

**Kommunikationssysteme für Zähler
und deren Fernablesung**Teil 1: Datenaustausch
Englische Fassung EN 13757-1:2002**DIN****EN 13757-1**

ICS 33.200; 35.100.70

Communication systems for meters and remote reading of meters —
Part 1: Data exchange; English version EN 13757-1:2002Systèmes de communication et de télérelevé de compteurs —
Partie 1: Echange de données; Version anglais EN 13757-1:2002**Die Europäische Norm EN 13757-1:2002 hat den Status einer Deutschen Norm.****Beginn der Gültigkeit**

EN 13757-1:2002 wurde am 7. November 2002 angenommen.

Nationales Vorwort

Diese Norm wurde im Technischen Komitee CEN/TC 294 erarbeitet. Der Normenausschuss Heiz- und Raumluftechnik (NHRS) war für das DIN Deutsches Institut für Normung e.V. an der Erstellung dieser Norm beteiligt.

Das Präsidium des DIN hat mit Präsidialbeschluss 13/1983 festgelegt, dass eine Deutsche Norm unter bestimmten Bedingungen allein in englischer Sprache veröffentlicht werden darf. Sie steht nicht unmittelbar in Zusammenhang mit Rechtsvorschriften und ist nicht als Sicherheitsnorm anzusehen. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Anwender über hinreichende englische Sprachkenntnisse verfügen.

Für die im Abschnitt 2 zitierten Internationalen Normen wird im Folgenden auf die entsprechenden Deutschen Normen hingewiesen:

Zum allgemeinen Verständnis wurde eine Übersetzung der Abschnitte Anwendungsbereich, Begriffe und Allgemeine Beschreibung sowie der Anhänge A, B und C angefertigt, die dem nationalen Vorwort im Folgenden beigelegt wird.

ISO 1155 siehe DIN 66019
ISO 1177 siehe DIN ISO 1177
ISO 1745 siehe DIN 66019
ISO/IEC 646 siehe DIN 66003

Fortsetzung Seite 2 bis 36
und 76 Seiten EN

Normenausschuss Heiz- und Raumluftechnik (NHRS) im DIN Deutsches Institut für Normung e. V.
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE

Inhalt

Seite

Vorwort.....	4
1 Anwendungsbereich.....	5
2 Normative Verweisungen	5
3 Begriffe.....	5
4 Allgemeine Beschreibung	5
4.1 Grundwortschatz.....	5
4.2 Schichtenprotokoll.....	6
4.3 Anwenderschicht für Zähler	7
4.4 Begleitspezifikation	7
4.5 COSEM-Grundprinzipien.....	8
4.6 Management eines COSEM-Gerätes	10
4.7 Untere Schichten.....	10
Anhang A (normativ) Grundklassenzähler	12
A.1 Grundanforderungen an Heizkostenverteiler	12
A.2 Grundanforderungen an Wärme/Kälte-Zähler.....	12
A.3 Grundanforderungen an Gaszähler	13
A.4 Grundanforderungen an Kalt-/Warmwasserzähler	13
Anhang B (informativ) Mengenumwertung für Gas	14
B.1 Einleitung.....	14
B.2 Vorwort zum abstrakten Datenmodell von Mengenumwertern Gas.....	14
B.3 Abstrakte Datenmodelle von Mengenumwerter für Gas.....	15
B.3.1 Definitionen	15
B.3.2 Gängige Objekte bei der Gasumwertung und Energieberechnung.....	16
B.4 Prinzip der Messungen für Volumenumwertung und Energieberechnung	17
B.5 Datenfluss in der Mengenumwertung und Energieberechnung	19
Anhang C (normativ) Begriffe	20
C.1 Einleitung.....	20
C.2 Aktivierungsmaske	20
C.3 Aktivitätskalender	20
C.4 LN-Assoziation	20
C.5 SN-Assoziation.....	20
C.6 Automatische Erfassung.....	21
C.7 Berechtigte Gruppe.....	21
C.8 Berechnungszeitraum	21
C.9 Kalender	21
C.10 Erfassung.....	21
C.11 Kanal.....	21
C.12 Takt.....	21
C.13 Aktueller und letzter Durchschnittswert.....	22
C.14 Datum und Zeit	22
C.15 Sommer-/Winterzeitumstellung	22
C.16 Bedarf.....	23
C.17 Geräte-ID	24
C.18 Fehlerwerte	24
C.19 Erweitertes-Register-Schnittstellenklasse	25
C.20 Handterminal	25
C.21 Hohe Sicherheit.....	25
C.22 Schnittstellenmodellierung.....	25
C.23 Eingangs/Ausgangs-Steuersignale (I/O-Steuersignale)	25
C.24 Kompatibilität	25
C.25 Logisches Gerät	26
C.26 "Logical name"-Bezugnahme	26

C.27	Niedrige Sicherheit	26
C.28	Herstellerdefinierte ID-s	27
C.29	Herstellerspezifische abstrakte Objekte.....	27
C.30	Herstellerspezifischer Identifikationscode der Klasse (class_id)	27
C.31	Herstellerspezifische Daten und Parameter.....	27
C.32	Herstellerspezifische OBIS-Codes.....	27
C.33	Maximal- und Minimalwert-Objekte.....	27
C.34	Messung verschiedener Medien	27
C.35	Messmethoden und Tarife	28
C.36	Messwertereihen.....	28
C.37	Fehlende Messwerte.....	28
C.38	Passwort.....	28
C.39	Physikalisches Gerät.....	28
C.40	Handhabung bei Netzausfall.....	29
C.41	Netzausfallüberwachung	29
C.42	Bevorzugte Ablesewerte	29
C.43	Profil-Objekte	29
C.44	Profil für Berechnungszeiträume	30
C.45	Schnittstellenklasse Profilauswahl.....	30
C.46	Schnittstellenklasse Register.....	30
C.47	Rücksetzen, Schnittstellenklasse Bedarfsregister	30
C.48	Rücksetzen, Schnittstellenklasse Erweitertes Register	31
C.49	Rücksetzen, Schnittstellenklasse Profilauswahl.....	31
C.50	Rücksetzen, Schnittstellenklasse Register.....	31
C.51	Rücksetzen, Quellenanzeige	31
C.52	Festwertmultiplikator-Einheit	31
C.53	Zeitplan	31
C.54	Skript.....	31
C.55	Skripttabelle	32
C.56	Jahreszeit	32
C.57	Selektiver Zugriff.....	32
C.58	Datumsvorgabe.....	32
C.59	Bezugnahme mit Kurznamen	32
C.60	Schnittstellenklasse Tabelle der speziellen Tage	32
C.61	Standardablesungsdefinitionen	32
C.62	Tarif	33
C.63	Tarifierung	33
C.64	Schwelle.....	33
C.65	Zeitintegralwert-Objekte.....	33
C.66	Einstellen der Zeit, in Verbindung mit der Schnittstellenklasse "Zeitplan"	33
C.67	Zeitmarken (in Beziehung zur Schnittstellenklasse PSTN-Auto-dial)	34
C.68	Zeitmarken (in Beziehung zu Berechnungszeiträumen).....	34
C.69	Zeitsynchronisation.....	34
C.70	Einheitliche Identifizierung	34
C.71	Hilfstabellen.....	35

Vorwort

Dieses Dokument EN 13757-1:2002 wurde vom Technischen Komitee CEN/TC 294 „Sicherheits-, Regel- und Steuereinrichtungen für Gasbrenner und Gasgeräte“ erarbeitet, dessen Sekretariat von AFNOR gehalten wird.

Diese europäische Norm soll den Status einer nationalen Norm erhalten, entweder durch Veröffentlichung eines identischen Textes oder die einer Anmerkung, spätestens bis Juni 2003. Entgegenstehende nationale Normen sollen bis spätestens Juni 2003 zurückgezogen werden.

Die Anhänge A und C sind normativ. Der Anhang B ist informativ.

Entsprechend der CEN/CENELEC-Geschäftsordnung sind die nationalen Normungsinstitute der folgenden Länder gehalten, diese Europäische Norm zu übernehmen: Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Luxemburg, Malta, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, Schweiz, Spanien, die Tschechische Republik und das Vereinigte Königreich.

Deutsche Übersetzung der Abschnitte 1, 3 und 4 sowie der Anhänge A, B und C

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil 1 der EN 13757 spezifiziert mit einer allgemein gültigen Beschreibung den Datenaustausch und die Kommunikation für Zähler und die Fernablesung von Zählern; weitere Teile sind:

EN 13757-2: Physical and link layer, twisted pair baseband (M-Bus)

EN 13757-3: Dedicated application layer (M-Bus)

EN 13757-4: Wireless meter readout

Der Teil 1 spezifiziert hauptsächlich das Datenprotokoll für die Anwendungsschicht für Zähler.

ANMERKUNG Elektrizitätszähler werden mit dieser Norm nicht erfasst, denn die Normung für die Fernablesung findet in IEC und CENELEC statt.

2 Normative Verweisungen

(nicht übersetzt)

3 Begriffe

Für die Anwendung dieser Europäischen Norm gelten die in Anhang C dieses Dokumentes angegebenen Begriffe für die Fernablesung von Zählern.

4 Allgemeine Beschreibung

Es folgt die Beschreibung des Umfeldes, auf die diese Norm anwendbar ist, d. h. Fernablesung von einer Zähleinheit in einem Netzwerk mittels „non-routed“ Ansteuerung.

4.1 Grundwortschatz

Alle Kommunikationen basieren auf zwei Typen von Geräten, die durch die Begriffe **Caller** - (Anrufer-) System und **Called** - (Angerufener-) System dargestellt werden. Der **Caller** ist das System, das den Anstoß für eine Kommunikation mit einem entfernten System, dem **Called**-Teilnehmer, gibt; diese Benennung bleibt während der gesamten Dauer der Kommunikation gültig.

Eine Kommunikation wird in eine bestimmte Anzahl von Transaktionen aufgeschlüsselt. Jede Transaktion wird durch eine Übertragung vom **Transmitter** (Sender) zum **Receiver** (Empfänger) dargestellt. Während der Transaktionsfolge agieren **Caller**- und **Called**-Systeme wechselseitig als **Transmitter** und **Receiver**.

Die Begriffe **Client** und **Server** haben dieselbe Bedeutung wie im DLMS-Modell EN 61334-4-41. Der **Server** ist das System (Zähler), das als virtuelle Verteilungseinrichtung (VDE) für die Übersendung aller speziellen Abfragen agiert. Der **Client** ist das System (Sammelsystem), das den Server für einen spezifischen Zweck durch einen oder mehrere Bedienungsaufrufe nutzt.

Der Zustand unter Einbeziehung eines **Caller Client** und eines **Called Server** ist zweifellos der häufigste Fall, allerdings ist eine auf einem **Caller Server** und **Called Client** beruhende Kommunikation auch möglich, insbesondere zum Melden des Auftretens eines dringenden Alarms.

4.2 Schichtenprotokoll

Der Zweck dieses Unterabschnittes ist die zusammengefasste Erklärung des Schichtenmodells, wie es durch CEN/TC 294 vorgeschlagen wird.

Um ein automatisches Ablesen der Zähler durchzuführen, setzt das CEN/TC 294 eine Protokollstapelmethode voraus. Ein Protokollstapel wird in Schichten unterteilt, um die Komplexität des Kommunikationssystems zu verringern. Jede Schicht stellt der über ihr liegenden Schicht Dienste auf der Basis der unter ihr liegenden Schicht zur Verfügung.

Das vom TC/294 gewählte Schichtenmodell entspricht dem 3-Schichten-Modell des IEC in der EN 61334-4-1, das vom 7-Schichten-Modell des ISO-OSI in der ISO 7498-1 abgeleitet wurde.

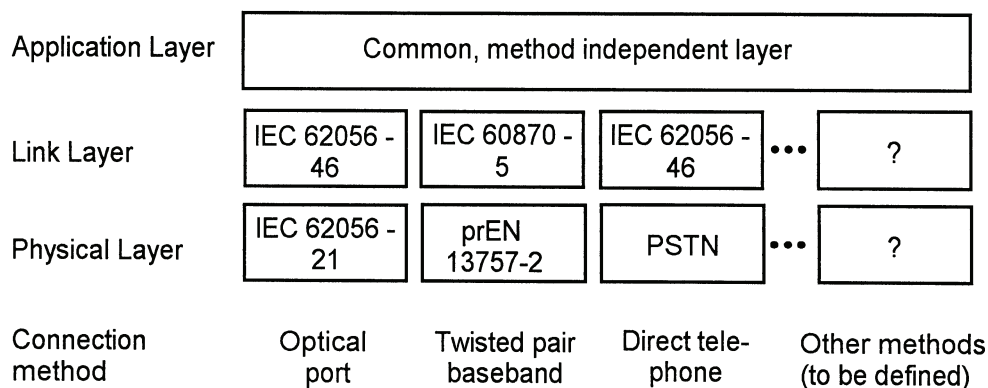
Die drei Schichten (Layer) des IEC-Modells sind auf unten stehendem Bild gezeigt:

Layer 7	Application
Layer 2	Data link
Layer 1	Physical

Bild 1 — 3-Schichten-Modell des IEC

ANMERKUNG Die Schichtennummern (Layer) beziehen sich auf die Nummerierung des 7-Schichten-Modells des ISO-OSI.

Die Schichten 1 und 2 hängen von der verwendeten Verbindungsmethode ab (Power Line Carrier-Low Voltage [PLC-LV], Public Switched Telephone Network [PSTN], HF-Radio, Twisted-Pair-Kabel [TP]). Um eine einheitliche Ansicht aller Zählerarten zu haben, hat das TC/294 eine von der verwendeten Verbindungsmethode unabhängige Anwendungsschicht gewählt. Als eine Folge davon wird die unten gezeigte Protokollarchitektur verwendet:



- | | | | |
|---|---|---|------------------------|
| 1 | Anwendungsschicht | 6 | Optische Schnittstelle |
| 2 | Einheitliche, methodenunabhängige Schicht | 7 | Twisted-Pair-Basisband |
| 3 | Verbindungsschicht | 8 | Direkttelefon |

- 4 Physikalische Schicht
- 5 Verbindungsmethode

- 9 Andere Methoden (sind zu definieren)

Bild 2 — Verbindungsschichtunabhängige Anwendungsschicht

Während diese Architektur viele verschiedene Verbindungsmethoden erlaubt, ist sie gleichzeitig eine einheitliche verbindungsschichtunabhängige Anwendungsschicht. Dies ist wichtig, da verschiedene Verbindungsmethoden für unterschiedliche Betriebsumfelder geeignet sind. Die einheitliche Anwenderschicht senkt die Gesamtkosten und Komplexität eines Zählsystems mit Fernablesung.

4.3 Anwenderschicht für Zähler

Die Spezifikation der Anwenderschicht wird in zwei Teile unterteilt: DLMS und LLAC.

Die DLMS (Distribution Line Message Specification) EN 61334-4-41 ist eine Spezifikation für Anwendungsschichten. Sie erlaubt eine objektorientierte Beschreibung des Kommunikationssystems hinsichtlich seiner Funktionalität.

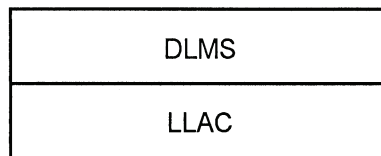


Bild 3 — Unterteilung der Anwenderschicht

Die LLAC (Logical Link Access Control) legt den Rest des verbindungsschichtunabhängigen Teils des Kommunikationssystems fest. Sie legt Aufgaben wie Sicherheitsmanagement, Handhabung von Mehrfachanwendungen und die Segmentierung großer Datenmengen in Mehrfachpakete innerhalb der niedrigeren Schichten fest. Dies stimmt mit den Transport-, Sitzungs- und Darstellungsschichten des ISO-OSI-7-Schichten-Modells in ISO 7498-1 überein.

4.4 Begleitspezifikation

Eine **Begleitspezifikation** (CS für Companion Specification) ist eine Erweiterung zur allgemeinen Norm. Sie kann sowohl eine Erweiterung der vorhandenen Norm als auch innerhalb des Anwendungsbereiches der vorhandenen Norm liegende Betriebsregeln enthalten.

- 1 Kern des Mitteilungsübermittlungssystems
- 2 Betriebsregeln innerhalb des Anwendungsbereiches der bestehenden Norm
- 3 nicht mit der bestehenden Norm kompatible Erweiterungen

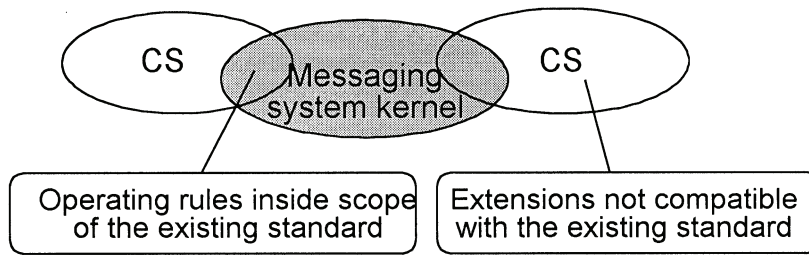


Bild 4 — Anwendungsbereich der Begleitspezifikation

DLMS ist ein leistungsstarkes, vom MMS (Manufacturing Messaging System), ISO 9506-1, abgeleitetes Mitteilungsübermittlungssystem. Um DLMS vollständig an die Zählung anzuwenden, beruht die COSEM-Anwenderschicht auf einer erweiterten Version der DLMS. Die Erweiterungen wurden so vorgenommen, dass kein Konflikt mit der aktuellen Version der DLMS auftritt. Dies kann als **Begleitspezifikation** (CS) betrachtet werden. Die CS kann als Satz zusätzlicher Regeln zur DLMS gesehen werden, die sowohl semantisch als auch syntaktisch kompatibel zum Kern der DLMS sind.

Erweiterungen können in IEC 62056-53 (COSEM-Anwendungsschicht) gefunden werden.

Eine **Begleitspezifikation** kann mehr als nur die reine Datenkommunikation betreffen. Sie legt die Funktionalität einer Anwendung aus der Sicht des Kommunikationssystems fest. Im aktuellen Kontext ist dies die Funktionalität der (des) durch ihre (seine) enthaltenen Objekte (z. B. Zählerstand, ID, Zählertyp, Hersteller, Datum und Zeit, Gebühr und auch kommunikationsrelevante Daten wie eine Telefonnummer) definierten Zähler(s). Diese Norm stützt ihre allgemeinen funktionellen Anwendungsanforderungen auf IEC 62056-62, Begleitspezifikation für Energiezählung. COSEM wurde durch DLMS Users Association (Anwendergesellschaft) entwickelt.

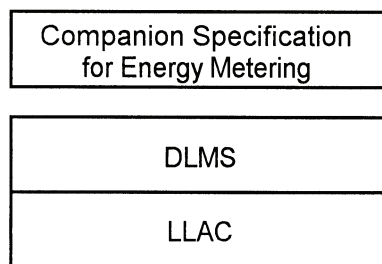


Bild 5 — Begleitspezifikation

4.5 COSEM-Grundprinzipien

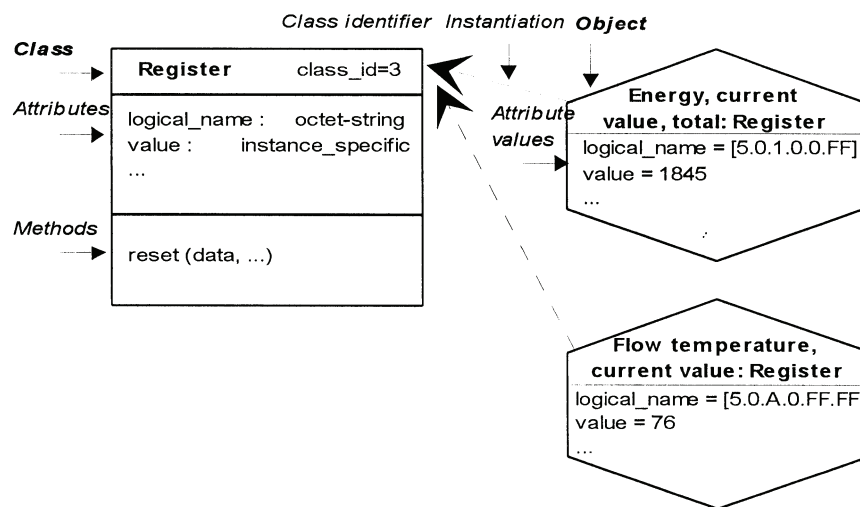
Dieser Abschnitt beschreibt die Grundlagen, auf denen die COSEM-Schnittstellenklassen aufbauen. Er gibt auch einen kurzen Überblick darüber, wie Schnittstellenobjekte (Instanzierungen der Schnittstellenklassen) für Kommunikationszwecke genutzt werden. Zähler, Hilfswerkzeuge und weitere Systemkomponenten, die diesen Spezifikationen entsprechen, besitzen die Fähigkeit zur Zusammenarbeit und können miteinander kommunizieren.

Objektmodellierung: Für Zwecke der Spezifikation verwendet dieses Dokument die Technik der Objektmodellierung. Ein Objekt ist eine Sammlung von Attributen und Methoden.

Die Informationen eines Objektes sind in Attributen organisiert. Sie bilden mit Hilfe von Attributwerten die Eigenschaften eines Objektes. Der Wert eines Attributes kann das Verhalten eines Objektes beeinflussen. Das erste Attribut eines Objektes ist der "logical_name". Es ist ein Teil der Identifikation des Objektes.

Ein Objekt bietet eine Anzahl von Methoden, entweder zur Überprüfung oder zur Modifikation der Werte der Attribute. Objekte, die gemeinsame Eigenschaften haben, werden als eine Schnittstellenklasse in einer class_id zusammengefasst. Innerhalb einer speziellen Klasse werden die gemeinsamen Eigenschaften (Attribute und Methoden) einmal für alle Objekte beschrieben. Instanzierungen einer Schnittstellenklasse werden als COSEM-Objekte bezeichnet.

Unten stehendes Bild 6 veranschaulicht diese Begriffe an einem Beispiel:



- | | |
|--------------------------|--|
| 1 Klasse | 6 Instanzierung |
| 2 Attribute | 7 Objekt |
| 3 Methoden | 8 Attributwerte |
| 4 Rücksetzen (Daten,...) | 9 aktueller Wert der Gesamtenergie: Register |
| 5 Klassenbezeichner | 10 aktueller Wert der Durchflusstemperatur: Register |

Bild 6 — Eine Schnittstellenklasse und ihre Instanzen

Die Schnittstellenklasse Zählwert ("Register") wird durch Kombination der Leistungsmerkmale gebildet, die zur Modellierung des Verhaltens eines grundlegenden Registers (enthält gemessene oder "statische" Informationen) aus Sicht des Clients (Zentraleinheit, Handterminal) notwendig sind. Die Inhalte des Registers werden durch das Attribut "logical_name" gekennzeichnet. Der logical_name enthält einen OBIS-Bezeichner (vgl. IEC 62056-61). Den tatsächlichen (dynamischen) Inhalt des Registers tragen seine "Wert"-Attribute.

Das Definieren eines speziellen Zählers bedeutet das Definieren mehrerer spezieller Register. Im Beispiel auf Bild 1 enthält der Zähler zwei Register; d. h., es sind zwei spezielle COSEM-Objekte der Klasse "Register" instanziiert. Das bedeutet, dass den unterschiedlichen Attributen spezielle Werte zugewiesen sind. Durch die Instanzierung wird ein COSEM-Objekt zu einem "Register der aktuellen Energie gesamt", während das andere ein "Register der aktuellen Vorlaufstemperatur" wird.

Bemerkung

Die COSEM-Objekte (Instanzen von Schnittstellenklassen) stellen das Verhalten des Zählers aus Sicht von außen dar. Deshalb muss die Änderung des Wertes eines Attributes immer von außen eingeleitet werden

(z. B. Rücksetzen eines Registers). Intern eingeleitete Änderungen des Attributes werden in diesem Modell nicht beschrieben (z. B. Aktualisierung des Wertes eines Registers).

Der Fakt, dass das externe Verhalten des Zählers in objektorientierter Weise modelliert wird, führt nicht zu der Forderung einer objektorientierten Gestaltung oder Implementierung der eigentlichen Zähler.

4.6 Management eines COSEM-Gerätes

Eine physikalische Einheit kann vielfache Zählleinrichtungen oder logische Geräte enthalten oder darstellen. Eine derartige physikalische Einheit wird nur eine physikalische Kommunikationsschnittstelle, aber Mehrfachzähl Anwendungen besitzen. Das verlangt nach einer Managementanwendung innerhalb der Einheit, die das Kommunikationsmanagement durchführt. Dies wird ebenfalls durch COSEM gehandhabt.

Das logische COSEM-Gerät ist eine Menge von COSEM-Objekten. Jedes physikalische Gerät muss eine Logische Managementeinrichtung (Management Logical Device) enthalten. Die verbindlichen Bestandteile eines Management Logical Device sind:

- Name des logischen COSEM-Gerätes (COSEM Logical Device Name);
- aktuelles Assoziationsobjekt (LN oder SN).

Das Management Logical Device muss eine Anwendungsassoziation mit niedrigstem Sicherheitsgrad zu einem Public Client unterstützen.

