is not the intention of this standard to define the applications and systems that vendors should produce. It is expected that a concrete (physical) application will provide the functionality of one or more abstract (logical) components as listed in this standard. These abstract components are grouped by the business functions of the Interface Reference Model.

In this standard, the term abstract component is used to refer to that portion of a software system that supports one or more of the interfaces defined in Parts 3 to 9. It does not necessarily mean that compliant software is delivered neither as separate modules nor as a single system.

IEC 61968-1 describes infrastructure services common to all abstract components while IEC 61968-3 to -9 define the details of the information exchanged for specific types of abstract component.

IEC 61968 defines that:

- a) An inter-application infrastructure is compliant if it supplies services defined in IEC 61968-1 to support at least two applications with interfaces compliant to sections of IEC 61968-3 to -9.
- b) An application interface is compliant if it supports the interface standards defined in IEC 61968-3 to -9 for the relevant abstract components defined in the Interface Reference Model.
- c) An application is only required to support interface standards of the applicable components listed under abstract components. An application is not required to support interfaces required by other abstract components of the same business sub-function or within the same business function. While this standard primarily defines information exchanged among components in different business functions, it will occasionally also define information exchanged among components within a single business function when a strong market need for this capability has been realised.

4.4 Meter reading and control functions and components

It should be noted that the message types defined in this "standard may be sent or received by any type of component within a distribution management system (DMS) system.

Table 2 shows these functions and typical abstract components that are expected to be producers of information for these message types. Typical consumers of the information include, but are not restricted to, the other components as listed in IEC 61968-1.

Table 2 – Business functions and abstract components

Business functions	Business sub-functions	Abstract components
Meter reading and control (MR)	Metering system (MS)	Data collection
		End point controls
		End point reconfiguration
		Disconnect/reconnect
		Demand reset
		On request read
		Point of sale
		Outage detection and restoration verification
		Power reliability and quality events
		Metering system events
	Meter maintenance and asset management	End point install, configure, remove, repair, disconnect, reconnect
		End point asset history
		End point reconfiguration
		Special read
		Meter service request
		Tariffs
	Meter data management (MDM)	Meter data repository
		Usage history
		Validation, estimation and editing
		Customer billing data
		End device controls and events
	Demand response (DR)	Real-time pricing
		Emergency reductions
		Economic reductions
		Program registration
	Load management (LM)	Load analysis
		Load control
		Demand response
		Performance measurements
		Risk management

4.5 Static information model

4.5.1 General

The information model relevant to meter reading and control consists of classes that provide a template for the attributes for each message.

The classes are defined in detail in IEC 61968-11, *Common Information Model (CIM) extensions for distribution* or in IEC 61970-301, *Energy management system application program interfaces – Common Information Model core*.