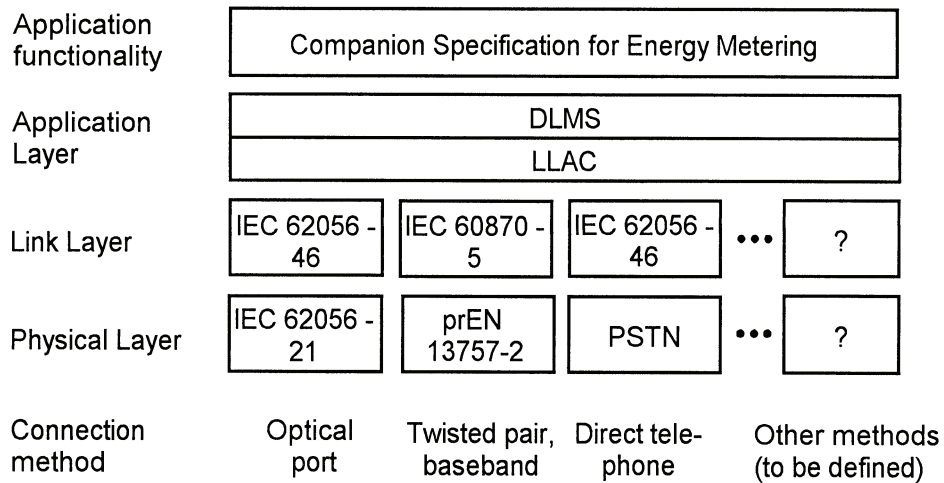
Die Adressierung des logischen COSEM-Gerätes muss durch das Adressierungsschema der unteren Schichten des verwendeten Protokolls zur Verfügung gestellt werden.

4.7 Untere Schichten

Die Unteren Schichten (Lower layers) sind die Physikalische Schicht und die Verbindungsschicht. Die Notwendigkeit von Mehrfachkommunikationsmethoden ruft den Bedarf an mehrfach verschiedenen unteren Schichten hervor. Alle unteren Schichten bestehen aus einer Physikalischen Schicht und einer Verbindungsschicht. Die Anforderungen an die Verbindungsschicht sind sehr oft eng mit einer spezifischen Physikalischen Schicht verbunden.

Um vollständige Protokollstapel zu definieren, die für die Austauschbarkeit der Zähler benötigt werden, müssen die unteren Schichten festgelegt/ausgewählt werden. Einige untere Schichten wurden ausgewählt/angenommen und neue Schichten werden in der Zukunft als Änderungen hinzukommen, wenn neue Technologien reifen.

Ein Gesamtschema mit allen benötigten Elementen und deren Verhältnisse zueinander ist auf Bild 7 (unten) gezeigt.



- | | | | |
|---|--------------------------|----|---|
| 1 | Anwendungsfunktionalität | 6 | Begleitspezifikation für die Energiezählung |
| 2 | Anwendungsschicht | 7 | Optischer Anschluss |
| 3 | Verbindungsschicht | 8 | Twisted-Pair-Basisband |
| 4 | Physikalische Schicht | 9 | Direkttelefon |
| 5 | Verbindungsmethode | 10 | Andere Methoden (sind zu definieren) |

Bild 7 — Vollständiger Protokollstapel

Wie der Abbildung oben entnommen werden kann, bleiben die Anwendungsschicht und die Anwendungsfunktionalität sogar im Fall einer Änderung der Verbindungsmethode unverändert.

Anhang A (normativ)

Grundklassenzähler

Dieser Anhang definiert die Mindestanforderungen an einfache Zähler für verschiedene Medien.

A.1 Grundanforderungen an Heizkostenverteiler

Ein einfacher Heizkostenverteiler mit Fernablesung muss mindestens die folgenden Objekte enthalten:

Objektliste für einfache Heizkostenverteiler	OBIS-Identifikation						
	IC	A	B	C	D	E	F
COSEM Logical Device Name	Daten ^a	0	0	42	0	0	0xFF
Allgemeines Fehlerobjekt	Daten ^a	0	0	97	97	0	0xFF
Aktuelle Assoziation	Assoziation LN/SN	0	0	40	0	0	0xFF
Unbewertetes Integral ^b	Register	4	0	1	0	0	0xFF

^a Für den Fall, dass die Klasse "Daten" nicht verfügbar ist, kann die Klasse "Register" (mit Festwertmultiplikator = 0, Einheit = 255) genutzt werden.

^b Es kann ersetzt werden durch das „Bewertete Integral“, 4.0.2.0.0.0xFF.

BEMERKUNG Für den Bau eines praktischen Gerätes würden andere Objekte erforderlich werden, allerdings würden diese abhängig von der verwendeten Transporttechnologie sein.

A.2 Grundanforderungen an Wärme/Kälte-Zähler

Ein einfacher Wärme/Kälte-Zähler mit Fernablesung muss mindestens die folgenden Objekte enthalten:

Objektliste für einfache Wärme/Kälte-Zähler	OBIS-Identifikation						
	IC	A	B	C	D	E	F
COSEM Logical Device Name	Daten ^a	0	0	42	0	0	0xFF
Allgemeines Fehlerobjekt	Daten ^a	0	0	97	97	0	0xFF
Aktuelle Assoziation	Assoziation LN/SN	0	0	40	0	0	0xFF
Energie, Aktueller Wert, Gesamt ^b	Register	5/6	0	1	0	0	0xFF

^a Für den Fall, dass die Klasse "Daten" nicht verfügbar ist, kann die Klasse "Register" (mit Festwertmultiplikator = 0, Einheit = 255) genutzt werden.

^b Da ein einfacher Wärmezähler nur einen Tarif hat, wird nur der Gesamtwert benötigt.

BEMERKUNG Für den Bau eines praktischen Gerätes würden andere Objekte erforderlich werden, allerdings würden diese abhängig von der verwendeten Transporttechnologie sein.

A.3 Grundanforderungen an Gaszähler

Ein einfacher Gaszähler mit Fernablesung muss mindestens die folgenden Objekte enthalten:

Objektliste für einfache Gaszähler	OBIS-Identifikation						
	IC	A	B	C	D	E	F
COSEM Logical Device Name	Daten ^a	0	0	42	0	0	0xFF
Allgemeines Fehlerobjekt	Daten ^a	0	0	97	97	0	0xFF
Aktuelle Assoziation	Assoziation LN/SN	0	0	40	0	0	0xFF
Absolutes Volumen vorwärts, aktueller Wert, Gesamtwert ^b	Register	7	0	?3 ^b	0	0	0xFF
Zählerstandort-Code (unternehmens-spezifisch)	Daten ^a	7	0	0	0	0xFF	0xFF

^a Für den Fall, dass die Klasse "Daten" nicht verfügbar ist, kann die Klasse "Register" (mit Festwertmultiplikator = 0, Einheit = 255) genutzt werden.

^b Die Wertegruppe 'C' kann folgende Werte für ?3 annehmen; wobei ? = 0 ist im Fall eines intelligenten Zählers, 1 im Fall des Mengenumwerters, 2 im Fall einer Registrier-Zusatzeinrichtung an einem vorhandenen Zähler mit Impulsausgang und 3 im Fall eines theoretischen Energieumwerters.

BEMERKUNG Für den Bau eines praktischen Gerätes würden andere Objekte erforderlich werden, allerdings würden diese abhängig von der verwendeten Transporttechnologie sein.

A.4 Grundanforderungen an Kalt-/Warmwasserzähler

Ein einfacher Kalt-/Heißwasserzähler mit Fernablesung muss mindestens die folgenden Objekte enthalten:

Objektliste für einfache Kalt-/Warmwasserzähler	OBIS-Identifikation						
	IC	A	B	C	D	E	F
COSEM Logical Device Name	Daten ^a	0	0	42	0	0	0xFF
Allgemeines Fehlerobjekt	Daten ^a	0	0	97	97	0	0xFF
Aktuelle Assoziation	Assoziation LN/SN	0	0	40	0	0	0xFF
Gesamtvolumen	Register	8/9	0	1	0	0	0xFF

^a Für den Fall, dass die Klasse "Daten" nicht verfügbar ist, kann die Klasse "Register" (mit Festwertmultiplikator = 0, Einheit = 255) genutzt werden.

BEMERKUNG Für den Bau eines praktischen Gerätes würden andere Objekte erforderlich werden, allerdings würden diese abhängig von der verwendeten Transporttechnologie sein.

Anhang B (informativ)

Mengenbewertung für Gas

B.1 Einleitung

Dieses Dokument ist eine Zusammenfassung des Norm-Entwurfs des CEN/TC 237 für elektronische Mengenbewertung für Gas.

Es zeigt den Mindestsatz an Datenobjekten für eine derartige Einrichtung, so wie sie am Gerät selbst angezeigt werden müssen. Dieser Set ist auch als allgemeines Datenmodell nach OBIS – TC 294 für die Gaszählerablesung als abstrakte Beschreibung eines Mengenbewerters definiert.

Das vorgegebene Modell kann um verschiedene Datenobjekte erweitert werden, die auf dem aktuellen Stand der Technik und herstellerunabhängig sind.

Zusätzlich zum Mengenbewertung ist ein Energiebewertung definiert, der ebenfalls in die technische Darstellung des entsprechenden Datenflusses einbezogen ist.

B.2 Vorwort zum abstrakten Datenmodell von Mengenbewertungern Gas

Zusätzlich zur Funktionalität von Mengenbewertungern kann der Gasfluss allgemein eine Vorwärts- und Rückwärtsrichtung aufweisen. Die Fähigkeit zum Betrieb in beide Richtungen hängt von den physikalischen Messmethoden und vom Gerätetyp ab. Meistens gibt es nur eine definierte Richtung – vorwärts. Für jede Richtung sind die gleichen Datenobjekte in den Umwerte-Algorithmen für Gas vorhanden.

Ist das Gerät mit so genannten "Störungsregistern" (disturbance registers) ausgestattet, müssen diese benutzt werden, wenn die zulässigen metrologischen Grenzen oder die Glaubwürdigkeit verletzt werden.

So wird die Gasmengenbewertung umschalten, wenn ein Alarmzustand auftritt, um die Ergebnisse in den Störungsregistern zu speichern, und nach Verschwinden des Zustandes auf den Gebrauch der Normalbetriebsregister zurückschalten.

Das abstrakte Modell der Mengenbewertung für Gas funktioniert äquivalent, wenn:

- ein elektronischer Zählerstand anstatt eines Impulseinganges den Gasdurchfluss unter Messbedingungen angibt;
- Ultraschalltechnologie den Gasdurchfluss unter Messbedingungen ermittelt.

Zur Nutzung der Mengenbewertung-Daten mittels Dichtemessungstechnologie wurden die für die Dichte relevanten Datenobjekte eingeführt.

B.3 Abstrakte Datenmodelle von Mengenumwerter für Gas

B.3.1 Definitionen

Mengenumwerter

eine Einrichtung, die die vom Gaszähler gemessenen Volumenzunahmen so berechnet, integriert und anzeigt, als würde der Gaszähler im Normzustand betrieben, und dazu als Eingänge das vom Gaszähler unter Messbedingungen gemessene Volumen und andere Eigenschaften wie Gastemperatur und Gasdruck verwendet.

ANMERKUNG 1 Die Umwertungseinrichtung kann auch die Fehlerkurve des Gaszählers und zugehöriger Messumformer einschließen.

ANMERKUNG 2 Die Abweichung vom idealen Gasgesetz kann mit dem Realgasfaktor ausgeglichen werden.

Messbedingungen

Zustandsbedingungen des Gases, dessen Volumen zu messen ist, am Messpunkt (z. B. die Temperatur und der Druck des Gases)

Normbedingungen

festgelegte Bedingungen um das Volumens unabhängig von den Messbedingungen anzugeben (z. B. Temperatur von 273,15 K und ein Absolutdruck von 1,013 25 bar oder eine Temperatur von 288,15 K und ein Absolutdruck von 1,013 25 bar)

spezifizierter Messbereich (von Messumformern)

ein Werte-Satz von Messgrößen (der Druck für den Druckumformer oder die Temperatur für den Temperaturumformer), für die der Fehler der Umwertungseinrichtung innerhalb der in der Norm festgelegten Grenzen liegen sollte

ANMERKUNG Die oberen und unteren Grenzen des festgelegten Messbereiches werden jeweils Maximalwert (maximum value) und Minimalwert (minimum value) genannt.

spezifizierter Messbereich eines Mengenumwerters

ein Werte-Satz für Messbedingungen, für die der Fehler der Umwertungseinrichtung innerhalb festgelegter Grenzen liegt.

ANMERKUNG 1 Eine Umwertungseinrichtung hat einen Messbereich für jede Größe, die sie verarbeitet.

ANMERKUNG 2 Der spezifizierte Messbereich umfasst die charakteristischen Größen des Gases, die zur Bestimmung des Umwertungsfaktors genutzt werden.

Störungen

Einflussgröße, die einen Wert innerhalb festgelegter Grenzen, aber außerhalb der festgelegten Bemessungsbedingungen des Messinstrumentes hat

B.3.2 Gängige Objekte bei der Gasumwertung und Energieberechnung

OBIS-Wertegruppe A=7, B=X, E=0, F=FF

OBIS-Wert C	OBIS-Wert D	Gas-formel-zeichen	Gängige Objekt-namen und Erklärungen
3 13 23	0	V_m	nicht umgewerteter Volumen-“Index” vom Zähler nicht umgewerteter Volumen-“Index” vom Umwerter nicht umgewerteter Volumen-“Index” vom Registriergerät
3 13 23	1	V_c	Fehlerkorrigiertes Volumen vom Zähler Fehlerkorrigiertes Volumen vom Umwerter Fehlerkorrigiertes Volumen vom Registriergerät
23 ^a	2	V_b	Umgewertetes Volumen ^a
33	2	E	Energie-“Index”
41	0	T	Aktuelle Temperatur ^c Temperatur des Gases, ausgedrückt in Kelvin. Volumenumwertung hängt von der Messung der Temperatur in Kelvin ab.
41	2	T_b	Normtemperatur ^c
41	3	(keins)	Temperatur-Ersatzwert (Nutzung bei Ausfall des Temperatursensors) ^c
0	5 : 11 ^b	T_{min}	Niedrigste absolute Gastemperatur im Messbereich (untere Grenze) ^{b, c}
0	5 : 12 ^b	T_{max}	Höchste absolute Gastemperatur im Messbereich (obere Grenze) ^{b, c}
0	2 : 12 ^b	(keins)	Seriennummer des Temperatursensors ^b
42	0	P	Aktueller Druck Druck des Gases, in einer geeigneten Einheit angegeben, in Absolutwerten, zum Beispiel Bar(a). Das bedeutet, dass der Wert auf das ideale Vakuum bezogen wird, im Gegensatz zum "Manometer"druck, der sich auf die aktuellen atmosphärischen Bedingungen bezieht.
42	2	P_b	Normdruck
42	3	(keins)	Druck-Ersatzwert (Nutzung bei Ausfall des Drucksensors)
0	5 : 13 ^b	P_{min}	Niedrigster absoluter Gasdruck im Messbereich (untere Grenze) ^{b, c}
0	5 : 14 ^b	P_{max}	Höchster absoluter Gasdruck im Messbereich (obere Grenze) ^{b, c}
42	11	(keins)	Festwert für Druck: Nutzung bei Umwertungseinrichtungen ohne Drucksensor
0	2 : 11 ^b	(keins)	Seriennummer des Drucksensors ^b
43	0	(keins)	Durchflussrate. Die Durchflussrate ist eine gemessene/berechnete Momentandarstellung des Durchflusses: er ist analog zur Leistung im elektrischen Terminus. Er wird gewöhnlich in m ³ /h angegeben. Sie kann den nicht umgewerteten oder umgewerteten Durchfluss darstellen, geregelt durch die Wertegruppe D.
44	0	(keins)	Schallgeschwindigkeit. Ultraschallzähler können fast immer die Schallgeschwindigkeit eines Gases bestimmen und diese ist eine nützliche Anzeige des Gaszustandes. Es ist erwähnenswert, dass starke Veränderungen der Schallgeschwindigkeit im Gas auf Veränderungen der Gaszusammensetzung oder des Gaszustandes hinweisen können.

OBIS-Wert C	OBIS-Wert D	Gas-formel-zeichen	Gängige Objektamen und Erklärungen
45	0	(keins)	Dichte: Die Dichte kann gemessen werden und mit einer Variante des Brennwertes für die Berechnung der Energie verwendet werden.
51	0	C_f	Korrekturfaktor: Ein fester Wert zur Korrektur eines skalaren Fehlers am Zähler: zum Beispiel, wenn ein Zähler 0,5 % weniger des Volumens registriert, dann gleicht ein Korrekturfaktor von 1,005 diesen Fehler aus.
52	0	C	Umwertungsfaktor: Ein für die Umwertung des "nicht umgewerteten" Volumens in das "umgewertete" Volumen verwendeter Faktor.
53	0	Z	Realgasfaktor im Messzustand Z : zusammengefasst die "Differenz" der Kompressibilität zwischen gemessenem Gas und Ideal-Gas. Vollständige Information darüber in SGERG-88 und EN 12405, allerdings wird sie bei Drücken unter 1,5 Bar (a) üblicherweise auf 1 gesetzt.
53	2	Z_b	Realgasfaktor im Normzustand
53	11	(keins)	Vorgegebener Realgasfaktor: verwendet, wenn ein fester Wert von Z angenommen wird.
53	12	(keins)	Realgasfaktor-Rechenmethode: Normalerweise eine Textfolge, SGERG88, AGA8, AGANX19 usw.
54	0	(keins)	Brennwert (gemessen). CV ist die Energie, die durch die Verbrennung eines Standardvolumens eines Gases im Normzustand oder mit vorgegebener Dichte gewonnen wird.
<p>a Der Feldwert "C" ist 23, da angenommen wird, dass die gängigste Anordnung von gewerblichen/industriellen Zählerinstallationen folgende ist: ein Zähler, angeschlossen an Mengenumwerter, angeschlossen an Datenregistriergerät.</p> <p>b Feste Werte, wie die Seriennummern der Sensoren, werden als Allzweck-Objekte (General Purpose objects) (C = 0) gespeichert. Der Eintrag in die Wertegruppe-D-Säule ist <value group D>:<value group E></p> <p>c Temperaturangaben im Zusammenhang mit Gasen werden, wie allgemein festgelegt, in Kelvin angegeben.</p>			

B.4 Prinzip der Messungen für Volumenumwertung und Energieberechnung

Voraussetzung: Die Umwertungseinrichtung

- ist in der Lage, eine Fehlerkurve des Gaszählers zu korrigieren (Sonderausstattung);
- besteht aus einem Temperaturumformer;
- besteht aus einem Druckumformer (Option);
- ist in der Lage, den Realgasfaktor zu berechnen (Option).

Schritt 1

Die Fehlerkurve des Gaszählers wird durch den Korrekturfaktor berichtigt:

$$V_c = C_f \times V_m$$

C_f ist der durch die Gleichung $C_f = f(q)$ gegebene Korrekturfaktor.

Es können mehrere Methoden zur Fehlerkorrektur von den Herstellern verwendet werden.

Schritt 2

Das Volumen im Normzustand wird berechnet durch:

$$V_b = C \times V \quad \text{wobei } V \text{ gleich } V_m \text{ oder } V_c \text{ sein kann.}$$

C ist der Umrechnungsfaktor, der durch folgende Beziehung gegeben ist:

$$C = (P / P_b) \times (T_b / T) \times (Z_b / Z)$$

Hierbei ist Z der Realgasfaktor unter Verwendung einer geeigneten Gleichung als Funktion des Druckes und der Temperatur, um die Abweichung vom idealen Gasgesetz auszugleichen:

$$Z = f(p, T)$$

Vorgebbare Gasbeschaffenheit und Bestandteile werden für die Berechnung des Realgasfaktors verwendet, kombiniert in einem von mehreren verfügbaren Berechnungsverfahren.

Wird der Druck nicht gemessen, kann er als fester Wert in die Ermittlung des Umrechnungsfaktors einbezogen werden.

Wenn der Realgasfaktor nicht berechnet wird, kann er als fester Wert in die Ermittlung des Umrechnungsfaktors einbezogen werden.

"Energieumwerter"

Zusätzlich zum "Mengenumwerter", aber außerhalb des Anwendungsbereiches der EN 12405, kann ein "Energieumwerter" durch den nächsten Berechnungsschritt definiert werden.

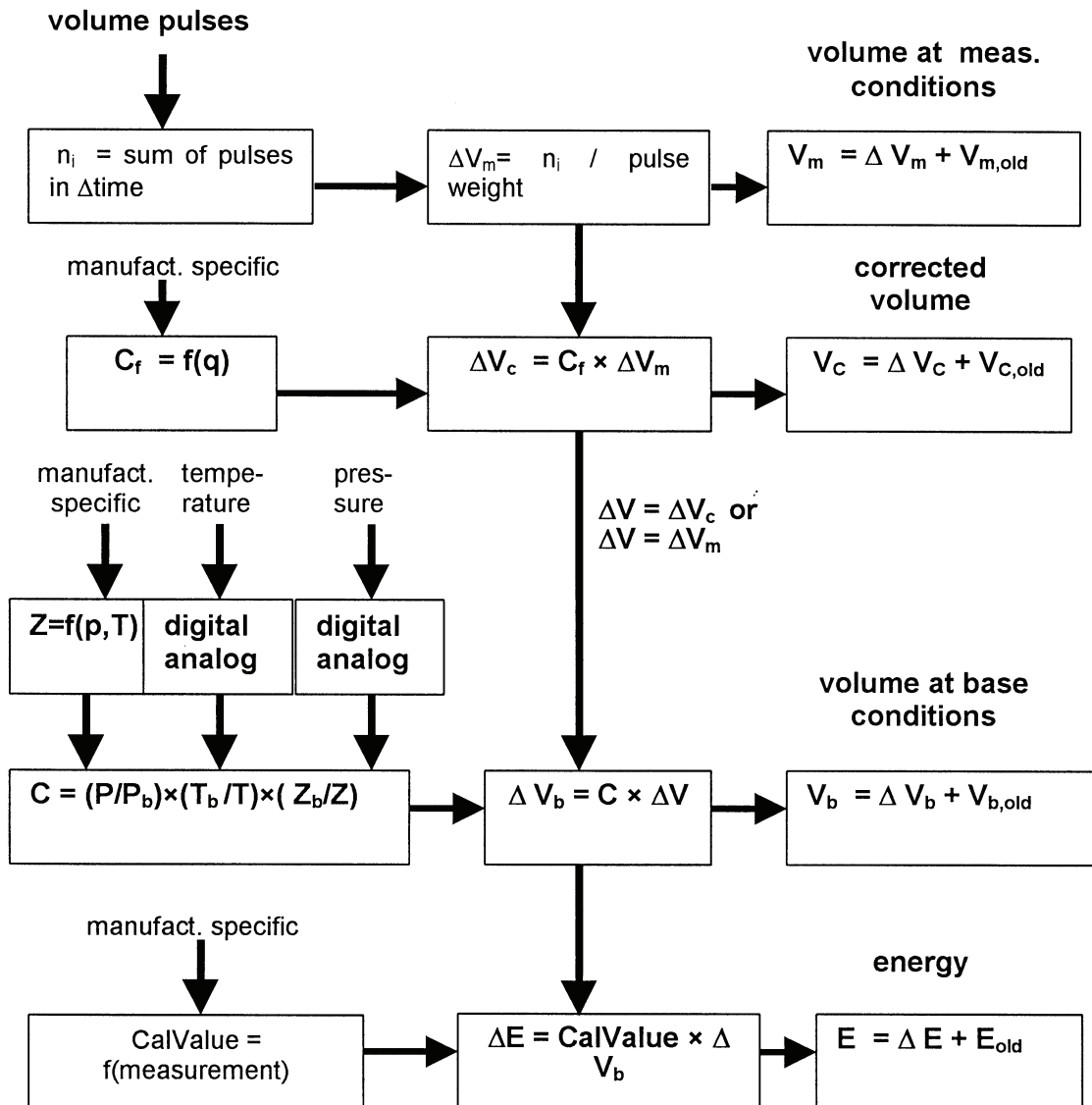
Schritt 3

Die Energie wird berechnet durch

$$E = \text{Brennwert} \times V_b$$

Der Brennwert beschreibt den gesamten Energiegehalt des Brennstoffes. Der Brennwert wird üblicherweise mit einem Kalorimeter oder einem Gaschromatographen gemessen.

B.5 Datenfluss in der Mengenumwertung und Energieberechnung



- 1 Volumenimpuls
- 2 Volumen unter Messbedingungen
- 3 n_i = Summe der Impulse in Δ Zeit
- 4 Impulswertigkeit
- 5 herstellerspezifisch
- 6 korrigiertes Volumen
- 7 herstellerspezifisch

- 8 Temperatur
- 9 Druck
- 10 Volumen im Normzustand
- 11 herstellerspezifisch
- 12 Energie
- 13 Brennwert = f (Messung)
- 14 Brennwert (CalValue)

Anhang C (normativ)

Begriffe

C.1 Einleitung

Dieser Anhang beinhaltet die speziellen Begriffe für die Fernablesung von Zählern. Es werden vorrangig Begriffe erklärt, die im Zusammenhang zum in COSEM IEC 62056-62 und OBIS IEC 62056-61 angewendeten objektorientierten Modell stehen.

C.2 Aktivierungsmaske

Eine Instanz der Klasse Registeraktivierung wird dazu verwendet, unterschiedliche Tarifstrukturen zu verarbeiten. Sie legt fest, welche Objekte von Register, Erweitertes Register, Bedarfsregister aktiviert sind, wenn eine spezielle Aktivierungsmaske aktiv ist (`active_mask`). Alle anderen in `register_assignment` definierten Registerobjekte, die nicht Teil der `active_mask` sind, sind deaktiviert. Alle Registerobjekte, die in keiner `register_assignment` definiert sind, sind per Voreinstellung aktiviert.

C.3 Aktivitätskalender

Eine Instanz der Klasse Aktivitätskalender wird normalerweise dazu verwendet, unterschiedliche Tarifstrukturen zu verarbeiten. Sie ist eine Definition von geplanten Aktionen im Zähler, die dem klassischen Weg von kalendarisch basierten Zeitplänen durch Festlegung von Jahreszeiten, Wochen usw. folgen. Sie kann neben dem allgemeineren Objekt Zeitplan bestehen und kann sich mit diesem sogar überschneiden. Wenn Aktionen im Objekt Zeitplan und im Objekt Aktivitätskalender mit der gleichen Aktivierungszeit geplant sind, werden die durch den Zeitplan ausgelösten Aktionen zuerst ausgeführt.

C.4 LN-Assoziation

Logische COSEM-Geräte, die Anwendungsassoziationen innerhalb eines COSEM-Kontextes unter Verwendung logischer Namensbezüge herstellen können, modellieren die Assoziationen über Instanzen der Klasse LN-Assoziation. Ein logisches COSEM-Gerät besitzt eine Instanz dieser Schnittstellenklasse (IC) für jede Assoziation, die das Gerät unterstützen kann.

C.5 SN-Assoziation

Logische COSEM-Geräte, die Anwendungsassoziationen innerhalb eines COSEM-Kontextes unter Verwendung von Kurznamensbezügen herstellen können, modellieren die Assoziationen über Instanzen der Klasse SN-Assoziation. Ein logisches COSEM-Gerät besitzt eine Instanz dieser Schnittstellenklasse (IC) für jede Assoziation, die das Gerät unterstützen kann.

Der `short_name` (Kurzname) des Objektes SN-Assoziation selbst ist innerhalb des COSEM-Kontextes als FA00h festgelegt.

C.6 Automatische Erfassung

Wird in Verbindung mit der Schnittstellenklasse Profilauswahl angewendet.

C.7 Berechtigte Gruppe

Ein Versorgungsunternehmen, Zählerbetreiber oder eine Datenerfassungsgesellschaft mit befugtem Zugang zu den im Zähler gespeicherten Informationen.

C.8 Berechnungszeitraum

COSEM behandelt Werte oder Wertelisten von verschiedenen Berechnungszeiträumen als Profile.

Ein direkter Zugang zu Daten von vorhergehenden Berechnungszeiträumen ist möglich, wenn der Wert der Wertegruppe F zwischen 0 und 99 liegt oder 101 beträgt (siehe IEC 62056-61:2002, "Wertegruppe F"). Dies wird durch COSEM-Objekte der Schnittstellenklasse "Profilauswahl" erzielt, die einen Eintrag und zusätzlich zum gespeicherten Wert die Zeitmarke der Speicherung enthalten.

C.9 Kalender

Siehe C.3, Aktivitätskalender.

C.10 Erfassung

Die Klasse Profilauswahl definiert ein verallgemeinertes Konzept zur Speicherung dynamischer Prozesswerte von Erfassungsobjekten. Ein Erfassungsobjekt ist entweder ein Register, ein Takt oder ein Profil. Die Erfassungsobjekte werden regelmäßig oder gelegentlich aufgezeichnet. Ein Profil besitzt einen Puffer zur Speicherung der erfassten Daten. Zum Abrufen eines Teils des Puffers wird ein Wertebereich oder ein Eintragsbereich festgelegt, der beim Abruf alle Einträge abfragt, deren Werte oder Eintragsnummern in den festgelegten Bereich fallen.

C.11 Kanal

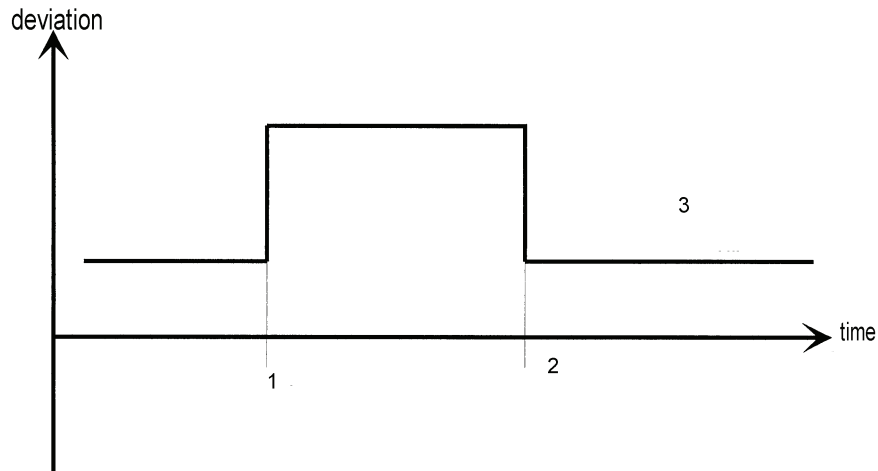
Zur Abdeckung von Zählerinrichtungen für andere Energieformen als Elektrizität, kombinierte Zählerinrichtungen für mehr als eine Energieform oder für Zählerinrichtungen mit mehreren physikalisch messenden Kanälen wird das Konzept der Kanäle und des Mediums eingeführt. Dies erlaubt die Erkennung von Zählwerten von verschiedenen Quellen.

C.12 Takt

Eine Instanz der Schnittstellenklasse Takt verarbeitet alle Informationen, die sich auf das Datum und die Zeit beziehen eingeschlossen Schaltjahre und die Abweichung der Ortszeit vom allgemeinen Zeitbezug (Greenwich Mean Time GMT). Die Abweichung der Ortszeit zum allgemeinen Zeitbezug kann sich abhängig von der Jahreszeit ändern (z.B. Sommerzeit gegenüber Winterzeit). Die Schnittstelle zu einem externen Client beruht auf der Datumsangabe, festgelegt in Tag, Monat und Jahr, der Zeitangabe in Hundertstelsekunden, Sekunden, Minuten und Stunden und der Abweichung der Ortszeit zum allgemeinen Zeitbezug.

Sie verarbeitet auf diese Weise auch die Sommer-/Winterzeitumstellung (daylight saving), d. h. sie modifiziert die Abweichung der Ortszeit zur GMT in Abhängigkeit von den Attributen. Der Start- und

Endpunkt dieser Funktion wird normalerweise einmal eingestellt. Ein interner Algorithmus berechnet abhängig von diesen Einstellungen den tatsächlichen Schaltpunkt.



Legende

- 1 Sommer-/Winterzeitumstellung Anfang
- 2 Sommer-/Winterzeitumstellung Ende
- 3 Ortszeit

Bild C.1 — Das verallgemeinerte Zeitkonzept

C.13 Aktueller und letzter Durchschnittswert

Aktueller Durchschnittswert (`current_average_value`) und letzter Durchschnittswert (`last_average_value`) sind die jeweiligen Werte der COSEM-Objekte, die Instanzen der Schnittstellenklasse "Bedarfsregister" sind, unter Verwendung des Objektidentifikationssystem-Codes (OBIS code) des aktuellen Wertes als logischen Namen. Siehe C.16.

C.14 Datum und Zeit

Datum- und Zeitdarstellungen verwenden normalerweise einen Datentyp `octet-string`, aber die Formierung der Daten ist genau festgelegt.

C.15 Sommer-/Winterzeitumstellung

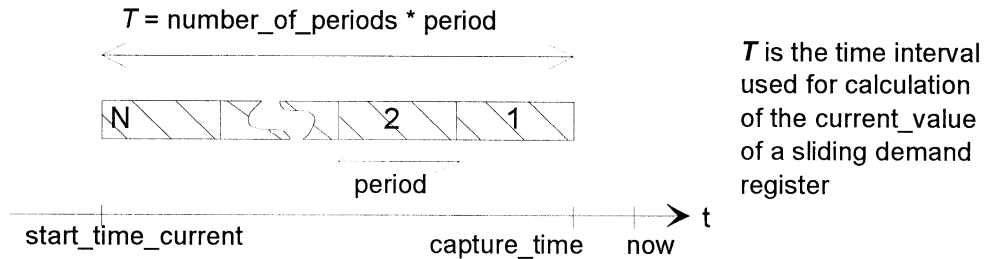
Wird die Uhr vorgestellt, werden alle Skripte, die in das vorgestellte Intervall fallen (und daher verloren gehen würden) ausgeführt.

Wird die Uhr zurückgestellt, wird eine erneute Ausführung der Skripte, die in das zurückgestellte Intervall fallen, unterdrückt.

Die Anwendung erfolgt in Verbindung mit der Schnittstellenklasse Zeitplan.

C.16 Bedarf

Instanzen der Klasse Bedarfsregister speichern einen Bedarfswert mit seinem zugehörigen Status, seiner Einheit und Zeitangabe. Das Bedarfsregister misst und berechnet seinen `current_average_value` periodisch. Das Zeitintervall T , über das der Bedarf gemessen oder berechnet wird, wird durch die Festlegung der Periodenanzahl ("number_of_periods") und Periode ("period") definiert.



T ist das Zeitintervall, das zur Berechnung des aktuellen Wertes (`current_value`) eines gleitenden Bedarfsregisters verwendet wird.

Bild C.2 — Attribute beim Messen des gleitenden Bedarfs

Das Bedarfsregister liefert zwei Arten des Bedarfs: `current_average_value` und `last_average_value` (siehe Bild C.3 und Bild C.4).

Das Bedarfsregister kennt den Typ des Prozesswertes, der in "logical name" (Logischer Name) mit dem OBIS-Identifikationssystem beschrieben wird.

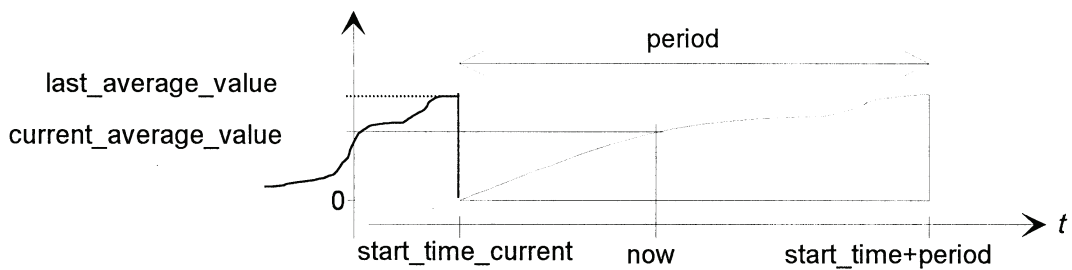


Bild C.3 — Attribute beim Messen von `current_average_value` bei der Periodenanzahl = 1

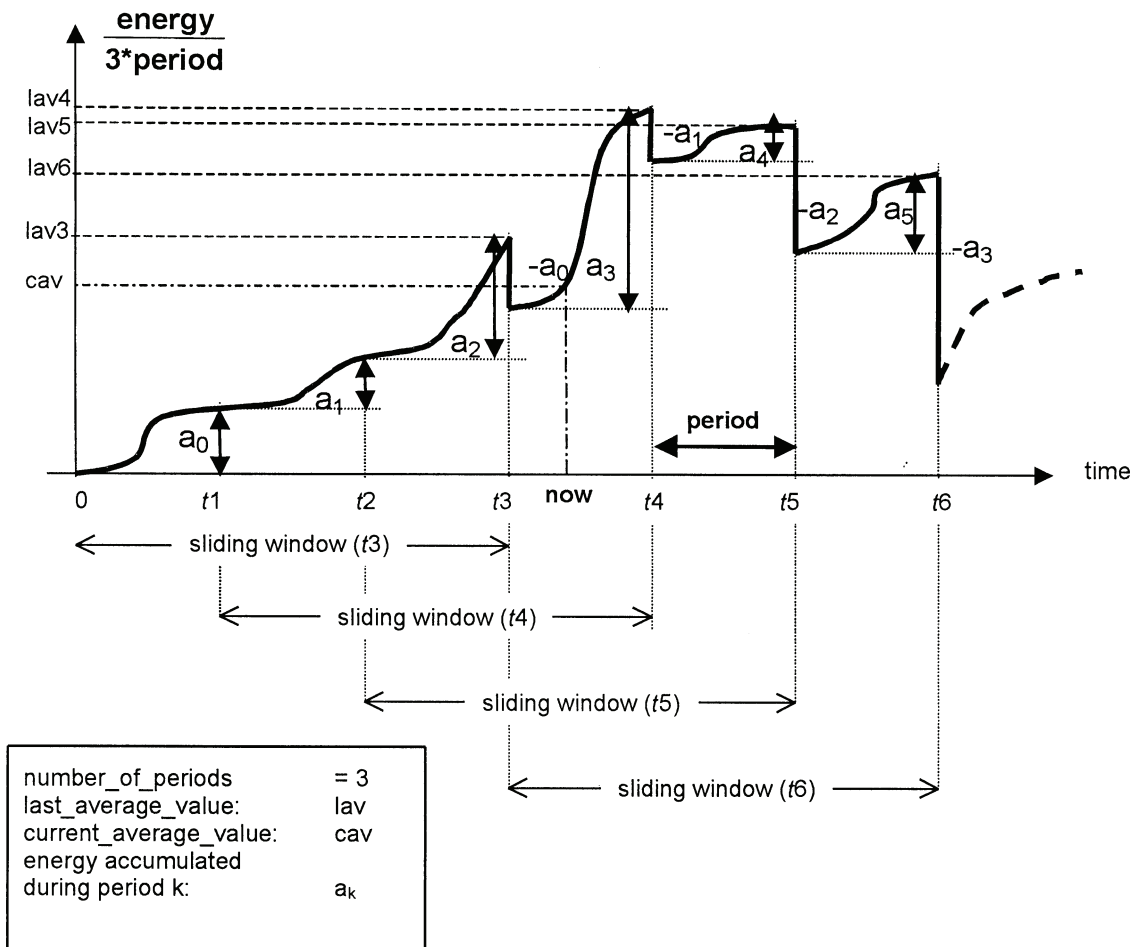


Bild C.4 — Attribute bei der Periodenanzahl = 3

C.17 Geräte-ID

Eine Reihe von COSEM-Objekten wird für die Kommunikation von ID-Nummern des Gerätes verwendet. Dies können vom Hersteller definierte Nummern (Herstellernummer) oder vom Anwender definierte Nummern sein.

Die unterschiedlichen ID-Nummern sind Instanzen der Schnittstellenklasse "Daten", mit dem Datentyp octet-string.

Werden mehr als eine dieser Objekte verwendet, ist es auch zulässig, sie in einer Instanz der Schnittstellenklasse "Profilauswahl" zu kombinieren. In diesem Fall sind die erfassten Objekte die Geräte-ID-Datenobjekte, die Erfassungsperiode ist 1, um nur aktuelle Werte zu haben, das Sortierverfahren (sort_method) ist FIFO, die Profileinträge sind auf 1 begrenzt.

C.18 Fehlerwerte

Eine Reihe von COSEM-Objekten wird verwendet, um Fehleranzeigen des Gerätes zu übertragen.

Die unterschiedlichen Fehlerwerte sind Instanzen der Schnittstellenklasse "Daten" mit dem Datentyp octet-string.

Werden mehr als eine dieser Objekte verwendet, ist es auch zulässig, sie in einer Instanz der Schnittstellenklasse "Profilauswahl" zu kombinieren. In diesem Fall sind die erfassten Objekte die Geräte-ID-Datenobjekte, die Erfassungsperiode ist 1, um nur aktuelle Werte zu haben, das Sortierverfahren (sort_method) ist FIFO, die Profileinträge sind auf 1 begrenzt.

Fehler-Code-Objekte können auch mit einem Energietyp und einem Kanal verbunden sein (siehe IEC 62056-1).

C.19 Erweitertes-Register-Schnittstellenklasse

Instanzen der Klasse Erweitertes-Register speichern einen Prozesswert mit seinem zugehörigen Status, seiner Einheit und Zeitangabe. Das Objekt Erweitertes Register kennt die Art des Prozesswertes. Die Art des Wertes wird durch das Attribut "logical_name" unter Anwendung des OBIS-Identifikationssystems beschrieben.

C.20 Handterminal

Ein tragbares Gerät zum Ablesen und Programmieren der Zählleinrichtung am Kundenstandort oder am Zugangspunkt.

C.21 Hohe Sicherheit

Wie in IEC 62056-53 beschrieben, liefert das ACSE Teile der Authentifikationsdienste für hohe Sicherheit (HLS). Die Authentifikation mit hoher Sicherheit wird normalerweise verwendet, wenn der Kommunikationskanal keine Eigensicherheit bietet und Sicherheitsmaßnahmen gegen Abhören und Telegramm (Passwort)-Wiederholung vorgenommen werden müssen. Für diesen Fall ist ein viermal zu durchlaufendes Authentifikationsprogramm vorgesehen.

C.22 Schnittstellenmodellierung

Die Schnittstellenklasse "Register" wird durch Kombination der Leistungsmerkmale gebildet, die zur Modellierung des Verhaltens eines Auswahlregisters (enthält gemessene oder statische Informationen) aus Sicht des Clients (Zentraleinheit, Handterminal) notwendig sind. Die Inhalte des Registers werden durch das Attribut "logical_name" gekennzeichnet. Der logical_name enthält einen OBIS-Bezeichner (siehe IEC 62056-61). Den tatsächlichen (dynamischen) Inhalt des Registers tragen seine "Wert"-Attribute.

C.23 Eingangs/Ausgangs-Steuersignale (I/O-Steuersignale)

Diese COSEM-Objekte definieren und steuern den Status von Eingangs/Ausgangs-Leitungen und die Impulsdauer der physikalischen Impulsausgaben des Gerätes.

Der Status wird durch eine Instanz der Schnittstellenklasse "Daten" definiert.

C.24 Kompatibilität

Angetrieben durch die Notwendigkeit der Versorgungsunternehmen, ihre Geschäftsprozesse zu optimieren, wird der Zähler immer mehr zu einem Teil eines integrierten Zähl- und Rechnungssystems. Während in der

Vergangenheit der kommerzielle Wert eines Zählers hauptsächlich auf seinen Datenerfassungs- und Verarbeitungsfähigkeiten beruhte, sind die heutigen kritischen Fragen die Systemintegration und -kompatibilität.

Die Gruppe verschiedener Schnittstellenklassen bildet eine standardisierte Bibliothek, aus der der Hersteller sein individuelles Produkt zusammenstellen (modellieren) kann. Die Elemente sind derartig gestaltet, dass mit ihnen die gesamte Produktpalette (von häuslichen über kommerzielle bis zu industriellen Anwendungen) abgedeckt wird. Die Auswahl der zur Herstellung des Zählers verwendeten Untergruppe von Schnittstellenklassen, ihre Instanzierung und ihre Implementierung sind Teil der Produktgestaltung und deshalb dem Hersteller überlassen. Das Konzept der standardisierten Zähler-Schnittstellen-Bibliothek stellt den verschiedenen Anwendern und Herstellern ein Höchstmaß an Verschiedenartigkeit zur Verfügung, ohne dabei Kompatibilität zu opfern.

C.25 Logisches Gerät

Das logische COSEM-Gerät ist eine Gruppe von COSEM-Objekten. Jedes physikalische Gerät muss mindestens ein "Management logical device" enthalten.

Die Adressierung des logische COSEM-Gerätes muss durch das Adressierungsschema der unteren Schichten des verwendeten Protokolls vorgenommen werden. Siehe auch C.39.

C.26 "Logical name"-Bezugnahme

In diesem Fall wird auf die Attribute und Methoden eines COSEM-Objektes über den Bezeichner der COSEM-Objektinstanz Bezug genommen, zu der sie gehören. Die Ausweichmethode ist C.59.

Die Bezugnahme auf ein Attribut ist:

class_id, Wert des Attributes "logical_name", "attribute_index".

Die Bezugnahme auf eine Methode ist:

class_id, Wert des Attributes "logical_name", "method_index".

C.27 Niedrige Sicherheit

Wie in IEC 62056-53 beschrieben, liefert das ACSE die Authentifikationsdienste für niedrige Sicherheit (LLS). Die Authentifikation mit niedriger Sicherheit wird normalerweise verwendet, wenn der Kommunikationskanal eine ausreichende Sicherheit gegen Abhören und Telegramm (Passwort)-Wiederholung bietet.

Für LLS werden alle Authentifikationsdienste vom ACSE geliefert. Die Assoziationsobjekte liefern nur die (das) Methode/Attribut (siehe 5.12, 5.13 in IEC 62056-62:2002) zur Änderung des Geheimcodes (z.B. des Passwortes).

Für die LLS-Authentifikation sendet der Client unter Verwendung des "Calling_authentication_value"-Parameters des COSEM-Dienstelementes "OPEN.Request" der Client-Anwenderschicht einen "Geheimcode" (z.B. ein Passwort) an den Server. Der Server überprüft, ob der empfangene "Geheimcode" der Identifikation des Clients entspricht. Falls ja, ist der Client authentisiert und die Verbindung kann hergestellt werden.

C.28 Herstellerdefinierte ID-s

Eine Reihe von COSEM-Objekten wird für die Kommunikation von ID-Nummern des Gerätes verwendet. Dies können vom Hersteller definierte Nummern (Herstellungsnummer) oder vom Anwender definierte Nummern sein.

C.29 Herstellerspezifische abstrakte Objekte

Wird ein noch nicht existierender Code benötigt, wird dieser hier definiert. Ist eine Angabe der Menge auf der Anzeige des Zählers nicht gefordert, muss diese eine Wertegruppe größer als 127 verwenden.

C.30 Herstellerspezifischer Identifikationscode der Klasse (class_id)

Identifikationscode der Klasse (Bereich von 0 bis 65 535). Die class_id kann aus einem "Assoziations"-Objekt erhalten werden. Die class_id von 0 bis 8 191 sind für die Festlegung durch die DLMS User Association reserviert. Die class_id von 8 192 bis 32 767 sind für herstellerspezifische Schnittstellenklassen reserviert. Die class_id von 32 768 bis 65 535 sind für anwendergruppenspezifische Schnittstellenklassen reserviert. Die DLMS User Association behält sich das Recht vor, einzelnen Herstellern oder Anwendergruppen Bereiche zuzuweisen.

C.31 Herstellerspezifische Daten und Parameter

Ein Daten-Objekt speichert die dem (den) internen Zählerobjekt(en) verwandten Daten. Die Bedeutung des Wertes wird durch den logical_name identifiziert. Der Datentyp dieses Wertes ist Instanzen spezifisch. Die Daten werden normalerweise verwendet, um herstellerspezifische Konfigurationsdaten und -parameter zu speichern, die einen herstellerspezifischen logical_name haben.

C.32 Herstellerspezifische OBIS-Codes

Falls irgendeine Wertegruppe von B bis F einen Wert zwischen 128 und 254 aufweist, wird der gesamte Code als herstellerspezifisch betrachtet.

Die Verwendung des Coderaumes 128 bis 254 (0xFE) kennzeichnet einen herstellerspezifischen Code. Wenn in einer Gruppe B bis F ein Wert über 127 verwendet wird, wird der gesamte Code als herstellerspezifisch gekennzeichnet und auch die anderen Wertegruppen (mit Ausnahme der Gruppe A) tragen nicht unbedingt die in dieser Norm definierte Bedeutung.

C.33 Maximal- und Minimalwert-Objekte

Maximal- und Minimalwerte werden durch COSEM-Objekte dargestellt, die Instanzen der Schnittstellenklasse Profilauswahl mit dem Sortierverfahren "Maximum" oder "Minimum" sind, deren Tiefe und erfasste Objekte der Implementierung entsprechen. Alternativ kann ein einzelner Maximal- oder Minimalwert durch ein COSEM-Objekt dargestellt werden, das eine Instanz der Schnittstellenklasse "Erweitertes Register" ist.

C.34 Messung verschiedener Medien

Zur Abdeckung von Zählleinrichtungen für verschiedene Energieformen, kombinierte Zählleinrichtungen für mehr als eine Energieform oder für Zählleinrichtungen mit mehreren physikalisch messenden Kanälen wird das Konzept der Kanäle und des Mediums eingeführt. Dies erlaubt die Erkennung von Zählwerten von

verschiedenen Quellen. Während diese Norm die Struktur des Identifikationssystemes für andere Medien vollständig definiert, muss die Abbildung der nicht auf elektrische Energie bezogenen Datenelemente zu ID-Codes separat vervollständigt werden.

Die Wertegruppe B definiert die Kanalnummer, d. h. die Nummer des Eingangs der Zähleinrichtung, die mehrere Eingänge für Messungen von Energie gleicher oder unterschiedlicher Form hat (z.B. Datenkonzentratoren, Registriereinheiten). Daten von verschiedenen Quellen können dadurch identifiziert werden. Die Definitionen dieser Wertegruppen sind unabhängig von der Wertegruppe A.

C.35 Messmethoden und Tarife

Die Wertegruppe D definiert, entsprechend verschiedener spezifischer Algorithmen, Typen oder das Ergebnis der Verarbeitung von mit Hilfe der Wertegruppen A und C identifizierten, physikalischen Größen. Die Algorithmen können sowohl Energie- und Bedarfsmengen als auch andere physikalische Größen liefern.

Die Wertegruppe E definiert die weitere Verarbeitung der mit den Wertegruppen A bis D identifizierten Messergebnisse zu Tarifregistern entsprechend dem (den) gebräuchlichen Tarif(en). Für abstrakte Daten oder für Messergebnisse, für die Tarife nicht relevant sind, kann diese Wertegruppe zur weiteren Klassifizierung genutzt werden.

Die Wertegruppe F definiert die Speicherung von Daten, die durch die Wertegruppen A bis E identifiziert wurden, entsprechend den verschiedenen Rechnungszeiträumen. Ist dies nicht relevant, kann diese Wertegruppe zur weiteren Klassifizierung genutzt werden.

C.36 Messwertereihen

Datenprofile – mit einem einzelnen OBIS-Code identifiziert – sind definiert als Reihe von Messwerten desselben Typs oder von Gruppen gleicher Art, bestehend aus einer Anzahl verschiedener Messwerte.

C.37 Fehlende Messwerte

Sind die als fehlend betrachtete Werte (z.B. Unterbrechungen).

C.38 Passwort

Siehe C.27 und C.21.

C.39 Physikalisches Gerät

Das Physikalische Gerät ist das höchstgestellte Element des COSEM-Servers. Der COSEM-Server ist in 3 Hierarchiegrade strukturiert, wie auf unten stehendem Bild gezeigt ist.

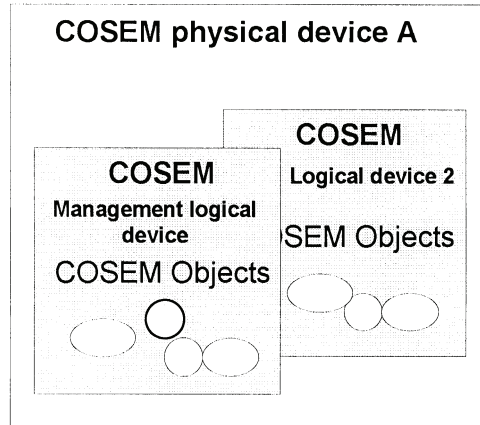


Bild C.5 — Das COSEM-Server-Modell

C.40 Handhabung bei Netzausfall

Nach einem Netzausfall wird der gesamte Zeitplan verarbeitet, um alle notwendigen Skripte auszuführen, die während eines Netzausfalls verloren gehen würden. Hierfür müssen die während des Netzausfalls nicht ausgeführten Einträge erkannt werden. Abhängig vom Attribut `validity_window` werden sie in der richtigen Reihenfolge ausgeführt (wie sie im Normalbetrieb ausgeführt worden wären).

Nach einem Netzausfall wird nur die "letzte Aktion", die beim Objekt Aktivitätskalender fehlt, ausgeführt (verzögert). Dies geschieht zur Sicherstellung der richtigen Tarifeinstellung nach der Wiederinbetriebnahme. Ist ein Objekt Zeitplan vorhanden, muss die fehlende "letzte Aktion" des Aktivitätskalenders zur richtigen Zeit innerhalb der vom Zeitplan geforderten Aktionsfolge ausgeführt werden.

C.41 Netzausfallüberwachung

Es sind verschiedene Möglichkeiten zur Darstellung von Werten vorhanden, die aus der Netzausfallüberwachung des Gerätes stammen. Eine einfache Zählung der Ereignisse wird durch die COSEM-Objekte der Schnittstellenklasse "Daten" mit dem Datentyp `unsigned` und `long unsigned` dargestellt. Sind kompliziertere Informationen vorhanden, muss das COSEM-Objekt zu der Schnittstellenklasse "Profilauswahl" gehören.

C.42 Bevorzugte Ablesewerte

Durch das Setzen der `profile_entries` auf 1 kann das Profil-Objekt zum Definieren eines Satzes bevorzugter Ablesewerte genutzt werden. In den Attributen `capture_objects` sind diese Objekte und Attribute vordefiniert, die mit Hilfe eines einzelnen Befehls lesbar sein sollten.

Das Setzen der `capture_period` auf 1 stellt eine sekundliche Aktualisierung der Werte sicher.

C.43 Profil-Objekte

Datenprofile – mit einem einzelnen OBIS-Code identifiziert – sind definiert als Reihe von Messwerten desselben Typs oder von Gruppen gleicher Art, bestehend aus einer Anzahl verschiedener Messwerte.

C.44 Profil für Berechnungszeiträume

Werte über 100 erlauben die Identifikation der Profile, die Werte von mehr als einem Berechnungszeitraum enthalten. Der erlaubte Höchstwert hierfür ist 125.

Der Wert 126 identifiziert ein Profil mit Werten einer nicht festgelegten Anzahl von Berechnungszeiträumen.

C.45 Schnittstellenklasse Profilauswahl

Die Klasse Profilauswahl definiert ein verallgemeinertes Konzept zur Speicherung dynamischer Prozesswerte von Erfassungsobjekten. Ein Erfassungsobjekt ist entweder ein Register, ein Takt oder ein Profil. Die Erfassungsobjekte werden regelmäßig oder gelegentlich aufgezeichnet. Ein Profil besitzt einen Puffer zur Speicherung der erfassten Daten. Zum Abrufen eines Teils des Puffers wird ein Wertebereich oder ein Eintragsbereich festgelegt, der beim Abruf alle Einträge abfragt, deren Werte oder Eintragsnummern in den festgelegten Bereich fallen.

C.46 Schnittstellenklasse Register

Die Schnittstellenklasse "Register" wird durch Kombination der Leistungsmerkmale gebildet, die zur Modellierung des Verhaltens eines Auswahlregisters (enthält gemessene oder feste Informationen) aus Sicht des Clients (Zentraleinheit, Handterminal) notwendig sind. Die Inhalte des Registers werden durch das Attribut "logical_name" gekennzeichnet. Der logical_name enthält einen OBIS-Bezeichner (siehe IEC 62056-61). Den tatsächlichen (dynamischen) Inhalt des Registers tragen seine "Wert"-Attribute.

Das Definieren eines spezifischen Zählers bedeutet das Definieren mehrerer spezifischer Register. Im Beispiel auf Bild 1 von IEC 62056-62:2001 enthält der Zähler zwei Register; d. h., es sind zwei spezifische COSEM-Objekte der Klasse "Register" instanziiert. Das bedeutet, dass den unterschiedlichen Attributen spezifische Werte zugewiesen sind. Durch die Instanzierung wird ein COSEM-Objekt zu einem "Register der gesamten positiven Wirkenergie", wogegen das andere ein "Register der gesamten positiven Blindenergie" wird.

Die Cosem-Objekte (Instanzen von Schnittstellenklassen) stellen das Verhalten des Zählers aus Sicht von "außen" dar. Deshalb muss die Änderung des Wertes eines Attributes immer von außen eingeleitet werden (z.B. Rücksetzen des Wertes eines Registers). Intern eingeleitete Änderungen der Attribute werden in diesem Modell nicht beschrieben (z.B. Aktualisierung des Wertes eines Registers).

Ein Registerobjekt speichert einen Prozesswert oder einen Zustandswert mit seiner zugehörigen Einheit. Das Registerobjekt kennt die Art des Prozesswertes oder des Zustandswertes. Die Art des Wertes wird durch das Attribut "logical_name" unter Anwendung des OBIS-Identifikationssystems (siehe D.1 in IEC 62056-62:2001) beschrieben.

C.47 Rücksetzen, Schnittstellenklasse Bedarfsregister

Diese Methode erzwingt ein Rücksetzen des Objektes. Die Aktivierung dieser Methode ruft die folgenden Vorgänge hervor:

- der aktuelle Zeitraum wird beendet;
- der current_average_value und der last_average_value werden auf ihre Vorgabewerte gesetzt;
- capture_time und start_time_current werden auf die Zeit der Ausführung des Rücksetzens (Daten) gesetzt.

C.48 Rücksetzen, Schnittstellenklasse Erweitertes Register

Diese Methode erzwingt ein Rücksetzen des Objektes. Durch Aufrufen dieser Methode wird der Attributwert auf den Vorgabewert gesetzt. Der Vorgabewert ist eine instanzspezifische Konstante. Der Attributstatus wird so gesetzt, dass das herbeigeführte Rücksetzen angezeigt wird.

C.49 Rücksetzen, Schnittstellenklasse Profilauswahl

Löscht den Puffer. Der Puffer hat danach keine gültigen Einträge mehr, `entries_in_use` ist nach diesem Aufruf Null. Dieser Aufruf löst keine zusätzlichen Operationen der Erfassungsobjekte aus, insbesondere setzt er keine erfassten Puffer oder Register zurück.

C.50 Rücksetzen, Schnittstellenklasse Register

Diese Methode erzwingt ein Rücksetzen des Objektes. Durch Aufrufen dieser Methode wird der Wert auf den Vorgabewert gesetzt. Der Vorgabewert ist eine instanzspezifische Konstante.

C.51 Rücksetzen, Quellenanzeige

Der Begrenzer zwischen den Wertegruppen E und F kann modifiziert sein, um Informationen über die Quelle eines Rücksetzens zu tragen (& anstatt von *, falls das Rücksetzen manuell erfolgte).

C.52 Festwertmultiplikator-Einheit

Ein Attribut der Schnittstellenklassen Register, Erweitertes Register und Bedarfsregister. Es stellt Informationen zur Einheit und zum Festwertmultiplikator der Einheit zur Verfügung. Wenn der Wert einen komplexen Datentyp gebraucht, gelten der Festwertmultiplikator und die Einheit für alle Elemente.

C.53 Zeitplan

Die Schnittstellenklasse Zeitplan verarbeitet zusammen mit einem Objekt der Schnittstellenklasse Tabelle der speziellen Tage zeit- und datumgesteuerte Aktivitäten innerhalb eines Gerätes.

Nach einem Netzausfall wird der gesamte Zeitplan verarbeitet, um alle notwendigen Skripte auszuführen, die während eines Netzausfalles verloren gehen würden. Hierfür müssen die während des Netzausfalls nicht ausgeführten Einträge erkannt werden. Abhängig vom Attribut `validity_window` werden sie in der richtigen Reihenfolge ausgeführt (wie sie im Normalbetrieb ausgeführt worden wären).

C.54 Skript

Dieses COSEM-Objekt steuert das Verhalten des Gerätes.

Mehrere Instanzen der Schnittstellenklasse Skripttabelle sind vordefiniert und normalerweise nur als versteckte Skripte mit Zugriff auf die Ausführungsmethode verfügbar.

C.55 Skripttabelle

Die Schnittstellenklasse Skripttabelle liefert die Möglichkeit, durch Aktivierung einer Ausführungsmethode eine Reihe von Aktionen auszulösen. Für diesen Zweck enthält die Skripttabelle eine Tabelle von Skripteinträgen. Jeder Tabelleneintrag (Skript) besteht aus einem `script_identifier` und einer Reihe von `action_specifications`. Eine `action_specification` aktiviert eine Methode eines COSEM-Objektes oder modifiziert Attribute eines COSEM-Objektes innerhalb des logischen Gerätes.

C.56 Jahreszeit

Dies ist ein Attribut der Schnittstellenklasse Aktivitätskalender. Es enthält eine Liste, die das Anfangsdatum der Jahreszeit definiert. Diese Liste ist nach dem `season_start` geordnet. Jede Jahreszeit aktiviert ein spezifisches `week_profile`.

C.57 Selektiver Zugriff

Die allgemeinen Methoden LESEN/SCHREIBEN und LADEN/SETZEN beziehen sich normalerweise auf das gesamte adressierte Attribut. Für bestimmte Attribute jedoch kann ein selektiver Zugriff auf nur einen Teil des Attributs vorgesehen sein. Dieser Teil des Attributs wird durch spezifische selektive Zugriffsparameter identifiziert. Diese selektiven Zugriffsparameter sind als Teil der Attributspezifikation definiert.

C.58 Datumsvorgabe

Sie ist ein im Zählgerät gespeicherter Datumswert. Am vorgegebenen Datum wird der summierte Verbrauch in einem internen Register für spätere Ablesung gespeichert. Ein festgesetzter Tag ist für alle HCA in gängigen Installationen zur Kostenzuordnung üblich.

C.59 Bezugnahme mit Kurznamen

Diese Art der Bezugnahme ist für die Anwendung in einfachen Geräten vorgesehen. In diesem Fall sind jedes Attribut und jede Methode eines COSEM-Objektes mit einem 13-Bit-Integer gekennzeichnet. Die Syntax für den Kurznamen ist die gleiche wie die Syntax des Namens einer Bezeichneten Variable bei DMLS. Die alternative Methode der Bezugnahme ist C.26.

C.60 Schnittstellenklasse Tabelle der speziellen Tage

Diese Schnittstellenklasse ermöglicht die Definition von Daten, die an einem speziellen Tag das normale Schaltverhalten aufheben. Sie arbeitet in Verbindung mit der Klasse "Zeitplan" oder "Aktivitätskalender" und das Verknüpfungsdatenelement ist `day_id`.

C.61 Standardablesungsdefinitionen

Eine Gruppe von COSEM-Objekten ist definiert, um die Standardablesung durchzuführen, wie sie mit IEC 62056-21 (Modi A bis D) stattfinden würde. Standardablesungs-Objekte können auch auf eine Energieform oder einen Kanal bezogen werden. Siehe IEC 62056-61.

C.62 Tarif

Die Wertegruppe E definiert die weitere Verarbeitung der mit den Wertegruppen A bis D identifizierten Messergebnisse zu Tarifregistern entsprechend dem (den) gebräuchlichen Tarif(en). Für abstrakte Daten oder für Messergebnisse, für die Tarife nicht relevant sind, kann diese Wertegruppe zur weiteren Klassifizierung genutzt werden. Zusätzlich siehe C.35.

C.63 Tarifierung

Eine Instanz der Klasse Registeraktivierung wird dazu verwendet unterschiedliche Tarifstrukturen zu verarbeiten. Sie legt fest, welche Objekte von Register, Erweitertes Register und Bedarfsregister aktiviert sind, wenn eine spezielle Aktivierungsmaske aktiv ist (`active_mask`). Alle anderen in `register_assignment` definierten Registerobjekte, die nicht Teil der `active_mask` sind, sind deaktiviert. Alle Registerobjekte, die in keiner `register_assignment` definiert sind, sind per Voreinstellung aktiviert.

Eine Instanz der Klasse Aktivitätskalender wird normalerweise dazu verwendet, unterschiedliche Tarifstrukturen zu verarbeiten. Sie ist eine Definition von geplanten Aktionen im Zähler, die dem klassischen Weg von kalendarisch basierten Zeitplänen durch Festlegung von Jahreszeiten, Wochen ... folgen. Sie kann neben dem allgemeineren Zeitplan bestehen und kann sich mit diesem sogar überschneiden. Wenn Aktionen im Objekt Zeitplan und im Objekt Aktivitätskalender mit der gleichen Aktivierungszeit geplant sind, werden die durch den Zeitplan ausgelösten Aktionen zuerst ausgeführt.

Nach einem Netzausfall wird nur die "Letzte Aktion", die beim Objekt Aktivitätskalender fehlt, ausgeführt (verzögert). Dies dient der Sicherstellung der richtigen Tarifeinstellung nach der Wiederinbetriebnahme. Ist ein Objekt Zeitplan vorhanden, muss die fehlende "Letzte Aktion" des Aktivitätskalenders zur richtigen Zeit innerhalb der vom Zeitplan geforderten Aktionsfolge ausgeführt werden.

C.64 Schwelle

Dies ist ein Attribut der Schnittstellenklasse Registerüberwachung. Es liefert die Schwellenwerte, mit denen die Attribute des zu überwachenden Registers verglichen werden. Die Schwelle ist vom selben Typ wie das überwachte Attribut des Bezugsobjektes.

Diese Werte werden durch Instanzen der Schnittstellenklasse "Registerüberwachung" dargestellt, indem sie das überwachte Register, den Schwellenwert selbst und die auszuführenden Aktionen bei Überschreiten eines Schwellenwerts, definieren.

C.65 Zeitintegralwert-Objekte

Zeitintegralwerte werden durch COSEM-Objekte dargestellt, die Instanzen der Schnittstellenklasse "Register" oder "Erweitertes Register" sind.

C.66 Einstellen der Zeit, in Verbindung mit der Schnittstellenklasse "Zeitplan"

Es gibt vier unterschiedliche "Aktionen" für Zeitänderungen:

- 1) Vorstellen der Zeit;
- 2) Zurückstellen der Zeit;
- 3) Zeitsynchronisation;
- 4) Sommer-/Winterzeitumstellung.

Vorstellen der Zeit

Dies wird auf dieselbe Weise behandelt wie ein Netzausfall. Alle fehlenden Einträge werden abhängig vom Attribut `validity_window` ausgeführt. Eine (herstellerspezifisch definierte) Kurzzeiteinstellung kann wie eine Zeitsynchronisation behandelt werden.

Zurückstellen der Zeit

Dies führt zu einer Wiederholung derjenigen Einträge, die während der wiederholten Zeit aktiviert werden. Eine (herstellerspezifisch definierte) Kurzzeiteinstellung kann wie eine Zeitsynchronisation behandelt werden.

Zeitsynchronisation

Die Zeitsynchronisation wird verwendet, um geringe Abweichungen zwischen einem Haupttakt und dem lokalen Takt zu korrigieren. Der Algorithmus ist herstellereigen. Er muss sicherstellen, dass kein Eintrag des Zeitplanes verloren geht oder zweimal ausgeführt wird. Das Attribut `validity_window` hat keinen Einfluss, weil alle Einträge wie im Normalbetrieb ausgeführt werden.

Sommer-/Winterzeitumstellung

Wird die Uhr vorgestellt, werden alle Skripte, die in das vorgestellte Intervall fallen (und daher verloren gehen würden), ausgeführt.

Wird die Uhr zurückgestellt, wird die erneute Ausführung der Skripte, die in das zurückgestellte Intervall fallen, unterdrückt.

C.67 Zeitmarken (in Beziehung zur Schnittstellenklasse PSTN-Auto-dial)

Enthält die Anfangs- und Enddatums-Zeitmarke, an dem das Fenster aktiv (für den Anfangszeitpunkt) oder inaktiv (für den Endzeitpunkt) wird. Das `start_date` definiert implizit die Periode. Beispiel: Wenn der Tag des Monats nicht festgelegt ist (gleich `0xFF`), bedeutet das, dass eine tägliche Verwaltung der Gemeinschaftsleitung vorliegt. Es kann eine tägliche, monatliche... Fensterverwaltung definiert werden.

C.68 Zeitmarken (in Beziehung zu Berechnungszeiträumen)

Die Zeitmarken der vorhergehenden Datenwerte müssen Teil der Erfassungsobjekte innerhalb der COSEM-Objekte sein, die die Daten der vorhergehenden Rechnungsperioden darstellen. Die Werte können auch auf einen Kanal bezogen werden.

C.69 Zeitsynchronisation

Die Zeitsynchronisation wird verwendet, um geringe Abweichungen zwischen einem Haupttakt und dem lokalen Takt zu korrigieren. Der Algorithmus ist herstellereigen. Er muss sicherstellen, dass kein Eintrag des Zeitplanes verloren geht oder zweimal ausgeführt wird.

C.70 Einheitliche Identifizierung

Das Object Identification System (OBIS) liefert eine einheitliche Identifizierung für alle Daten jeder Art in der Zählrichtung, einschließlich nicht nur Messwerte, sondern auch abstrakte Werte, die für die Konfiguration oder den Erhalt von Informationen über das Verhalten der Zählrichtung genutzt werden.

Die in dieser Norm definierten ID-Codes werden genutzt für die Identifikation von:

- logischen Namen verschiedener Instanzen der Schnittstellenklassen, oder Objekte, wie in IEC 62056-62 definiert;
- über Kommunikationsleitungen übertragenen Daten (siehe Anhang A.1 von IEC 62056-61:2001);
- an der Zählleinrichtung angezeigten Daten (siehe Anhang A.2 von IEC 62056-61:2001).

Diese Norm gilt für alle Typen von Zählleinrichtungen, wie voll integrierte Zähler, modulare Zähler, Tarif-Zusatzeinrichtungen, Datenkonzentratoren usw.

C.71 Hilfstabellen

Eine Instanz der Hilfstabellen-Klasse beinhaltet die Tabellendaten von ANSI C12.19:1997.

Mit dieser Schnittstellenklassendefinition ist jede "Table" (Tabelle) als eine Instanz anzusehen. Die spezifische Instanz ist durch ihren `logical_name` gekennzeichnet.

Nationaler Anhang NA
(informativ)

Literaturhinweise

DIN 66019, *Informationsverarbeitung; Steuerungsverfahren mit dem 7-Bit-Code bei Datenübertragung*

DIN ISO 1177, *Datenkommunikation; Zeichendarstellung bei Serienübergabe*

DIN 66003, *Informationstechnik – 7-Bit-Code*

ICS 33.200; 35.100.70

English version

**Communication system for meters and remote reading of meters
- Part 1: Data exchange**

Systèmes de communication et de télérelevé de compteurs
- Partie 1: Echange de données

Kommunikationssysteme für Zähler und deren
Fernablesung - Teil 1: Datenaustausch

This European Standard was approved by CEN on 7 November 2002.

CEN 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 Management Centre or to any CEN 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 CEN member into its own language and notified to the Management Centre has the same status as the official versions.

CEN members are the national standards bodies of Austria, Belgium, Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Iceland, Ireland, Italy, Luxembourg, Malta, Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland and United Kingdom.



EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION
COMITÉ EUROPÉEN DE NORMALISATION
EUROPÄISCHES KOMITEE FÜR NORMUNG

Management Centre: rue de Stassart, 36 B-1050 Brussels

Contents

	page
Foreword.....	6
1 Scope.....	7
2 Normative references	7
3 Terms and definitions	8
4 General description	8
4.1 Basic vocabulary.....	9
4.2 Layered protocols	9
4.3 Application Layer for Metering	10
4.4 Companion Specification	10
4.5 COSEM Basic Principles	11
4.6 Management of a COSEM Device.....	12
4.7 Lower layers	13
5 Network Architecture	13
5.1 General.....	13
5.2 Basic architecture	14
5.3 Metering Architecture	15
5.4 One unique access point at any time : a tree structure	16
5.5 Self configurable network	16
5.6 Hand Held Unit for local access	16
5.7 Network layers.....	16
5.8 Multiple access.....	16
6 Data exchange using local connections.....	17
6.1 General.....	17
6.2 Physical layer	17
6.2.1 Optical interface	17
6.2.2 Electrical current loop interface	17
6.2.3 Electrical V.24/V.28 interface	17
6.3 Link Layer	17
7 Data exchange using local area network (LAN).....	18
7.1 Twisted pair, baseband signalling.....	18
7.1.1 Physical layer	18
7.1.2 Link layer.....	18
7.2 Twisted pair, carrier signalling	18
7.2.1 Physical layer	18
7.2.2 Link layer.....	18
8 Data exchange using wide area network (WAN).....	18
8.1 General.....	18
8.2 Physical Layer IEC 62056-42.....	19
8.3 Link Layer IEC 62056-46	20
8.3.1 Introduction	20
8.3.2 The LLC sub-layer	20
8.3.3 The MAC sub-layer.....	21
8.3.4 Specification method	21
9 Data exchange using radio communication.....	22
10 Upper Layer Protocols.....	22
10.1 Introduction	22

10.2	Transport sub-layer	22
10.2.1	Introduction	22
10.2.2	IEC 62056-46 related Transport sub-layer	23
10.2.3	EN 60870-5-2 related Transport sub-layer	23
10.3	Presentation sub-layer	24
10.3.1	Abstract syntax	24
10.3.2	Encoding rules	25
10.4	Application sub-layer.....	25
10.4.1	Introduction	25
10.4.2	Application layer structure	25
10.4.3	Service specification	26
10.4.4	Protocol specification.....	26
11	Extensions to COSEM	27
11.1	Introduction	27
11.2	New interface classes.....	27
11.2.1	M-Bus interface class	27
11.3	Mapping of Data Items to Cosem Objects and Attributes	28
11.3.1	M-Bus Setup	28
11.4	Specific object types	28
11.4.1	Error reporting object.....	28
12	Object Identification System (Variable naming rules).....	30
12.1	Introduction	30
12.2	Structure	30
12.3	Manufacturer specific codes	31
12.4	Common value groups	31
12.4.1	Value group A.....	31
12.4.2	Value group B.....	31
12.4.3	Value group C (abstract objects).....	32
12.4.4	Notes for value group C (abstract objects)	33
12.4.5	Value group E.....	34
12.4.6	Value group F	34
12.5	Media specific value groups	35
12.6	Value groups specific to Heat Cost Allocators.....	36
12.6.1	Introduction	36
12.6.2	Value group C for HCA	36
12.6.3	Value group D for HCA	37
12.7	Value groups specific to Heat or Cooling Meters.....	37
12.7.1	Introduction	37
12.7.2	Value group C for Heat	37
12.7.3	Value group D for Heat	39
12.8	Value groups specific to Gas Meters	40
12.8.1	Introduction	40
12.8.2	Value group C for Gas	40
12.8.3	Value group D for Gas	41
12.9	Value groups specific to Water Meters.....	41
12.9.1	Introduction	41
12.9.2	Value group C for Water	41
12.9.3	Value group D for Water	42
13	Object codes (Variable names).....	42
13.1	Introduction	42
13.2	Abstract object codes.....	43
13.3	Object codes for HCA.....	44
13.3.1	General purpose codes and profiles for HCA.....	44
13.3.2	Media related codes for HCA	45
13.4	Object codes for heat / cooling	46
13.4.1	General purpose codes and profiles for heat / cooling	46
13.4.2	Media related codes for heat / cooling.....	48
13.5	Object codes for gas.....	49

13.5.1	General purpose codes and profiles for gas.....	49
13.5.2	Media related codes for gas.....	51
13.6	Object codes for water	53
13.6.1	General purpose codes and profiles for water	53
13.6.2	Media related codes for water.....	54
Annex A	(normative) Basic class meters	55
A.1	Basic requirements for Heat Cost Allocators	55
A.2	Basic requirements for Heat / Cooling meters.....	55
A.3	Basic requirements for Gas meters	56
A.4	Basic requirements for Cold / Hot water meters.....	56
Annex B	(informative) Gas Volume Conversion.....	57
B.1	Introduction	57
B.2	Foreword to abstract data model of gas volume converter	57
B.3	Abstract data model of gas volume converter.....	57
B.3.1	Definitions.....	57
B.3.2	Common objects in gas conversion and energy calculation.....	58
B.4	Principle of measurement for volume conversion and energy calculation	60
B.5	Data flow in volume conversion and energy calculation	61
Annex C	(normative) Terms and definitions.....	62
C.1	Introduction	62
C.2	Activation mask.....	62
C.3	Activity calendar.....	62
C.4	Association LN	62
C.5	Association SN	62
C.6	Automatic capturing	62
C.7	Authorised party.....	62
C.8	Billing period	63
C.9	Calendar	63
C.10	Capture.....	63
C.11	Channel	63
C.12	Clock.....	63
C.13	Current and last average value objects	64
C.14	Date and time.....	64
C.15	Daylight saving.....	64
C.16	Demand	64
C.17	Device ID	66
C.18	Error values	66
C.19	Extended register interface class.....	67
C.20	Hand held terminal.....	67
C.21	High level security.....	67
C.22	Interface modelling	67
C.23	I/O Control Signals.....	67
C.24	Interoperability	67
C.25	Logical device.....	68
C.26	Logical name referencing.....	68
C.27	Low level security	68
C.28	Manufacturer defined ID-s.....	68
C.29	Manufacturer specific abstract objects	68
C.30	Manufacturer specific class id.....	68
C.31	Manufacturer specific data and parameters.....	69
C.32	Manufacturer specific OBIS codes.....	69
C.33	Maximum and minimum value objects	69
C.34	Measurement of different media.....	69
C.35	Measurement method and tariffs.....	69
C.36	Measurement values series	69
C.37	Missing measurement values	70
C.38	Password	70
C.39	Physical device.....	70

C.40	Power failure handling.....	70
C.41	Power failure monitoring.....	70
C.42	Preferred readout-values	71
C.43	Profile objects	71
C.44	Profile for billing periods.....	71
C.45	Profile, generic interface class	71
C.46	Register interface class.....	71
C.47	Reset, IC Demand register	72
C.48	Reset, IC Extended register	72
C.49	Reset, IC Profile generic.....	72
C.50	Reset, IC Register	72
C.51	Reset, indication of source	72
C.52	Scaler-unit.....	72
C.53	Schedule	72
C.54	Script.....	73
C.55	Script table interface class	73
C.56	Season	73
C.57	Selective access.....	73
C.58	Set date	73
C.59	Short name referencing.....	73
C.60	Special days table interface class.....	73
C.61	Standard readout definitions	73
C.62	Tariff	74
C.63	Tariffication.....	74
C.64	Threshold.....	74
C.65	Time integral value objects	74
C.66	Time setting, in relation with IC Schedule.....	74
C.67	Time stamps (in relation with IC PSTN Auto dial)	75
C.68	Time stamp (in relation with billing periods)	75
C.69	Time synchronisation.....	75
C.70	Unique identifier.....	75
C.71	Utility tables.....	76

Foreword

This document (EN 13757-1:2002) has been prepared by Technical Committee CEN /TC 294, "Communication systems for meters and remote reading of meters", the secretariat of which is held by AFNOR.

This European Standard shall be given the status of a national standard, either by publication of an identical text or by endorsement, at the latest by June 2003, and conflicting national standards shall be withdrawn at the latest by June 2003.

Annexes A and C are normative. Annex B is informative.

According to the CEN/CENELEC Internal Regulations, the national standards organizations of the following countries are bound to implement this European Standard: Austria, Belgium, Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Iceland, Ireland, Italy, Luxembourg, Malta, Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland and the United Kingdom.

1 Scope

This document describes the data exchange and communications for meters and remote reading of meters in a generic way. It is part 1 of the EN 13757 Standard. Additional parts are:

- EN 13757 part 2: Physical and link layer, twisted pair baseband (M-Bus)
- EN 13757 part 3: Dedicated application layer (M-Bus)
- EN 13757 part 4: Wireless meter readout

The main use of part 1 is to provide a protocol specification for the Application Layer for meters.

Remark: Electricity meters are not covered with this standard, as the standardisation of remote readout of electricity meters is a task for IEC/CENELEC.

2 Normative references

This European Standard incorporates by dated or undated reference, provisions from other publications. These normative references are cited at the appropriate places in the text, and the publications are listed hereafter. For dated references, subsequent amendments to or revisions of any of these publications apply to this European Standard only when incorporated in it by amendment or revision. For undated references the latest edition of the publication referred to applies (including amendments).

EN 834, *Heat cost allocators for the determination of the consumption of room heating radiators - Appliances with electrical energy supply.*

EN 1434-1, *Heat meters - Part 1 : General requirements.*

EN 1434-2, *Heat meters - Part 2 : Constructional requirements.*

EN 12405, *Gas meters - Gas volume electronic conversion devices..*

prEN 13757-2:2002, *Communication systems for and remote reading of meters - Part 2 : Physical and link layer, twisted pair baseband (M-Bus).*

EN 60870-5-2, *Telecontrol equipment and systems - Part 5 : Transmission protocols - Section 2 : Link transmission procedures (IEC 60870-5-2:1992).*

EN 61334-4-1 *Distribution automation using distribution line carrier systems - Part 4 : Data communication protocols - Section 1 : Reference model of the communication system (IEC 61334-4-1:1996).*

EN 61334-4-41 *Distribution automation using distribution line carrier systems - Part 4 : Data communication protocols - Section 41 : Application protocols - Distribution line message specification (IEC 61334-4-41:1996).*

EN 61334-6, *Distribution automation using distribution line carrier systems - Part 6 : A-XDR encoding rule (IEC 61334-6:2000)*

IEC 62056-21: 2000, *Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 21 : Direct local data exchange.*

EN 62056-31:2000, *Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 31 : Use of local area networks on twisted pair with carrier signalling (IEC 62056-31:1999).*

IEC 62056-42, *Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 42 : Physical layer services and procedures for connection-oriented asynchronous data exchange.*

IEC 62056-46:2002, *Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control - Part 46 : Data link layer using HDLC - protocol.*

IEC 62056-53:2002, *Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 53 : COSEM application layer.*

IEC 62056-61:2002, *Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 61 : Object Identification System (OBIS).*

IEC 62056-62:2002, *Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 62 : Interface classes.*

ISO 1155; *Information processing -- Use of longitudinal parity to detect errors in information messages.*

ISO 1177; *Information processing -- Character structure for start/stop and synchronous character oriented transmission.*

ISO 1745; *Information processing -- Basic mode control procedures for data communication systems.*

ISO 7498-1, *Information technology - Open Systems Interconnection - Basic Reference Model : The Basic Model.*

ISO 9506-1, *Industrial automation systems - Manufacturing Message Specification - Part 1 : Service Definition.*

ISO/IEC 646; *Information technology – ISO 7-bit coded character set for information interchange.*

ISO/IEC 8649; *Information technology - Open Systems Interconnection - Service definition for the Association Control Service Element.*

ISO/IEC 8650-1; *Information technology - Open Systems Interconnection - Connection-oriented protocol for the Association Control Service Element: Protocol specification.*

ISO/IEC 8802-2, *Information technology - Telecommunications and information exchange between systems - Local and metropolitan area networks - Specific requirements - Part 2 : Logical link control.*

ISO/IEC 8824-1, *Information technology - Abstract Syntax Notation One (ASN.1) : Specification of basic notation.*

ISO/IEC 13239, *Information technology - Telecommunications and information exchange between systems - High-level data link control (HDLC) procedures.*

3 Terms and definitions

For the purposes of this European Standard, the terms and definitions for remote readout of meters can be found in annex C of this document.

4 General description

Here follows a description of the environment that this standard is applicable to, i.e. remote readout from a metering unit in a network using a non-routed approach.

4.1 Basic vocabulary

All communications involve two sets of equipment represented by the terms **Caller** system and **Called** system. The **Caller** is the system that decides to initiate a communication with a remote system known as the **Called** party; these denominations remain valid throughout the duration of the communication.

A communication is broken down into a certain number of transactions. Each transaction is represented by a transmission from the **Transmitter** to the **Receiver**. During the sequence of transactions, the **Caller** and **Called** systems take turns to act as **Transmitter** and **Receiver**.

The terms **Client** and **Server** have the same meanings as in the DLMS model EN 61334-4-41. The **Server** is the system (meter) that acts as a VDE for the submission of all special service requests. The **Client** is the system (collecting system) that uses the Server for a specific purpose by means of one or more service requests.

The situation involving a **Caller Client** and a **Called Server** is undoubtedly the most frequent case, but a communication based on a **Caller Server** and a **Called Client** is also possible, in particular to report the occurrence of an urgent alarm.

4.2 Layered protocols

The purpose of this subclause is to explain, in a summarised way, the layered approach as proposed by CEN/TC 294.

In order to perform automatic reading of meters, CEN/TC 294 assumes a protocol stack approach. A protocol stack is divided into layers, in order to reduce the complexity of the communicating system. Each layer provides services to the layer above on the basis of the layer below.

The layered model chosen by TC/294 is the IEC 3-layer model EN 61334-4-1, which is derived from ISO - OSI 7-layer model ISO 7498-1.

The three layers of the IEC model are shown on the page below :

Layer 7	Application
Layer 2	Data link
Layer 1	Physical

Figure 1 — IEC 3-layer model

NOTE The layer numbers refers to the numbering in the ISO-OSI 7 layer model.

Layers 1 & 2 depend on the connection method used (Power Line Carrier-Low Voltage (PLC - LV), Public Switched Telephone Network (PSTN), HF radio, Twisted Pair cable (TP)). In order to have a uniform view of all types of meters, TC/294 has chosen an Application Layer that is independent of the connection method used. As a consequence, the protocol architecture, as shown below is used :

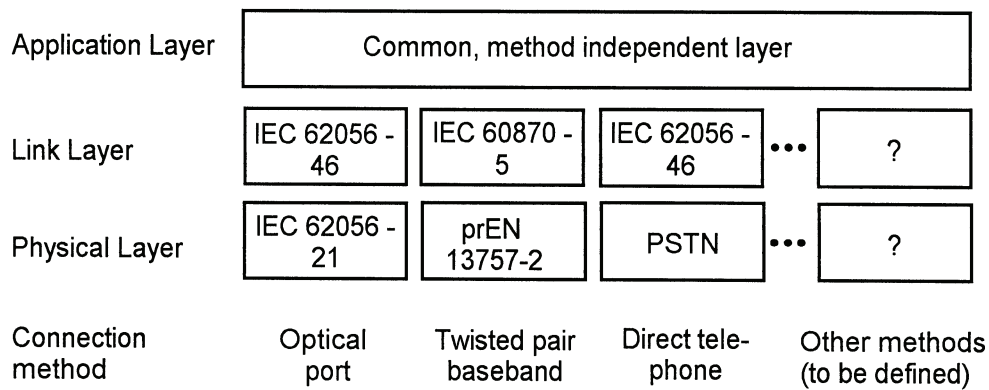


Figure 2 — Connection method independent Application Layer

This architecture allows for multiple different connection methods, while at the same time keeping a common connection method independent Application Layer. This is important as different connection methods are suited for different operating environments. The common Application Layer lowers the overall cost and complexity of a remote readout metering system.

4.3 Application Layer for Metering

The Application Layer specification is sub-divided into two parts : DLMS and LLAC.

DLMS (Distribution Line Message Specification) EN 61334-4-41 is an Application Layer specification. It permits a formal description of the communications system, in terms of its functionalities, in an object-oriented way.

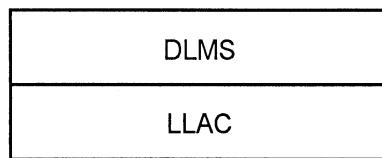


Figure 3 — Subdivision of the Application Layer

LLAC (Logical Link Access Control) specifies the remainder of the connecting method independent part of communications system. It specifies tasks like security management, handling of multiple applications, and segmentation of large data into multiple packet at lower levels. This corresponds to the Transport, Session and Presentation layers in the ISO-OSI 7-layer model ISO 7498-1.

4.4 Companion Specification

A **Companion Specification** (CS) is an extension to a generic standard. It may contain extension to the existing standard, as well as operating rules within the scope of the existing standard.

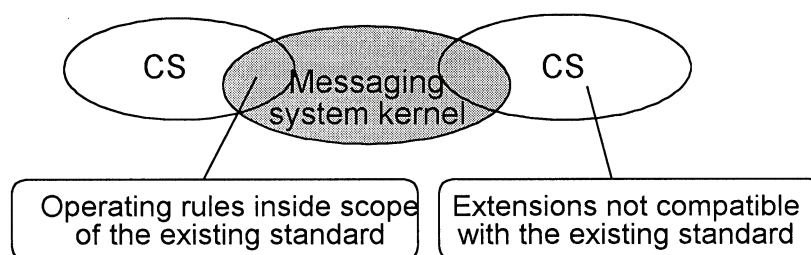


Figure 4 — Scope of Companion Specifications

DLMS is a powerful messaging system, derived from MMS, ISO 9506-1 (Manufacturing Messaging System). In order to fully adapt DLMS to the metering application, the COSEM Application Layer is based on an extended version of DLMS. These extensions are made such that there is no conflict with the current version of DLMS. This can be viewed as a **Companion Specification (CS)**. The CS can be seen as a set of additional rules to DLMS, which are semantically and syntactically compatible with the DLMS kernel.

Extensions can be found in IEC 62056-53 (COSEM Application Layer).

A **Companion Specification** may go beyond pure data communication. It specifies the functionality of an application, as seen through the communication system. In the current context, this is the functionality, of the meter or meters, defined in terms of the objects contained within them (e.g. Index, ID, meter type, manufacturer, date and time, rate and even communication entities such as a phone number). This standard bases its generic functional application requirements on IEC 62056-62, Companion Specification for Energy Metering, approach. COSEM has been developed by DLMS Users Association.

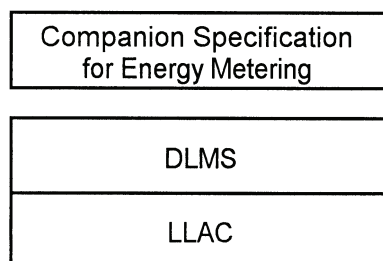


Figure 5 — Companion Specification

4.5 COSEM Basic Principles

This section describes the basic principles on which the COSEM interface classes are built. It also gives a short overview on how interface objects (instantiations of the interface classes) are used for communication purposes. Meters, support tools and other system components that follow these specifications can communicate with each other in an interoperable way.

Object modelling: For specification purposes this document uses the technique of object modelling. An object is a collection of attributes and methods.

The information of an object is organised in attributes. They represent the characteristics of an object by means of attribute values. The value of an attribute may affect the behaviour of an object. The first attribute in any object is the "logical_name". It is one part of the identification of the object.

An object offers a number of methods to either examine or modify the values of the attributes. Objects that share common characteristics are generalised as an interface class with a class_id. Within a specific class the common characteristics (attributes and methods) are described once for all objects. Instantiations of an interface class are called COSEM objects.

Figure 6 below illustrates these terms by means of an example :

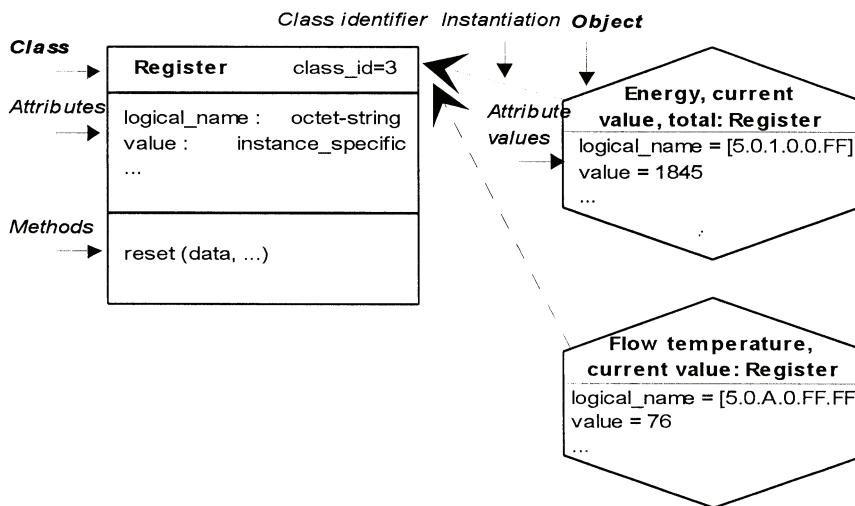


Figure 6 — An interface class and its instances

The interface class “Register” is formed by combining the features necessary to model the behaviour of a generic register (containing measured or “static” information) as seen from the client (central unit, hand held terminal). The contents of the register are identified by the attribute “logical_name”. The logical_name contains an OBIS identifier (comp.IEC 62056-61). The actual (dynamic) content of the register is carried by its “value” attribute.

Defining a specific meter means defining several specific instances of COSEM interface objects. In the example of Figure 6 the meter contains 2 registers; i.e. two specific COSEM objects of the class “Register” are instantiated. This means that specific values are assigned to the different attributes. Through the instantiation one COSEM object becomes an “Energy, current value, total register” whereas the other becomes a “Flow temperature, current value register”.

Remark

The COSEM objects (instances of interface classes) represent the behaviour of the meter as seen from the “outside”. Therefore only externally initiated changes of the value of an attribute are described (e.g. resetting the value of a register). Internally initiated changes of the attributes are not described in this model (e.g. updating the value of a register).

The fact that the external behavior of the meter is modelled in an object oriented way, does not result in a requirement of an object oriented design or implementation of actual meters.

4.6 Management of a COSEM Device

One physical unit may contain or represent multiple metering units or logical devices. Such a physical unit will have one physical communications interface but multiple metering applications. This calls for a management application inside the unit that performs communications management. This is handled by COSEM as well.

The COSEM Logical Device is a set of COSEM objects. Each Physical Device shall contain a Management Logical Device. The mandatory contents of the Management Logical Device are :

- COSEM Logical Device Name ;
- Current Association (LN or SN) object.

The Management Logical Device shall support an Application Association with lowest security level to a Public Client.

The addressing of the COSEM Logical Devices shall be provided by the addressing scheme of the lower layers of the protocols used.

4.7 Lower layers

The Lower layers cover the Physical Layer and the Link Layer. The need for multiple communications methods, causes the need for multiple different lower layers. All of the lower layers consist of a Physical Layer and a Link Layer. The requirements for the Link Layer is very often closely related to a specific Physical Layer.

In order to define full protocol stacks, which are needed for meter interchangeability, the lower layers have to be specified / selected as well. Some lower layers have been selected / adopted, and new lower layers will be added as amendments in the future when new technologies mature.

An overall diagram with all of the elements needed and their relationships is shown in Figure 7 (below).

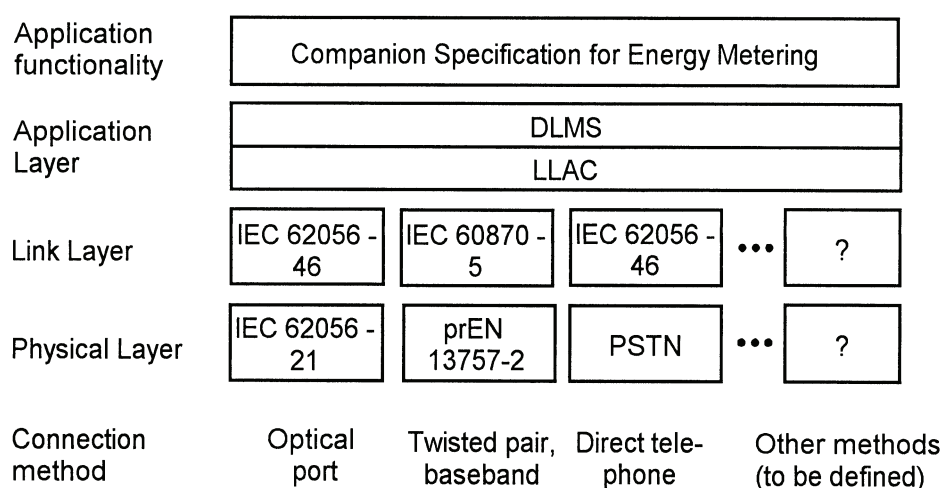


Figure 7 — Full protocol stack

As can be seen from the figure above, the Application Layer and the Application functionality remain unchanged, even if the connection method changes.

5 Network Architecture

5.1 General

This section presents a simplified architecture for remote reading of meters, concerning only the basic metering LAN.

This architecture should permit the quick introduction and installation of communicating meters, as well as the ability to extend the system afterwards. Therefore, some rules are given.

The main decisions proposed in this section are the following :

- to have one unique access point for the metering LAN ;
- to allow several autorised parties to access the system using this unique access point ;
- to have a metering LAN with a logical tree structure ;
- to have a system that does not need a network layer ;
- to have a self configurable system ;
- to allow the use of a Hand Held Unit ;
- to allow media independence.

This architecture shall facilitate the fast installation and operation of meters and their associated communications onto a metering LAN. The potential for extending the architecture is a prime requirement.

The implementation of a physical architecture is determined by the media used.

This document focuses only on the system architecture, in order to accommodate all types of physical media required by the CEN/TC 294 system.

5.2 Basic architecture

The following figure shows a typical basic architecture based on a tree topology and the corresponding physical architecture.

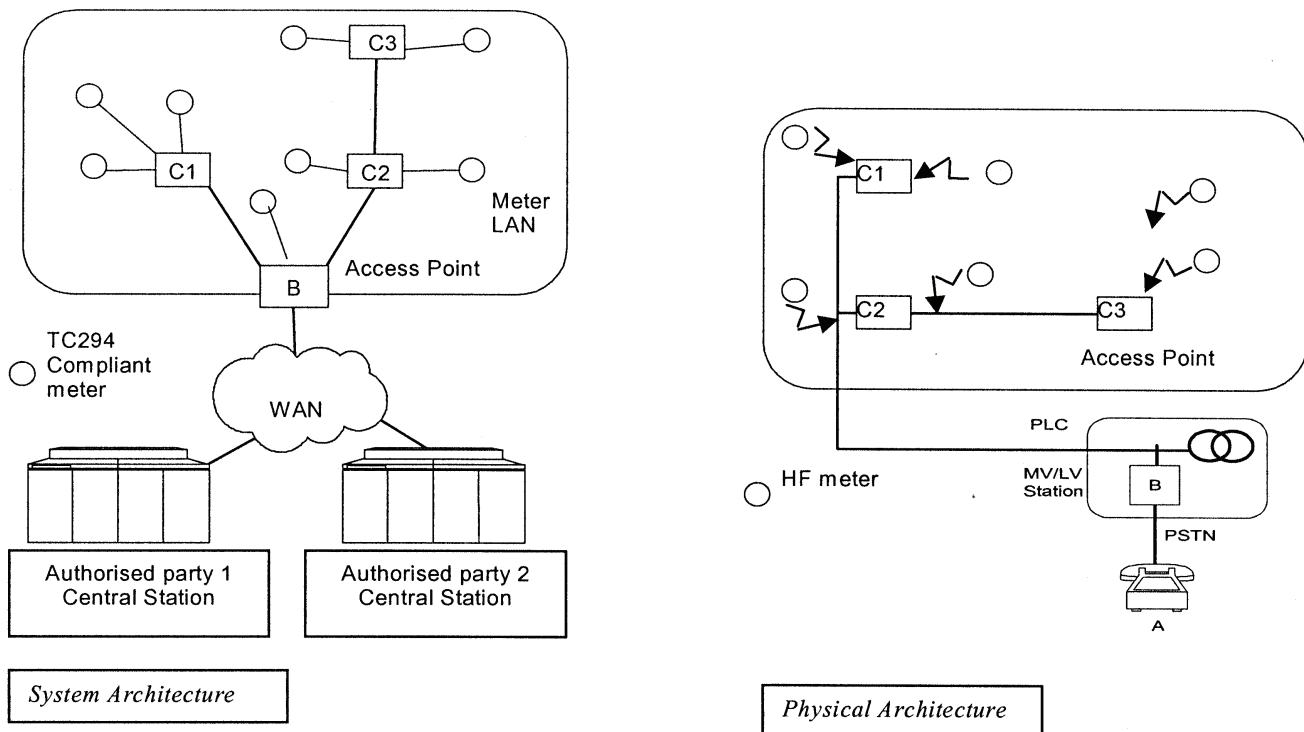


Figure 8 — System and physical architecture

C1, C2 and C3 are optional nodes (data concentrators) of the system that may be used to help access meters.

The access point B is the unique way to remotely access the system. Several authorised parties may access the system using access point B, providing they have access to the WAN connection.

5.3 Metering Architecture

The metering architecture may be analysed in terms of the systems architecture and physical architecture, as shown in Figure 8. The system architecture represents the key elements of the metering network, showing data flow, and providing the connectivity from the meter to the authorised party central station via the wide area network. The physical architecture represents the practical implementation of the system. In the example given in Figure 8, the meters are connected via H.F. radio to the concentrator, followed by the low voltage line to the MV/LV substation and finally via the telephone line to the central station. Although three media are used in this example, it may be more economical to use a single media throughout the system.

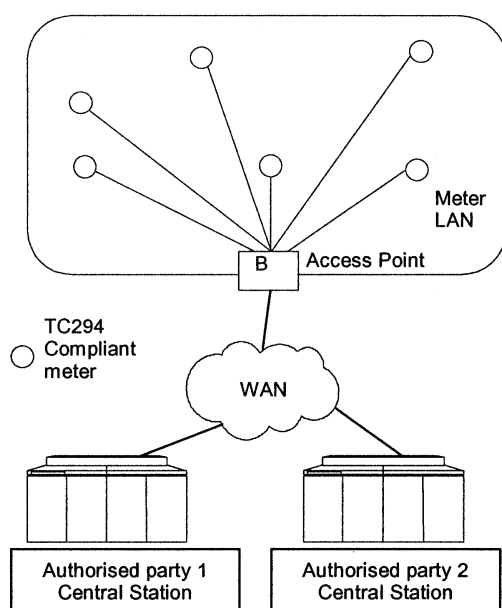


Figure 9 a)

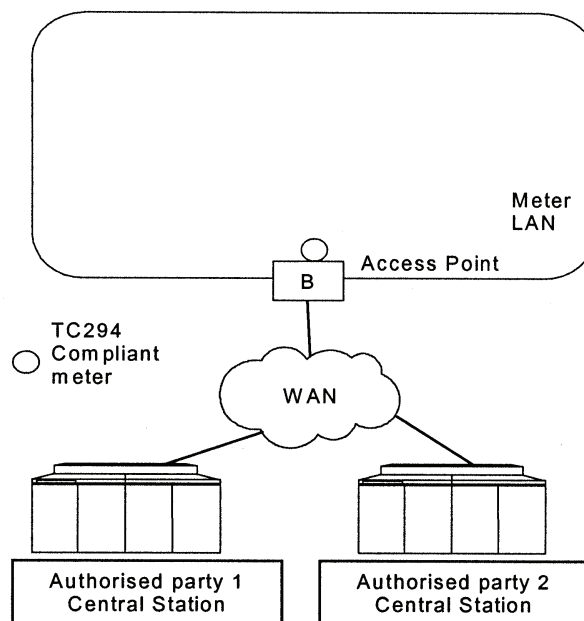


Figure 9 b)

Figure 9 — Metering architecture

A system architecture with a single master station and a number of meters connected to a physical bus (Figure 9 a) is an example of a network where the concentrators have been integrated into the access point.

A system with a single meter connected via the WAN to the integrated collection system (Figure 9 b) is an example of a system where the whole LAN has been integrated into the access point - combined with the meter.

The structure shall conform to the following rules :

- the architecture is a tree structure ;
- there is only one access point per LAN ;
- the unique access point (B) may have zero or more meters connected ;
- the access point (B) may have zero or more 'concentrators' connected ;

- a 'concentrator' may have zero or more meters attached ;
- a 'concentrator' may have zero or more 'concentrators' attached ;
- a CEN/TC 294 meter may not communicate with another meter ;
- concentrators have no external access point apart from zero or more data collection computers that may use the access point of (B).

5.4 One unique access point at any time : a tree structure

An economic and easy to manage system may be achieved by having only one unique access point. A system with one unique access point is feasible with a tree structure. The actual physical structure depends on the actual physical layer used. A loop or a ring would be acceptable.

5.5 Self configurable network

The proposed hierarchical architecture allows self configuration of a meter in a network. Self configuration is managed, because each device needs to indicate to only one unique device that it is present and unassigned. This configuration is the responsibility of the Management Application in the meter.

5.6 Hand Held Unit for local access

The requirement to be able to interrogate a device on the LAN using a Hand Held Unit (HHU) makes a temporary modification to the connectivity in order to maintain the network topology. The device disconnects itself from its master, conducts the dialog with the HHU as required and then reconnects to the system.

If a HHU is connected to a concentrator, the equipment itself and all the equipments under it will be made temporarily unavailable for the remote system (for the local operation duration), and be controlled by the HHU. In this case, there still is one unique access point to the local network at a given time.

5.7 Network layers

There is no network layer required in the meter (in any configuration).

If one or more independent concentrators are in the LAN, the protocol stack interconnecting the concentrators requires a network layer.

The collapsed models shown in Figure 9 b), does not require a network layer.

The consequential cost of a network layer is offset by the benefits of a concentrator. (e.g. to improve physical distance).

5.8 Multiple access

The access point to the network is unique, but different communication channels may connect from the upper side. Several access networks are allowed, but not simultaneously, depending on the capabilities of the access point.

Priority will be handled by the access point.

6 Data exchange using local connections

6.1 General

This clause handles lower level protocols using direct local data exchange as specified in IEC 62056-21. This standard specifies the physical connection adopted between meter and reading device :

- an optical interface ;
- an electrical current loop interface ;
- an electrical V.24/V.28 interface.

All interfaces use the same protocol. Data is exchanged using a character oriented protocol (ASCII). Different communication modes are described in IEC 62056-21. Modes A to D use ASCII transfer only, Mode E is able to switch over to a HDLC oriented binary data exchange. Provisions for battery operated devices are given in B.1 and B.2 of IEC 62056-21:2000.

6.2 Physical layer

6.2.1 Optical interface

This is a very common interface for Hand Held Units. It supports one meter at a time using half-duplex communication. It communicates with the meter using IR light via a standardised optical reading head, to be plugged magnetically to the meter. An interface of this type shall fulfil the requirements of IEC 62056-21:2000, 4.3.

6.2.2 Electrical current loop interface

This interface is the 'classical' 20 mA current loop. Two- as well as four-wire configurations are available. One master unit may support up to eight meters. An interface of this type shall fulfil the requirements of IEC 62056-21:2000, 4.1.

6.2.3 Electrical V.24/V.28 interface

This interface is the well known "RS232 port" in a three-wire configuration (Rx, Tx, GND). An interface of this type shall fulfil the requirements of IEC 62056-21:2000, 4.2.

6.3 Link Layer

The requirements of IEC 62056-21 apply. Although no explicit layering is mentioned in this standard, the following relevant standards are referenced :

The ASCII-oriented Link Layer uses :

- the ISO 7-bit coded character set as defined in ISO/IEC 646 ;
- the use of longitudinal parity (7E1) as defined in ISO 1155 ;
- the start/stop character-oriented transmission as defined in ISO 1177 ;
- the basic mode control procedures as defined in ISO 1745.

Binary data exchange (mode E) is based on :

- IEC 62056-46 Data Link layer using HDLC protocol (see annex E of IEC 62056-21:2000).

7 Data exchange using local area network (LAN)

This clause handles the reading of meters connected to a local area network. The network has a single master station, and one or more slave stations. Two types of interfaces have been adopted. They are specified independently in the following subclauses.

7.1 Twisted pair, baseband signalling

This type of interface is standardised by prEN 13757-2. It is a 'multi-drop' type connection with one master unit and one or more slave units. The master unit in the network can support energy to the interface part of the slave unit. A network may have up to 250 meters connected. The meter shall be a slave unit.

7.1.1 Physical layer

An interface of this type shall fulfil the following requirements at the physical layer :

- a) all the requirements of prEN 13757-2:2002, 4.1.

7.1.2 Link layer

An interface of this type shall fulfil the following requirements at the link layer :

- a) all the requirements of prEN 13757-2:2002, clause 5.

7.2 Twisted pair, carrier signalling

This interface is adopted from EN 62056-31. It is a multi-drop connection with one master unit and one or more slave units. A master unit is named a Primary Station. A slave unit is named a Secondary Station. The meter shall be a Secondary Station. The network is able to supply energy to the interface part of the slave unit.

7.2.1 Physical layer

An interface of this type shall fulfil the following requirements at the physical layer :

- a) all the requirements of EN 62056-31:2000, 4.1 related to the Secondary Station.

7.2.2 Link layer

An interface of this type shall fulfil the following requirements at the link layer :

- a) all the requirements of EN 62056-31:2000, 4.2 related to the Secondary Station ;
- b) in addition to this, the link layer frame format as specified in EN 62056-31:2000, 2.5.

8 Data exchange using wide area network (WAN)

8.1 General

So far only one set of standards suitable for this purpose has been identified. This set of standards is based on communication across the Public Switched Telephone Network (PSTN).

The set of standards is IEC 62056-42 and IEC 62056-46 for the lower layers. They are parts of the COSEM (Companion Specification for Energy Metering) three-layer connected oriented profile for asynchronous data communication. Normal asynchronous MODEM connection is used, based on intelligent Hayes modems.

8.2 Physical Layer IEC 62056-42

From the external point of view, the physical layer provides the interface between the Data Terminal Equipment (DTE) and the Data Communication Equipment (DCE), see Figure 11. Figure 10 shows a typical configuration for data exchange through a Wide Area Network, for example the PSTN.

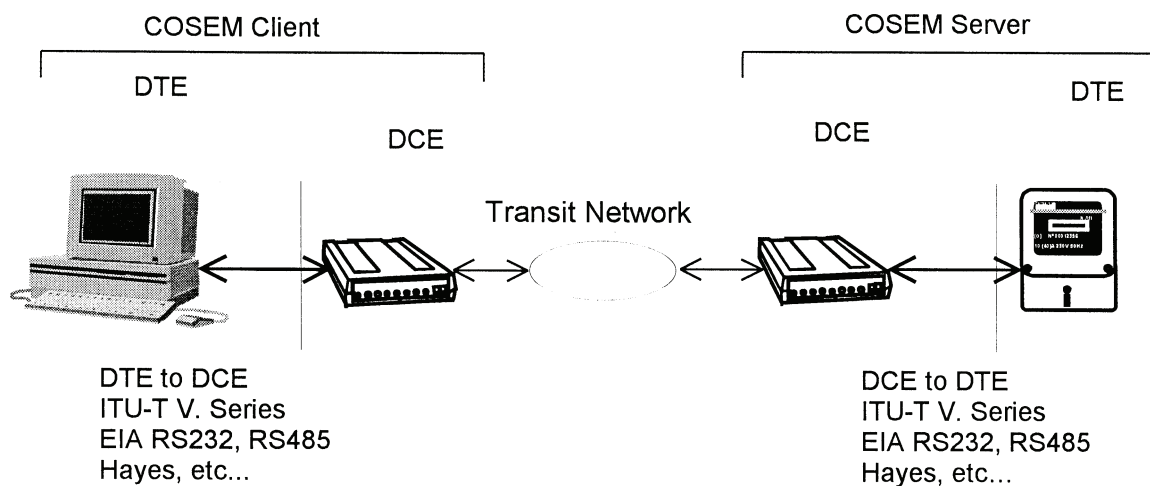


Figure 10 - Typical PSTN configuration

From the physical connection point of view, all communications involve two sets of equipment represented by the terms Caller system and Called system, as defined in 4.1.

From the data link point of view the central station normally acts as a master, taking the initiative and controlling the data flow. The tariff device is the slave, responding to the master station.

From the application point of view the central station normally acts as a client asking for services, and the tariff device acts as a server delivering the requested services.

For the purposes of local data exchange, two DTEs can be directly connected using appropriate connections.

To allow using a wide variety of media, this standard does not specify the physical layer signals and their characteristics. However, the following assumptions are made :

- the communication is point to point or point to multipoint ;
- both half-duplex and full-duplex connections are possible ;
- asynchronous transmission with 1 start bit, 8 data bits, no parity and 1 stop bit (8N1) ;
- from the internal point of view, the physical layer is the lowest layer in the protocol stack.

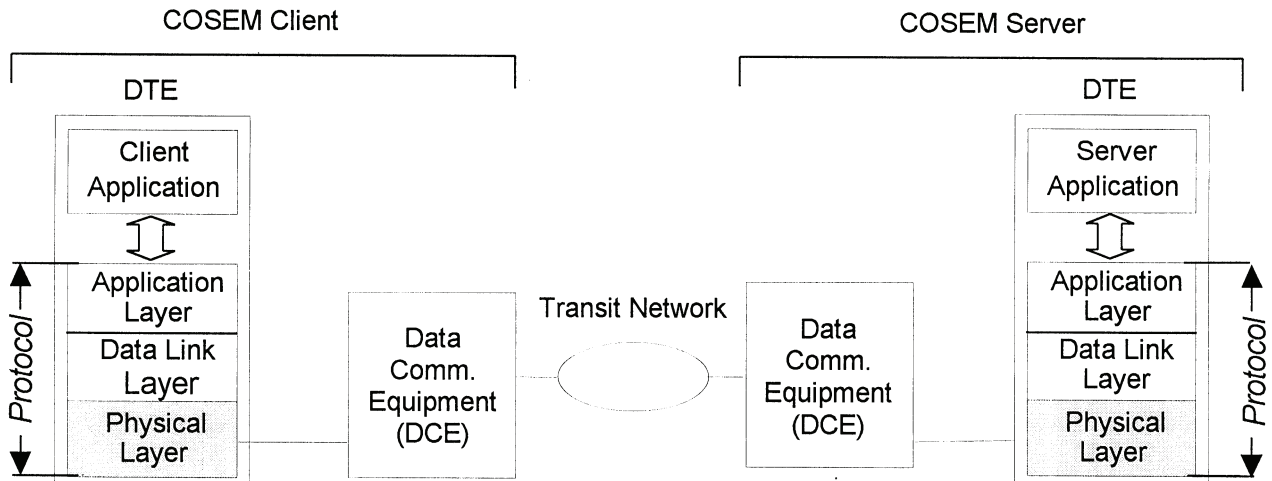


Figure 11 - The location of the Physical Layer

This standard defines the services of the physical layer towards its peer layer(s) and the upper layers, and the protocol of the physical layer.

8.3 Link Layer IEC 62056-46

8.3.1 Introduction

This part of IEC 62056 specifies the Data Link Layer for a connection-oriented, HDLC-based, asynchronous communication profile.

In order to ensure a coherent Data Link Layer service specification for both connection-oriented and connectionless operation modes, the Data Link Layer is divided into two sub-layers: the Logical Link Control (LLC) sub-layer and the Medium Access Control (MAC) sub-layer.

This specification supports the following communication environments :

- point-to-point and point-to-multipoint configurations ;
- dedicated and switched data transmission facilities ;
- half-duplex and full-duplex connections ;
- asynchronous start/stop transmission, with 1 start bit, 8 data bits, no parity, 1 stop bit.

Two special procedures are also defined :

- transferring of separately received Service User layer PDU parts from the Server to the Client in a transparent manner. The Server side Service User layer can give its PDU to the Data Link layer in fragments and the Data Link layer can hide this fragmentation from the Client ;
- event reporting, by sending UI frames from the secondary station to the primary station.

8.3.2 The LLC sub-layer

In the connection-oriented profile the only role of the LLC sub-layer is to ensure consistent Data Link Addressing. It can be considered that the LLC sub-layer, defined in ISO/IEC 8802-2 is used in an extended Class I operation,

where the LLC sub-layer provides the standard connectionless data services via a connection-oriented MAC sub-layer.

The LLC sub-layer provides Data Link (DL) connection/disconnection services to the Service User layer, but it uses the services of the MAC sub-layer to execute these services.

The LLC sub-layer is specified in IEC 62056-46:2002, clause 5.

8.3.3 The MAC sub-layer

The MAC sub-layer – the major part of this Data Link Layer specification – is based on ISO/IEC 13239 concerning high-level data link control (HDLC) procedures.

This standard includes a number of enhancements compared to the original HDLC, for example in the areas of addressing, error protection and segmentation. These enhancements have been incorporated in a new frame format, which meets the requirements of the environment found in telemetry applications for electricity metering and similar industries.

The MAC sub-layer is specified in IEC 62056-46:2002, clause 6.

8.3.4 Specification method

Both sub-layers of the Data Link Layer are specified in terms of **services** and **protocol**.

Service specifications cover the services required of, or by, the given sub-layer at the logical interfaces with the neighbouring other sub-layer or layer, using connection oriented procedures. Services are the standard way to specify communications between protocol layers. Through the use of four types of transactions, commonly known as service primitives (Request, Indication, Response and Confirm) the service provider co-ordinates and manages the communication between the users. Using service primitives is an abstract, implementation-independent way to specify the transactions between protocol layers. Given this abstract nature of the primitives, their use makes good sense for the following reasons :

- they permit a common convention to be used between layers, without regard to specific operating systems and specific languages ;
- they give the implementers a choice of how to implement the service primitives on a specific machine.

Service primitives include service parameters. There are three classes of service parameters :

- parameters transmitted to the peer layer, becoming part of the transmitted frame, e.g. addresses, control information ;
- parameters which have only local significance (e.g. Physical_Connection_Type) ;
- parameters which are transmitted transparently across the data link layer to the user of the data link layer.

This document specifies values for parameters of the first category only.

The **protocol** specification for a protocol layer includes :

- the specification of the procedures for the transmission of the set of messages exchanged between peer-layer ;
- the procedures for the correct interpretation of protocol control information ;
- the layer behaviour.

The protocol specification for a protocol layer does not include :

- the structure and the meaning of the information which is transmitted by means of the layer (Information Field) ;
- the identity of the Service User layer ;
- the manner in which the Service User layer operation is accomplished as a result of exchanging Data Link messages ;
- the interactions that are the result of using the protocol layer.

9 Data exchange using radio communication

This clause is a placeholder for references to a future part of EN 13757 covering the use of a radio communications.

10 Upper Layer Protocols

10.1 Introduction

This clause covers the Application Layer of the 3-layer communication model, as explained in clause 4. The requirements are split into the following sub-layers :

- transport ;
- presentation ;
- application.

10.2 Transport sub-layer

10.2.1 Introduction

The Transport sub-layer is the first one to handle direct connections between the systems at the ends of the links. All the connections set up at this level and those at higher levels can be considered as end-to-end links. This end-to-end notion indicates that the transport entities offer services completely independent of the physical networks.

The most important properties of the Transport sub-layer are; end-to-end transport (mentioned above), transparency (any binary configuration shall be accepted by the transport protocol and delivered without modification, whatever its format or size, this may require segmenting/reassembling functionality in the sub-layer) and application layer addressing (multiplexing of multiple logical connections on one physical connection).

The Transport sub-layer accepts the messages from the Application sub-layer. As the size of these messages is dictated by the application, the Transport sub-layer shall be able to segment them into packets (called TPDU's, transport protocol data units) with a size supported by the lower layers and transmit them to the corresponding Transport sub-layer at the other end. Reciprocally, it shall be able to receive the packets from the corresponding Transport sub-layer and assemble them into coherent messages for the Application sub-layer.

The Transport sub-layer protocol shall be able to transmit data simultaneously in both directions, Caller-Called and Called-Caller. Moreover, the multiplexing of transport connections on the same virtual circuit means that several application associations can coexist in a given communication.

Whatever their origin, the Transport Protocol Data Units, TPDU's are transmitted using the services of the Data Link Layer. Of course, the Data Link is not aware of the multiplexing implemented at the higher level.

10.2.2 IEC 62056-46 related Transport sub-layer

For connection methods using the HDLC based link layers, the use of the EPA model has been foreseen. The transport layer services needed has been integrated into the link layer.

In COSEM, there are two mechanisms provided for segmentation :

- The data link layer provides segmentation for messages from the slave to the master station only. This is transparent for the application layer. It is supported by the segmentation feature of HDLC (I frames). See IEC 62056-46:2002, 6.4.4.5 ;
- The application layer provides segmentation in both directions, using the xDLMS services GET, SET, ACTION (DataBlock-G, DataBlock-SA). There is no application layer level segmentation available with short name referencing.

Multiple application associations are managed by the ACSE. These share the resources of the lower layers.

NOTE For details of establishing and releasing application associations, see IEC 62056-53:2002, 6.5. For details of transferring long data, see IEC 62056-46:2002, 6.4.4.4.3.6 and IEC 62056-53:2002, 7.4.1.8.

10.2.3 EN 60870-5-2 related Transport sub-layer

For connection methods based on the EN 60870-5-2, link layer, such services are not included. For these connection methods, the Transport Protocol Data Unit (TPDU) shall consist of the following fields :

- a Control Information, (CI) field of 1 byte ;
- a Source Transport Service Access Point (Address), STSAP field of 2 bytes ;
- a Destination Transport Service Access Point (Address), DTSAP field of 2 bytes ;
- a data field, of up to 248 bytes in size.

NOTE The max. size of the data field is determined by the size limitations of the EN 60870-5-2 link level packets.

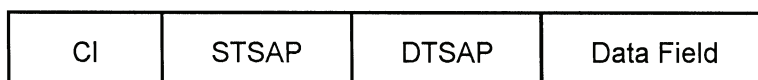


Figure 12 — EN 60870-5-2 related Transport PDU format

The CI field of the Transport PDU shall be coded in the following way :

Bit 8 , Bit 7, Bit 6	Always '000'
Bit 5	'FIN' Set to '1' in the last 'TPDU' as a part of a 'APDU'
Bit 4, Bit 3, Bit 2, Bit 1	Fragment count, set to '0000' in the first 'TPDU' for a session and incremented for each TPDU sent.

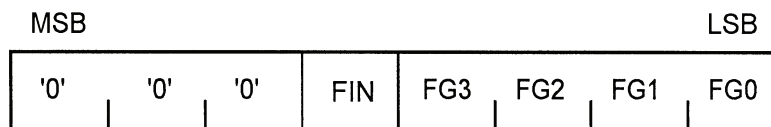


Figure 13 — CI field format

The coding of bit 8, bit 7 and bit 6 of the CI field ensures that DLMS oriented frames can coexist with existing meter communication from an EN 1434 -3 or a prEN 13757-3 based bus system.

The FIN (finish) bit indicates the last segment of an APDU from the Application sub-Layer. The FIN bit shall be set in the last TPDU of a APDU. This makes it possible to reassemble the data reliably at the receiving end.

NOTE In short messages, with only one segment, the FIN bit should be set as well in the first (and only) TPDU.

A fragment counter, FG3 - FG0 shall be available in the transport sub-layer, as EN 60870-5-2 has no mechanism to identify double packet in responses from the meter to the central station. The fragment counter shall be '0000' in the first TPDU of every APDU from the Application sub-Layer. The fragment counter shall be incremented for every TPDU. There shall be one fragment counter for each concurrent connection.

The STSAP field shall contain the Logical Device Address of the caller. Most significant byte is sent first.

The DTSAP field shall contain the Logical Device Address of the called. A DTSAP of FFFFh is a broadcast address, and the data shall be distributed to all logical devices in the called unit. Most significant byte is sent first.

NOTE The DTSAP of 0001h is in COSEM pre-assigned to the management application, and should always be present. In a simple meter, this can be the only DTSAP assigned. The Management Logical Device should support an Application Association with lowest security level to a Public Client with a STSAP of 0010h.

Detection of errors in the communication of the Transport sub-Layer will cause the following actions :

- an abort indication will be sent to the Application sub-Layer ;
- a request to abort is sent to the Link Layer ;
- a re-initialisation of the Transport sublayer.

10.3 Presentation sub-layer

The Presentation sub-layer handles two areas, abstract syntax and encoding rules.

10.3.1 Abstract syntax

Data in the application layer is specified using an abstract syntax. This allows for a logical and unambiguous description of messages using certain pre-defined simple or composite types ;

ISO defines only one abstract syntax, ASN.1, ISO/IEC 8824-1. It is used by DLMS in its protocol definition. As DLMS has already been chosen as model for the top of the Application layer for a TC 294 protocol stack, the abstract syntax to be used shall be ASN.1, ISO/IEC 8824-1.

NOTE As specified in IEC 62056-53:2002, 7.3.3, the AARQ and the AARE are encoded using BER.

10.3.2 Encoding rules

The way data is encoded in actual implementations is called the transfer syntax. It is a set of encoding rules which determine the series of bits to be transported based on the abstract representation of a message and its true application value.

The current standard is intended for equipment with limited processing power and data storage. The transfer syntax selected shall thus generate a compact encoding, while at the same time only requiring limited computing resources. Such a syntax has been selected, based on a study comparing the efficiency and complexity of the different rules. The transfer syntax for a TC 294 protocol stack shall be A-XDR, EN 61334-6.

10.4 Application sub-layer

10.4.1 Introduction

IEC 62056-53 applies. This document specifies the COSEM Application Layer in terms of structure, services and protocols, for COSEM Clients and Servers.

10.4.2 Application layer structure

The main component of the Client and Server COSEM Application Layer is the COSEM Application Service Object (ASO), which provides services to the COSEM Application process and uses services provided by the supporting lower layer.

Both the Client and Server side COSEM ASO contains three mandatory components, as follows :

- Association Control Service Element (ACSE). The task of this element is to establish, maintain and release application associations. For the purpose of the connection-oriented profile, the connection-oriented ACSE, specified in ISO/IEC 8649 and ISO/IEC 8650-1 is used ;
- the Extended DLMS Application Service Element (xDLMS_ASE). The task of this element is to provide data communication services to remote COSEM equipment ;
- the Control Function (CF). This element specifies how the ASO services invoke the appropriate service primitives of the ACSE and the xDLMS ASE-s and the services of the supporting layer.

Both the Client and the Server COSEM ASO may contain other optional application protocol components. Figure 14 shows a 'minimal' COSEM ASO-s, containing only the three mandatory components.

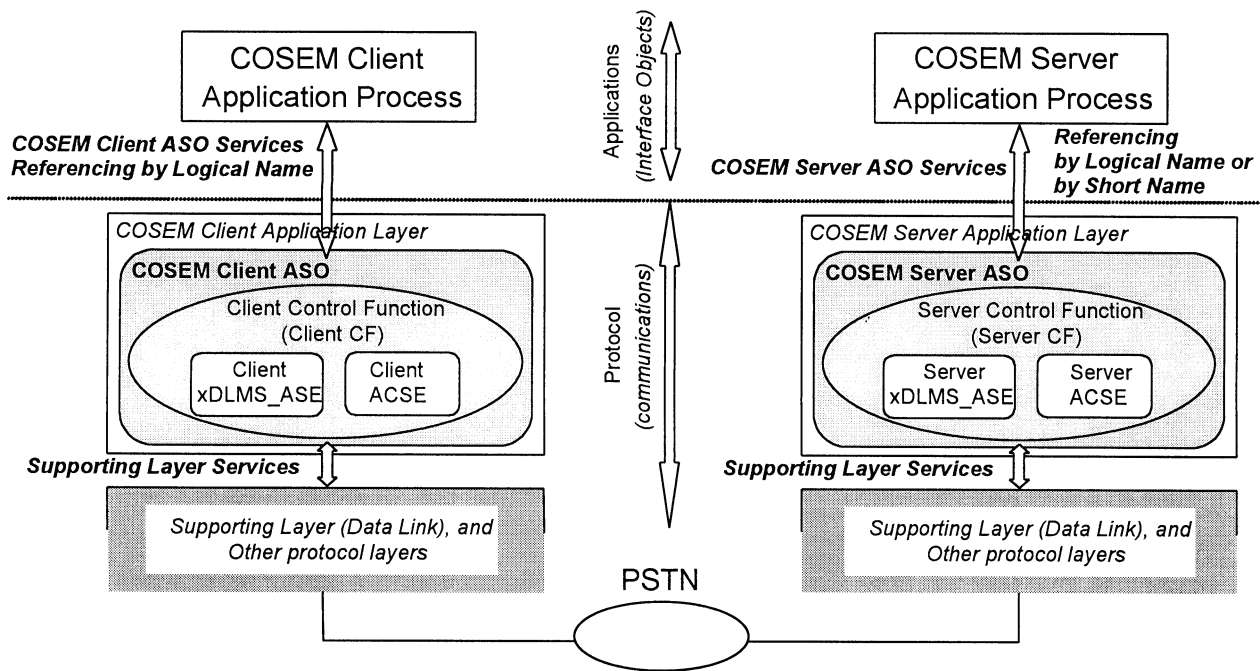


Figure 14 - The structure of the COSEM Application Layers

10.4.3 Service specification

Service specification covers the services required of or by, the Client and Server COSEM Application Processes at the logical interfaces with the respective COSEM Application Layer, using connection oriented procedures.

Services provided by the COSEM ASO fall in three categories :

- services provided for application establishment and release ;
- services provided for data communication ;
- services provided for layer management.

10.4.4 Protocol specification

The COSEM Application layer protocols specify the procedures for the transfer of information for application association control, authentication (ACSE procedures) and for data exchange of COSEM Servers (xDLMS procedures). These procedures are defined in terms of :

- the interactions between peer ACSE and xDLMS protocol machines through the use of services of the supporting protocol layer ;
- the interactions between the ACSE and xDLMS protocol machines and their service user ;
- the abstract syntax (ASN.1) representation of Application Protocol Data Units (APDU-s) is also specified with the Application protocols.

NOTE All COSEM Services are operating on an already established physical connection. Establishment of this physical connection is done outside the COSEM protocol, therefore it is out of the scope of this document.

11 Extensions to COSEM

11.1 Introduction

It has been recognised that there is a need for some new dedicated Interface Classes when new lower layer and new functionalities are added.

11.2 New interface classes

11.2.1 M-Bus interface class

Instances of this interface class define the operational parameters for communication using the prEN 13757-2 interfaces.

M-Bus Port Setup	0..n	class_id=25, version = 0		
Attribute(s)	Data Type	Min.	Max.	Def.
1. logical_name (static)	octet-string			
2. default_baud (static)	enum			
3. avail_baud (static)	enum			
4. addr_state (static)	enum			
5. bus_address (static)	unsigned8			
Specific Method(s)	m/o			

Attribute description

default_baud	Defines the baud rate for the opening sequence
	enum (0) 300 baud (3) 2400 baud (5) 9600 baud
avail_baud	Defines the baud rates that can be negotiated after startup
	enum (0) 300 baud (1) 600 baud (2) 1200 baud (3) 2400 baud (4) 4800 baud (5) 9600 baud (6) 19200 baud (7) 38400 baud
addr_state	Defines whether or not the device has been assigned an address since last power up of the device.
	enum (0) Not assigned an address yet (1) Assigned an address either by manual setting, or by automated method.
bus_address	The currently assigned address on the bus for the device
	unsigned8.

11.3 Mapping of Data Items to Cosem Objects and Attributes

This clause defines extension to the usage of OBIS identifications and their mapping to COSEM objects of certain interface classes and their attributes.

11.3.1 M-Bus Setup

This COSEM object defines and controls the behaviour of the device regarding the communications parameters according to prEN 13757-2. It is an instance of the interface class "M-Bus Port Setup"

M-Bus Port Setup	OBIS identification						
	IC	A	B	C	D	E	F
M-bus Port Setup Object	M-Bus Port setup	0	X	24	0	0	0xFF

The usage of value group B shall be :

- if more than one object of the type is instantiated in the same physical device its value group B shall number the communications channel.

11.4 Specific object types

11.4.1 Error reporting object

11.4.1.1 Introduction

Error reporting should be handled in a hierarchical way :

- 1) The first level of error reporting is the general error object ;

- 2) The second level is media specific ;
- 3) The third level is manufacturer specific.

11.4.1.2 General error object

This level offers a short but important overview of the current device status.

The general error object for a meter should be of the interface class type 'Data'. The attribute 'value' should be of the type unsigned16 with the following bit-allocation :

- Bit 15 (MSB) Alert non-acknowledged ;
- Bit 14 Warning non-acknowledged ;
- Bit 13 Indication non-acknowledge ;
- ...
- Bit 7 Alert pending ;
- Bit 6 Warning pending ;
- Bit 5 Indication pending.

The outbreak of an error condition should set both the non-acknowledged and the pending bit. The non-acknowledge bit can be cleared by writing to the bit. The pending can only be cleared by removing the condition that caused it to be set.

The other bits in the data structure are reserved for future use. They should not be used. If used, they should follow the structure with a pair of non-acknowledged / pending bits for each condition.

The conditions Alert, Warning and Indication are defined below.

Alert

The status “alert” is given when at least one quantity which is necessary for the determination of a billing quantity :

- exceeds one of the permissible limits (according to the metrological approval) ;
- achieves a value which is not plausible according to defined and accepted rules for plausibility checks.

In case of an alert the counters for billing volumes will be stopped, disturbance or alert counters can be activated. In addition to that an alert-status is given, if any dangerous situation occurs.

An alarm has to be cleared by an acknowledgement procedure.

Warning

The status “warning” is given when :

- a user defined limit acc. metrological quantities is exceeded ;
(those have to be within the permissible “metrological” limits acc. approval)
- a user defined limit outside metrological quantities is exceeded ;
(e.g. pulser output buffer overflow, pulser input supervision)
- a power failure has led to a temporary breakdown of the device ;

(possibly combined with a stop of the clock)

— internal supervision units for soft- and hardware detect an error.

A warning has to be cleared by an acknowledgement procedure.

Indication

An indication is a status which is shown on the display unit of the device but will disappear simultaneously with the disappearance of the reason for it. An indication does not have to be cleared.

Indications are status information which describe a condition of the device.

(e.g. calibration lock open, input not adjusted).

These conditions do not disturb the device operation and they can be intentional.

11.4.1.3 Media specific error object

It offers further information according to the media and the device type. It will be one of the general purpose objects defined for the media type. These objects shall have an OBIS name of the format m x 97 97 x.

11.4.1.4 Manufacturer specific error object

It offers the possibility for further information to support service and maintenance. The definition of these objects is outside the scope of this standard.

12 Object Identification System (Variable naming rules)

12.1 Introduction

OBIS, IEC 62056-61, defines a hierarchical structure to identify commonly used data items in metering equipment. It provides unique identifiers for all and every data within the metering equipment. It covers not only measurement values, but also abstract values used for configuration or obtaining information.

OBIS defines the identification codes, ID-codes, for abstract objects and electricity metering related data. This standard defines ID-codes for non-electricity related data as an extension to OBIS. OBIS is a necessary base document when defining meters.

OBIS defines how to express the name of an object, if it is implemented in the meter. Each value group has a maximum range of 0 to 255, but it may be limited to a subrange.

The actual object codes for the different media can be found in clause 13, "Object codes".

12.2 Structure

The ID-code is a combination of six value groups, named A through F. Together they describe, in a hierarchical way the exact meaning of each data item. The main meaning of the individual value groups is :

- value group A, the topmost element in the hierarchy defines the media ;
- value group B, defines the channel used ;
- value group C, defines the data related to the measured value ;
- value group D, defines the way the data has been processed ;

- value group E, defines where relevant the related tariff or allows for a further classification ;
- value group F, defines, where relevant, the storage of data or allows for a further classification.

Some of the values defined for the different value groups are common to the different media and some are media specific.

12.3 Manufacturer specific codes

If any value group C through F contains a value in the range 128 to 254 then the whole code is considered manufacturer specific.

12.4 Common value groups

The definitions for value groups A, B, E and F are common to all non-electricity meters. Value group C for abstract objects (A = 0) is common to all meters. There is no common value group D. Common value groups are specified in the following subclauses.

12.4.1 Value group A

This value group defines the media that the metering is related to. Non-media related information is handled as abstract data. The range for value group A is limited to 0 to 15. The definition of value group A is common to all types of media.

Table 1 — Value group A

Value group A	
0	Abstract Objects
1	Electricity related objects
4	Heat Cost Allocator related objects
5	Cooling related objects
6	Heat related objects
7	Gas related objects
8	Cold Water related objects
9	Hot water related objects
All other possible values are reserved.	

12.4.2 Value group B

This value group defines the channel number, i.e. the number of the input of a metering device having several inputs (e.g. concentrators, converters). Data from different sources can thus be distinguished.

The allowed range is of 0 to 255. If no channel information is essential the value 0 shall be assigned. Channel numbers from 65 to 127 are reserved for future applications.

Table 2 — Value group B

Value Group B	
0	No channel specified
1	Channel 1
...	...
64	Channel 64
65...127	Reserved
128...254	Manufacturer specific code
255	Reserved

With devices having just one channel, the usage of channel no. 1 even for device specific non-metering related data items is allowed.

NOTE A physical metering device combining multiple logical metering devices could be modelled as a logical metering device having a number of channels, or a number of logical metering devices using different SAP's. The latter is the preferred solution for new development.

12.4.3 Value group C (abstract objects)

Value group C defines the abstract or physical data items related to the information source concerned. Abstract objects are data items, which are not related to a certain type of physical quantity. For abstract data the hierarchical structure of the 6 code fields is not applicable beyond value group C.

Table 3 — Value group C codes (abstract objects)

Value group C	
Abstract objects (A = 0)	
0	General purpose COSEM objects
1	COSEM objects of IC "Clock"
2	COSEM objects of IC "PSTN Modem configuration" and related IC-s
10	COSEM objects of IC "Script Table"
11	COSEM objects of IC "Special Days Table"
12	COSEM objects of IC "Schedule"
13	COSEM objects of IC "Activity Calendar"
14	COSEM objects of IC "Register Activation"
15	COSEM objects of IC "Single Action Schedule"
20	COSEM objects of IC "IEC Local Port Setup"
21	Standard readout definitions
22	COSEM objects of IC "IEC HDLC Setup"
23	COSEM objects of IC "IEC Twisted Pair (1) Setup"
24	COSEM object of IC "M-Bus Port Setup"
40	COSEM objects of IC "Association SN/LN"
41	COSEM objects of IC "SAP Assignment"
42	COSEM Logical Device Name
65	COSEM objects of IC "Utility Tables"
94	Country specific identifiers
96	General service entries
97	General error messages
98	General list objects
127	Inactive objects ^a
128...175	Manufacturer specific COSEM related abstract objects
176...254	Other, manufacturer specific objects
^a An inactive object is an object, which is defined and present in a meter, but which has no assigned functionality.	

12.4.4 Notes for value group C (abstract objects)

Abstract objects in the range 0 to 65 are defined in IEC 62056-62, see this standard for further details. A further detailed description of actual abstract object codes can be found in 13.2.

12.4.5 Value group E

This value group details the measurement type as defined with value groups A through D into different readings e.g. controlled by rate switching.

In all cases where value group E is not used, it is set to 255.

Table 4 — Value group E

Value group E Consumption related objects (A <> 0)	
0	Total
1	Rate 1
2	Rate 2
3	Rate 3
4	Rate 4
...
9	Rate 9
...	...
63	Rate 63
128...254	Manufacturer specific code
All other	Reserved

NOTE The word rate has no relation to the word rated used for Heat Cost Allocators.

12.4.6 Value group F

This value group further subdivides results which are partly defined by value groups A to E. A typical usage is the allocation to different time periods (reset periods) or set of historical values.

In all cases where value group F is not used, it is set to 255.

Table 5 — Value group F

Value group F Consumption related objects, billing periods	
VZ+₁	^a Future period
VZ	^a Period 1
VZ-₁	^a Period 2
VZ-₂	^a Period 3
VZ-₃	^a Period 4
VZ-₄	...
	etc.
101	Most recent value
102	2 most recent values
...	...
125	25 most recent values
126	Unspecified number of most recent values
127	Reserved
128...254	Manufacturer specific codes
255	Reserved
^a This assumes a circular buffer of data, where 'n' in VZ _n is calculated modulo the buffer size. The size of the buffer and the current value of the buffer pointer will be some of the General Purpose objects.	

The most recent (youngest) historical value is identified using the ID-code VZ (state of the historical value counter), and the second youngest is identified by the code VZ₋₁ etc. The operating mode of the historical value counter can differ, e.g. modulo-12 or modulo-100, depending on the highest number of available historical values. The historical value that is represented after reaching the limit of the historical value counter, contains the historical value code 0 for modulo-100, and 1 for other (e.g. modulo-12).

Values above 100 allow to address profiles which contain more than one historical value. The maximum number 1xx is device dependent and specifies the full set of available historical values. The maximum allowed value for this is 125.

The value 126 identifies a profile with values of an unspecified number of billing periods.

12.5 Media specific value groups

This following subsection covers the value groups that are media specific, i.e. value group C and D. They identify objects representing information that is media related. The value groups C and D are presented jointly for one media type at a time.

12.6 Value groups specific to Heat Cost Allocators

12.6.1 Introduction

HCA's are mounted on radiators in the area to be monitored. The HCA shall be mounted with in free air and radiators should not be enclosed. There will normally also be multiple HCA's, even for a single customer. This makes at, the present, direct connection to all HCA's using a two way connections an infeasible solution. It is nevertheless important, that data coming from a (number of) HCA's (via a concentrator) can be handled in the same way as data from other meters for remote reading.

The current subsection describes the naming of objects carrying HCA information in a COSEM environment. The words used in this clause are those used in EN 834 the corresponding media standard.

The output from an HCA's is "the temperature integral with respect to time", and it is only a relative sum. The main parameter from a HCA is this integral. Time series of this integral may be stored in the HCA for later readout. Other media related information available from a HCA are temperature and rating factors.

12.6.2 Value group C for HCA

The name of the different objects in the table for HCA objects corresponds to the name used in the meter standard, EN 834.

Table 6 — Value group C codes (HCA objects)

Value group C HCA related objects (A = 4)	
0	General purpose objects ^a
1	Unrated integral ^b
2	Rated integral ^c
3	Radiator surface temperature ^d
4	Heating medium temperature, t_m
5	Flow (forward) temperature, t_v
6	Return temperature, t_R
7	Room temperature, t_L
96	HCA related service entries
97	HCA related error messages
98	HCA lists
99	HCA data profiles
128...254	Manufacturer specific codes
^a Settings like time constant, thresholds etc. See the table of object codes in 13.3.1. ^b Readout prior to compensation as specified in EN 834. ^c Readout after compensation as specified in EN 834. ^d Temperature measured prior to any rating.	

NOTE 1 All values not specified are reserved.

NOTE 2 The radiator surface (C=3) temperature and the heating media (C=4) temperature, are mutually exclusive.

NOTE 3 The forward flow (C=5) and reverse flow (C=6) temperatures are exclusive to the radiator surface (C=3) temperature.

NOTE 4 The room temperature measurement (C=7) should always be accompanied by either a radiator surface (C=3) temperature, a heating media (C=4) temperature or a pair of forward / return flow (C=5 / C=6) temperatures.

12.6.3 Value group D for HCA

This value group specifies the result of processing a *Quantity* according to a specific algorithm for Heat Cost Allocator related values.

Table 7 — Value group D codes (HCA objects)

Value group D	
HCA related objects (A = 4, C <> 0, 96 .. 99)	
0	Current value
1	Periodical value ^a
2	Set date value
3	Billing date value
4	Minimum of value
5	Maximum of value
6	Test value ^b
^a A set of values periodically stored (this may be once or twice a month).	
^b A value specially processed for test purpose. This may be due to an increased precision of the data, or to a faster (but less precise) processing of data.	

12.7 Value groups specific to Heat or Cooling Meters

12.7.1 Introduction

The current subsection describes the naming of objects carrying heat meter information in a COSEM environment. It covers the handling of heat, as well as the handling of cooling. The media specific words used in this clause are those used in EN 1434-1 and EN 1434-2 parts of the corresponding media standard. The output from a heat or cooling meter is "the integral of power, i.e. the enthalpy difference times the mass flow-rate, with respect to time".

Value group A = 5 has been set aside for metering of cooling specific objects, and value group A = 6 for the metering of heat specific objects. The other value groups are identical for heating and cooling.

12.7.2 Value group C for Heat

The name of the different objects in the table for heat metering and cooling metering objects corresponds to the name used in EN 1434-1.

Table 8 — Value group C codes (Heat/cooling objects)

Value group C	
Heat / cooling related objects (A = 5 or A = 6)	
0	General purpose objects ^a
1	Energy
2	Accounted volume
3	Accounted mass ^b
4	Flow volume
5	Flow mass
6	Return volume
7	Return mass
8	Power
9	Flow rate
10	Flow temperature
11	Return temperature
12	Differential temperature, $\Delta\theta$ ^c
13	Media pressure ^d
96	Heat / cooling related service entries
97	Heat / cooling related error messages
98	Heat / cooling lists
99	Heat / cooling data profiles
128...254	Manufacturer specific codes
^a	Settings like time constant, thresholds etc. See the table of object codes in 13.4.1.
^b	Used when metering steam.
^c	Will often be available with a higher precision and accuracy than flow and return temperature.
^d	Pressure of the media, if measured. The backup value, to use if pressure cannot be measured, is a general purpose object (C = 0).

NOTE All values not specified are reserved.

12.7.3 Value group D for Heat

This value group specifies the result of processing a *Quantity* according to a specific algorithm for heat or cooling related values.

Table 9 — Value group D codes (Heat/cooling objects)

Value group D Heat / cooling related objects, (A = 5 or A = 6), (C <> 0, 96 .. 99)	
0	Current value
1	Periodical value 1 ^a
2	Set date value
3	Billing date value
4	Minimum of value 1
5	Maximum of value 1
6	Test value ^b
7	Instantaneous value ^c
8	Time integral 1 ^d
9	Time integral 2 ^e
10	Current average ^f
11	Last average ^g
12	Periodical value 2 ^a
13	Periodical value 3 ^a
14	Minimum of value 2
15	Maximum of value 2
20	Under limit occurrence counter
21	Under limit duration
22	Over limit occurrence counter
23	Over limit duration
24	Missing data occurrence counter ^h
25	Missing data duration ^h
^a A set of data that is collected periodically. Recording of data in this way is directly supported by 'profiles'. ^b A value specially processed for test purpose. This may be due to an increased precision of the data, or to a faster (but less precise) processing of data. ^c An immediate readout from the system, typically with a shorter measuring time than the current value. ^d Without the inclusion of a billing period code (F = 255); Time integral of the <i>quantity</i> calculated from the origin (first start of measurement) to the instantaneous time point. With a billing period included (0 <= F < 100); Time integral of the <i>quantity</i> calculated from the origin (first start of measurement) to the end of the billing period given by the billing period code. ^e Without the inclusion of a billing period code (F = 255); Time integral of the <i>quantity</i> calculated from the beginning of the current billing period to the instantaneous time point. With a billing period included (0 <= F < 100); Time integral of the <i>quantity</i> over the billing period given by the billing period code. ^f The value of a current demand register. ^g The value of a demand register at the end of the last measurement period. ^h Values considered as missing (for instance due to sensor failure).	

12.8 Value groups specific to Gas Meters

12.8.1 Introduction

The current subsection describes the naming of objects carrying gas metering information in a COSEM environment. It covers the handling of meters, volume converters as well as data loggers.

See annex B for a detailed description of the data flow in gas metering as specified in EN 12405.

12.8.2 Value group C for Gas

Table 10 — Value group C codes (Gas objects)

Value group C Gas related objects (A = 7)	
0	General purpose objects
1	Forward undisturbed meter volume
2	Forward disturbed meter volume
3	Forward absolute meter volume
4	Reverse undisturbed meter volume
5	Reverse disturbed meter volume
6	Reverse absolute meter volume
11	Forward undisturbed converter volume
12	Forward disturbed converter volume
13	Forward absolute converter volume
14	Reverse undisturbed converter volume
15	Reverse disturbed converter volume
16	Reverse absolute converter volume
21	Forward undisturbed logger volume
22	Forward disturbed logger volume
23	Forward absolute logger volume
24	Reverse undisturbed logger volume
25	Reverse disturbed logger volume
26	Reverse absolute logger volume
31	Forward undisturbed Energy
32	Forward disturbed Energy
33	Forward absolute Energy
34	Reverse undisturbed Energy
35	Reverse disturbed Energy
36	Reverse absolute Energy
41	Absolute temperature
42	Absolute pressure
43	Flowrate
44	Velocity of Sound
45	Density
51	Correction factor
52	Conversion factor
53	Compressibility factor
54	Calorific value
96	Gas related service entries
97	Gas related error messages
98	Gas lists
99	Gas data profiles
128...254	Manufacturer specific codes

NOTE All values not specified are reserved.

12.8.3 Value group D for Gas

The result of processing a *Quantity* according to a specific algorithm for gas related values or a further subdivision for general values.

Table 11 — Value group D codes (Gas objects)

Value group D	
Gas related objects (A = 7) and (C <> 0, 96 .. 99)	
0	Actual value at measuring conditions
1	Corrected volume
2	Value at base conditions /"Converted Value"
3	Backup value
4	Minimum of actual value
5	Maximum of actual value
10	Actual value
11	Preset value
12	Method

12.9 Value groups specific to Water Meters

12.9.1 Introduction

The current subsection describes the naming of objects carrying water meter information in a COSEM environment. It covers the handling of hot, as well as the handling of cold water.

12.9.2 Value group C for Water

Table 12 — Value group C codes (Water volume objects)

Value group C	
Water volume related objects (A=8 or A=9)	
0	General purpose objects
1	Accumulated volume
2	Flow rate
3	Forward temperature
96	Water related service entries
97	Water related error messages
98	Water list
99	Water data profile
128...254	Manufacturer specific codes

NOTE All values not specified are reserved.

12.9.3 Value group D for Water

This value group specifies the result of processing a *Quantity* according to a specific algorithm for water related values.

Table 13 — Value group D codes (Water volume objects)

Value group D Water volume related objects (A = 8 or A = 9), (C <> 0, 96 .. 99)	
0	Current value
1	Periodical value
2	Set date value
3	Billing date value
4	Minimum of value
5	Maximum of value
6	Test value

13 Object codes (Variable names)

13.1 Introduction

This clause contains list of object codes abstract as well as for the different media, based on the specifications in clause 12..

The minimum requirements for basic class meters, with respect to objects implemented are found in annex A. More complex meters shall include all of the objects for basic class meters as well.

13.2 Abstract object codes

Table 14 — Abstract object codes

Abstract objects, general service entries	OBIS - code					
	A	B	C	D	E	F
Device ID-numbers (non media / channel related)						
Complete device ID (manufacturing number)	0	0	96	1		
Device ID 1 ^b	0	0	96	0	0	
...			
Device ID 10 ^b	0	0	96	0	9	
Parameter changes, calibration and access						
Number of configuration program changes	0	X	96	2	0	
Date of last configuration program change	0	X	96	2	1	
Date of last time switch program change	0	X	96	2	2	
Date of last ripple control receiver program change	0	X	96	2	3	
Status of security switches	0	X	96	2	4	
Date of last calibration	0	X	96	2	5	
Date of next configuration program change	0	X	96	2	6	
Number of protected configuration program changes ^a	0	X	96	2	10	
Date of last protected configuration program change ^a	0	X	96	2	11	
Input/output control signals						
State of the input control signals	0	X	96	3	1	
State of the output control signals	0	X	96	3	2	
State of internal control signals						
	0	X	96	4	0	
Internal operating status						
	0	X	96	5	0	
Battery entries						
Battery use time counter	0	X	96	6	0	
Battery charge display	0	X	96	6	1	
Date of next change	0	X	96	6	2	
Battery voltage	0	X	96	6	3	
Number of power failures						
Total failure of all three phases longer than internal autonomy	0	X	96	7	0	
Phase L1	0	X	96	7	1	
Phase L2	0	X	96	7	2	
Phase L3	0	X	96	7	3	
Operating time						
Time of operation	0	X	96	8	0	
Time of registration rate 1	0	X	96	8	1	
Time of registration rate 2	0	X	96	8	2	
...	
Time of registration rate 63	0	X	96	8	63	
Environment related parameters						
Ambient temperature	0	X	96	9	0	
Manufacturer specific^c						
	0	X	96	50	X	X
...		
Manufacturer specific^c	0	X	96	96	X	X

^a Protected configuration is characterised by the need to open the main meter cover to modify it, or to break a metrological seal.

^b This group of objects shall be used to store electronic registration of nameplate information.

^c In the manufacturer specific objects only those values shall be placed, which are not represented by another defined code, but need representation on the display as well. If this is not required, the code shall use the possibilities of a value group above 127. See IEC 62056-62:2002, 5.7.

REMARK If a value field is shaded, then this value group is not used. "X" is equal to any value inside the allowed range.

Table 15 — General error objects

Abstract objects, general error messages	OBIS - code					
	A	B	C	D	E	F
Error object	0	X	97	97	X ^a	
^a If only one object is instantiated, then the value shall be 0. REMARK If a value field is shaded, then this value group is not used. "X" is equal to any value inside the allowed range.						

13.3 Object codes for HCA

13.3.1 General purpose codes and profiles for HCA

Table 16 — General purpose codes and profiles (Heat Cost Allocator)

Heat Cost Allocator General purpose objects	OBIS - code					
	A	B	C	D	E	F
Free ID-numbers for utilities						
Complete combined ID	4	X	0	0		
ID 1	4	X	0	0	0	
...			
ID 10	4	X	0	0	9	
Storage information						
Status (VZ) of the historical value counter	4	X	0	1	1	
Number of available historical values	4	X	0	1	2	
Target date	4	X	0	1	10	
Billing date	4	X	0	1	11	
Configuration						
Program version no.	4	X	0	2	0	
Firmware version no.	4	X	0	2	1	
Software version no.	4	X	0	2	2	
Device measuring principle ^a	4	X	0	2	3	
Conversion factors						
Resulting rating factor, K	4	X	0	4	0	
Thermal output rating factor, K _Q	4	X	0	4	1	
Thermal coupling rating factor overall, K _C	4	X	0	4	2	
Thermal coupling rating factor room side, K _{CR}	4	X	0	4	3	
Thermal coupling rating factor heater side, K _{CH}	4	X	0	4	4	
Low temperature rating factor, K _T	4	X	0	4	5	
Display output scaling factor	4	X	0	4	6	
Threshold values						
Start temperature threshold	4	X	0	5	10	
Difference temperature threshold	4	X	0	5	11	
Period information						
Measuring period for average value	4	X	0	8	0	
Recording interval for consumption profile	4	X	0	8	4	
Billing period	4	X	0	8	6	
Profile						
Consumption profile	4	X	99	1	X	
^a This is an object of the type 'Data' enumerated, (0) single sensor, (1) single sensor + start sensor, (2) dual sensor, (3) triple sensor. REMARK If a value field is shaded, then this value group is not used. "X" is equal to any value inside the allowed range.						

13.3.2 Media related codes for HCA

Table 17 — Media related codes (Heat Cost Allocator), examples

Heat Cost Allocator Media related objects	OBIS - code					
	A	B	C	D	E	F
Consumption						
Current unrated integral	4	X	1	0	0	
Current rated integral	4	X	2	0	0	
Rated integral, last set date	4	X	2	2	0	V _Z
Unrated integral, previous billing date	4	X	1	3	0	V _{Z-1}
Rated integral, two most recent periodical values	4	X	2	1	0	102
Monitoring values						
Radiator temperature, current value	4	X	3	0		
Flow temperature, test value	4	X	5	6		
Room temperature, minimum value	4	X	7	4		
REMARK If a value field is shaded, then this value group is not used. "X" is equal to any value inside the allowed range.						

NOTE The table above is only an example of some of the media related codes that are available.

13.4 Object codes for heat / cooling

13.4.1 General purpose codes and profiles for heat / cooling

Table 18 — General purpose codes and profiles (heat / cooling)

heat / cooling General purpose objects	OBIS - code					
	A	B	C	D	E	F
Free ID-numbers for utilities						
Complete combined ID	5/6	X	0	0		
ID 1	5/6	X	0	0	0	
...			
ID 10	5/6	X	0	0	9	
Storage information						
Status (VZ) of the historical /periodical value counter	5/6	X	0	1	1	f
Status (VZ) of the periodical value counter, period 1	5/6	X	0	1	1	1 ^f
Number of available historical / periodical values	5/6	X	0	1	2	f
Number of available periodical values for period 2	5/6	X	0	1	2	2 ^f
Set date	5/6	X	0	1	10	
Billing date	5/6	X	0	1	11	
Configuration						
Program version	5/6	X	0	2	0	
Firmware version	5/6	X	0	2	1	
Software version	5/6	X	0	2	2	
Meter location (flow or return) ^a	5/6	X	0	2	3	
Device version	5/6	X	0	2	4	
Serial number of flow temperature transducer	5/6	X	0	2	10	
Serial number of return temperature transducer	5/6	X	0	2	11	
Serial number of forward flow transducer	5/6	X	0	2	12	
Serial number of return flow transducer	5/6	X	0	2	13	
Conversion factors						
Heat coefficient, k	5/6	X	0	4	1	
Media pressure (backup value) ^b	5/6	X	0	4	2	
Media enthalpy ^c	5/6	X	0	4	3	
Threshold values						
Threshold value limit for rate 1 ^d	5/6	X	0	5	1	
...			
Threshold value limit for rate 9 ^d	5/6	X	0	5	9	
Maximum contracted flow rate ^e	5/6	X	0	5	21	
Maximum contracted power ^e	5/6	X	0	5	22	
Maximum contracted $\Delta\theta$ ^e	5/6	X	0	5	23	
Minimum contracted return temperature ^e	5/6	X	0	5	24	

heat / cooling General purpose objects	OBIS - code					
	A	B	C	D	E	F
Timing information						
Averaging period for measurements, generic	5/6	X	0	8	0	
Averaging period for instantaneous measurements	5/6	X	0	8	1	
Averaging period for volume / flow measurements	5/6	X	0	8	2	
Averaging period for temperature measurements	5/6	X	0	8	3	
Averaging period for pressure measurements	5/6	X	0	8	4	
Averaging period, power	5/6	X	0	8	5	
Averaging period, flow rate	5/6	X	0	8	6	
Averaging period, test values	5/6	X	0	8	7	
Measurement period, peak values, period 1(short) ^g	5/6	X	0	8	11	
Measurement period, peak values, period 2 ^g	5/6	X	0	8	12	
Measurement period, peak values, period 3 ^g	5/6	X	0	8	13	
Measurement period, peak values, period 4 ^g	5/6	X	0	8	14	
Measurement period, periodical values, period 1(short) ^g	5/6	X	0	8	21	
Measurement period, periodical values, period 2 ^g	5/6	X	0	8	22	
Measurement period, periodical values, period 3 ^g	5/6	X	0	8	23	
Measurement period, periodical values, period 4 ^g	5/6	X	0	8	24	
Measurement period, test values	5/6	X	0	8	25	
Recording interval 1 for profiles ^h	5/6	X	0	8	31	
Recording interval 2 for profiles ^h	5/6	X	0	8	32	
Recording interval 3 for profiles ^h	5/6	X	0	8	33	
Billing period	5/6	X	0	8	34	
Profiles						
Consumption / load profile with recording interval 1	5/6	X	99	1	1	X ^j
Consumption / load profile with recording interval 2	5/6	X	99	1	2	X ^j
Consumption / load profile with recording interval 3	5/6	X	99	1	3	X ^j
Profile of maxima with recording interval 1	5/6	X	99	2	1	X ^j
Profile of maxima with recording interval 2	5/6	X	99	2	2	X ^j
Profile of maxima with recording interval 3	5/6	X	99	2	3	X ^j
Consumption / load profile during test	5/6	X	99	3	1	X ^j
Certification data log	5/6	X	99	99	X ^j	
<p>^a Information about where the (single) flow meter is inserted. A non-zero value is used when the flow meter is located in the flow path.</p> <p>^b Defines the pressure of the media, if not measured. The default value is 16 bar according to EN 1434-2.</p> <p>^c The enthalpy of the thermal conveying liquid. This will be necessary when using media other than pure water. The enthalpy is a part of the calculations when converting from mass to power.</p> <p>^d Part of the contract between the customer and the supplier. The threshold defines when to switch rate, and can be used for diagnostic purposes, or to control limiting valves as well.</p> <p>^e Part of the contract between the customer and the supplier. The threshold may be used to set a 'flag', for diagnostic purposes, or to control limiting valves.</p> <p>^f Value group 'F' may be left unused, if there is only one set of historical / periodical values in the meter.</p> <p>^g The instantiation of periods in a meter shall always start at period 1.</p> <p>^h If only one recording interval is implemented, then it shall be recording interval 1. If multiple recording intervals are implemented, the recording interval 1 shall be the interval with the shorter period.</p> <p>^j If only one object of each kind is instantiated, the value shall be 0.</p> <p>REMARK If a value field is shaded, then this value group is not used. "X" is equal to any value inside the allowed range. This table is applicable to heat as well as cooling metering.</p>						

13.4.2 Media related codes for heat / cooling

Table 19 — Media related codes (heat / cooling)

heat / cooling Media related objects	OBIS - code					
	A	B	C	D	E	F
Consumption						
Energy, current value, total	5/6	X	1	0	0	
Energy, current value, rate 1	5/6	X	1	0	1	
Energy, periodical, total, the two last storages	5/6	X	1	1	0	102
Energy, billing date value, total, last storage, rate 1	5/6	X	1	3	1	V _Z
Monitoring values						
Energy, maximum value (current period)	5/6	X	1	5		
Flow rate, Period value 2, previous storage	5/6	X	9	12		V _{Z-1}
Power, Max value, previous period	5/6	X	8	5		V _{Z-1}
Energy, Missing duration ^c	5/6	X	1	25		
Differential temperature, Test value	5/6	X	12	6		
Flow path, temperature transducers serial no.	5/6	X	0	2	10	
Collection of data with interval 1 using a profile ^a	5/6	X	99	1	1	0
Error handling						
Overall error status ^b	5/6	X	97	97	0	
Subsystem where error has occurred ^d	5/6	X	97	97	1	
Duration of error condition ^c	5/6	X	97	97	2	
^a This show the use of the object type profile, designed to capture objects periodically. No profiles have been predefined for heat meters. ^b This object is a 'mirror' of the object 0.X.97.97.0. ^c This is the time during which the meter has not been able to calculate energy. ^d A further subdivision of error information. REMARK If a value field is shaded, then this value group is not used. "X" is equal to any value inside the allowed range.						

NOTE The table above is only an example of the media related codes that are available.

13.5 Object codes for gas

13.5.1 General purpose codes and profiles for gas

Table 20 — General purpose codes and profiles (Gas meters)

Gas General purpose objects	OBIS – code					
	A	B	C	D	E	F
Free ID-numbers for utilities						
Complete combined ID	7	X	0	0		
ID 1	7	X	0	0	0	
...			
ID 10	7	X	0	0	9	
Historical value/reset counter entries						
Status (VZ) of the historical value counter	7	X	0	1	0	
Number of available historical values	7	X	0	1	1	
Time stamp of the historical value VZ (last reset)	7	X	0	1	2	VZ
Time stamp of the historical value VZ ₋₁	7	X	0	1	2	VZ ₁
...			
Time stamp of the historical value VZ _{-n}	7	X	0	1	2	VZ _n
Configuration						
Program version	7	X	0	2	0	
Firmware version	7	X	0	2	1	
Software version	7	X	0	2	2	
Device version	7	X	0	2	3	
Pressure sensor, serial no.	7	X	0	2	11	
Temperature sensor, serial no.	7	X	0	2	12	
Calculator, serial no.	7	X	0	2	13	
Volume sensor ^b , serial no.	7	X	0	2	14	
Output pulse constants converted/unconverted						
Volume Forward Unconverted	7	X	0	3	0	
Volume Reverse Unconverted	7	X	0	3	1	
Volume Absolute ^a Unconverted	7	X	0	3	2	
Volume Forward Converted	7	X	0	3	3	
Volume Reverse Converted	7	X	0	3	4	
Volume Absolute ^a Converted	7	X	0	3	5	
Conversion factors						
{This area is to be used for polynomials, constants for conversion, and similar}	7	X	0	4	0	
	7	X	0	4	1	
...	7	X	0	4	2	
	7	X	0	4	3	
	7	X	0	4	4	
Threshold values						
Threshold power for over-consumption						
limit 1	7	X	0	5	1	1
...		
limit 4	7	X	0	5	1	4

Gas General purpose objects	OBIS – code					
	A	B	C	D	E	F
Threshold limit for rate 1	7	X	0	5	2	1
...			
limit for rate 9	7	X	0	5	2	9
Maximum contracted consumption for rec. interval 1	7	X	0	5	3	
Maximum contracted consumption for rec. interval 2	7	X	0	5	4	
Absolute temperature, minimum limit setting ^c	7	X	0	5	11	
Absolute temperature, maximum limit setting ^c	7	X	0	5	12	
Absolute pressure, minimum limit setting ^c	7	X	0	5	13	
Absolute pressure, maximum limit setting ^c	7	X	0	5	14	
Nominal values						

Pressure	7	X	0	6	1	
Temperature	7	X	0	6	2	
Qmin	7	X	0	6	3	
Qmax	7	X	0	6	4	
Input pulse constants						

Volume Forward Unconverted	7	X	0	7	0	
Volume Reverse Unconverted	7	X	0	7	1	
Volume Absolute ^a Unconverted	7	X	0	7	2	
Volume Forward Converted	7	X	0	7	3	
Volume Reverse Converted	7	X	0	7	4	
Volume Absolute ^a Converted	7	X	0	7	5	
Measurement-/registration-period duration						

Measurement period 1, for average value 1	7	X	0	8	3	
Measurement period 2, for average value 2	7	X	0	8	4	
Measurement period 3, for instantaneous value	7	X	0	8	5	
Measurement period 4, for test value	7	X	0	8	6	
Recording interval 1, for profile ^d	7	X	0	8	1	
Recording interval 2, for profile ^d	7	X	0	8	2	
Billing period	7	X	0	8	10	
Time entries						

Number of days since last reset	7	X	0	9	0	
Gas data profile objects						

Load profile with recording interval 1	7	X	99	1	0	
Load profile with recording interval 2	7	X	99	2	0	
Profile of maxima with recording interval 1 ^e	7	X	99	3	0	
Profile of maxima with recording interval 2 ^e	7	X	99	4	0	
Event log	7	X	99	98	0	
Certification data log	7	X	99	99	0	
^a Absolute in the sense that negative volume is summed as positive ABS(). ^b A volume sensor, could be an external mechanical meter/encoder/electronic index. ^c An absolute pressure/temperature outside these limits may affect the error status of the device. ^d If multiple recording intervals are implemented, then recording interval 1 shall be the shorter. ^e A sequence of maximum value sets.						
REMARK If a value field is shaded, then this value group is not used. "X" is equal to any value inside the allowed range.						

13.5.2 Media related codes for gas

Information in () as part of the description of an object, refers to the symbol name used in annex B.

Table 21 — Media related codes (Gas meters)

Gas Media related objects	OBIS - code					
	A	B	C	D	E	F
Consumption						
Unconverted Volume "Index", (V_m)	7	X	23	0	0	
Error-Corrected Volume, (V_c)	7	X	23	1	0	
Converted Volume, (V_b) ^a	7	X	23	2	0	
Energy "Index", (E)	7	X	33	2	0	
Monitoring values						
Maximum consumption in current interval 1, (V_m) ^j	7	X	23	0	3	
Maximum consumption in current interval 1, (V_b) ^j	7	X	23	2	3	
Maximum consumption in current interval 1, (E) ^j	7	X	33	2	3	
Maximum consumption in current interval 2, (V_m) ^j	7	X	23	0	4	
Maximum consumption in current interval 2, (V_b) ^j	7	X	23	2	4	
Maximum consumption in current interval 2, (E) ^j	7	X	33	2	4	
Constants and calculated results						
Correction Factor, (C_f) ^b	7	X	51	0	0	
Calorific Value, measured (CalValue) ^c	7	X	54	0	0	
Conversion Factor, (C) ^d	7	X	52	0	0	
Actual compressibility (Z) ^e	7	X	53	0	0	
Base compressibility(Z_b) ^e	7	X	53	2	0	
Preset compressibility: used where a fixed value of Z is assumed ^e	7	X	53	11	0	
Compressibility method: Usually a text string, SGERG88, AGA8, AGANX19, etc ^e	7	X	53	12	0	
Metering Site Condition Information						
Current Pressure (P) ^f	7	X	42	0	0	
Base Pressure (P_b) ^f	7	X	42	2	0	
Backup Pressure value ^f	7	X	42	3	0	
Preset Pressure value: used for conversion devices without a pressure sensor ^f	7	X	42	11	0	
Current Temperature (T) ^g	7	X	41	0	0	
Base Temperature (T_b) ^g	7	X	41	2	0	
Backup Temperature (Used if temp sensor fails) ^g	7	X	41	3	0	
Velocity of sound ^h	7	X	44	0	0	

Gas Media related objects	OBIS - code					
	A	B	C	D	E	F
a	The "C" field value is 23, because it is assumed that the most common arrangement of commercial/industrial meter installation applies : that is a Meter, connected to a Volume Converter, connected to a Datalogger.					
b	A fixed value used to correct a scalar error on a meter : for example, if a meter under-registers volume by 0,5 %, then a correction factor value of 1,005 will compensate for the error.					
c	CV is the energy that may be gained from the combustion of a standard volume of gas at base conditions, or at a pre-set density.					
d	<p>Conversion factor. A factor that is used to convert "unconverted volume" to "converted volume". This factor is usually calculated as :</p> $P_m \times T_b \times Z_m / P_b \times T_m \times Z_b$ <p>where</p> <ul style="list-style-type: none"> P_m = measured pressure ; P_b = base pressure ; T_m = measured temperature ; T_b = base temperature ; Z_m = "measured" compressibility ; Z_b = base compressibility. <p>Annex B gives full information on this topic.</p>					
e	Compressibility : Z: effectively, the "difference" in compressibility between the gas being measured and "noble" gas. SGERG-88 and EN 12405 give full information on this, though below 1,5 Bar (a) this is usually set to 1.					
f	Pressure of Gas, expressed in a suitable unit, in absolute terms, for example Bar(a). This means that the value is referenced to a perfect vacuum, as opposed to "Gauge" pressure, which is referenced to current atmospheric conditions. This may represent a measured value or a base condition, dependent on the value of value group D.					
g	Temperature of Gas, expressed in Kelvin. Volume conversion depends on Kelvin temperature measurement. This may represent a measured value or a base condition, dependent on the value of value group D.					
h	Velocity of sound. Ultrasonic meters can almost always determine the velocity of sound of the gas, and it is a useful indication of the gas condition. It is worth noting that large changes of Velocity of sound in the gas may represent changes in gas composition, or condition.					
j	The interval is related to a tariff, as a part of the contract between the customer and the supplier. The interval is typically hour and day.					
REMARK If a value field is shaded, then this value group is not used. "X" is equal to any value inside the allowed range.						

13.6 Object codes for water

13.6.1 General purpose codes and profiles for water

$P_m \times T_b \times Z_m / P_b \times T_m \times Z_b$

Table 22 — General purpose codes and profiles (Water meters)

Water meters General purpose objects	OBIS - code					
	A	B	C	D	E	F
Free ID-numbers for utilities						
Complete combined ID	8/9	X	0	0		
ID 1	8/9	X	0	0	0	
...			
ID 10	8/9	X	0	0	9	
Storage information						
Status (VZ) of the historical value counter	8/9	X	0	1	1	
Number of available historical values	8/9	X	0	1	2	
Due date	8/9	X	0	1	10	
Billing date	8/9	X	0	1	11	
Billing date period	8/9	X	0	1	12	
Program Entries						
Program version no.	8/9	X	0	2	0	
Device version no.	8/9	X	0	2	3	
Threshold values						
Contracted maximum consumption	8/9	X	0	5	1	
Input pulse constants						
Volume forward	8/9	X	0	7	1	
Measurement-/registration-period duration						
Recording interval for load profile	8/9	X	0	8	1	
Profile						
Consumption / Load profile	8/9	X	99	1	0	
REMARK If a value field is shaded, then this value group is not used. "X" is equal to any value inside the allowed range.						

13.6.2 Media related codes for water

Table 23 — Media related codes (Water meters)

Water meters Media related objects	OBIS - code					
	A	B	C	D	E	F
Consumption						
Current index, total	8/9	X	1	0	0	
Current index, tariff 1	8/9	X	1	0	1	
Current index, periodical, total, the two last periods	8/9	X	1	1	0	102
Monitoring values						
Flow rate, maximum value, prev. period	8/9	X	2	5	0	V _{Z-1}
Forward temperature, billing date value, last billing period	8/9	X	3	3	0	101
REMARK If a value field is shaded, then this value group is not used. "X" is equal to any value inside the allowed range						

Annex A (normative)

Basic class meters

This annex defines the minimum requirements for basic meters for the different media types.

A.1 Basic requirements for Heat Cost Allocators

A basic HCA with remote reading shall include at least the following objects :

Basic H.C.A object list	OBIS identification						
	IC	A	B	C	D	E	F
COSEM Logical Device Name	Data ^a	0	0	42	0	0	0xFF
General Error Object	Data ^a	0	0	97	97	0	0xFF
Current Association	Association LN/SN	0	0	40	0	0	0xFF
Unrated Integral ^b	Register	4	0	1	0	0	0xFF

^a In case that the class "Data" is not available, the class "Register" (with scaler=0, unit=255) may be used.

^b It may be replaced by "Rated Integral", 4.0.2.0.0.0xFF.

REMARK Other objects would be required to build a practical device: but these would be dependent on the transport technology used.

A.2 Basic requirements for Heat / Cooling meters

A basic Heat / Cooling meter with remote reading shall include at least the following objects :

Basic Heat / Cooling meter object list	OBIS identification						
	IC	A	B	C	D	E	F
COSEM Logical Device Name	Data ^a	0	0	42	0	0	0xFF
General Error Object	Data ^a	0	0	97	97	0	0xFF
Current Association	Association LN/SN	0	0	40	0	0	0xFF
Energy, Current value, total ^b	Register	5/6	0	1	0	0	0xFF

^a In case that the class "Data" is not available, the class "Register" (with scaler=0, unit=255) may be used.

^b As a basic Heat meter only has a single rate, only total is needed.

REMARK Other objects would be required to build a practical device: but these would be dependent on the transport technology used.

A.3 Basic requirements for Gas meters

A basic Gas meter with remote reading shall include at least the following objects :

Basic Gas meter object list	OBIS identification						
	IC	A	B	C	D	E	F
COSEM Logical Device Name	Data ^a	0	0	42	0	0	0xFF
General Error Object	Data ^a	0	0	97	97	0	0xFF
Current Association	Association LN/SN	0	0	40	0	0	0xFF
Forward absolute volume, Actual value, total ^b	Register	7	0	?3 ^b	0	0	0xFF
Meter Location Code (Utility specific)	Data ^a	7	0	0	0	0xFF	0xFF

^a In case that the class "Data" is not available, the class "Register" (with scaler=0, unit=255) may be used.

^b The value group 'C' may have the values ?3; where the ? represents a 0 in the case of a intelligent meter, 1 in the case of a volume conversion device, 2 in the case of an add-on logger to an existing meter with pulse output, and 3 in the case of a theoretical direct energy meter.

REMARK Other objects would be required to build a practical device: but these would be dependent on the transport technology used.

A.4 Basic requirements for Cold / Hot water meters

A basic Cold / Hot water meter with remote reading shall include at least the following objects :

Basic Cold / Hot water meter object list	OBIS identification						
	IC	A	B	C	D	E	F
COSEM Logical Device Name	Data ^a	0	0	42	0	0	0xFF
General Error Object	Data ^a	0	0	97	97	0	0xFF
Current Association	Association LN/SN	0	0	40	0	0	0xFF
Accumulated volume	Register	8/9	0	1	0	0	0xFF

^a In case that the class "Data" is not available, the class "Register" (with scaler=0, unit=255) may be used.

REMARK Other objects would be required to build a practical device: but these would be dependent on the transport technology used.

Annex B (informative) Gas Volume Conversion

B.1 Introduction

This document is a summary from the draft standard of CEN/TC 237 for gas–volume electronic conversion devices.

It shows the minimum set of data objects for such a device, as they shall be displayed at the device. This set is also defined as general data model for OBIS – TC 294 gas meter reading as abstract description of a volume converter.

The given model can be extended by various data objects, which are state-of-the-art and manufacturer-independent.

In addition to the volume conversion device an energy converter is defined, which is also included in the technical sketch of the corresponding data flow.

B.2 Foreword to abstract data model of gas volume converter

In addition to the functionality of gas volume conversion devices generally gas flow can have a forward and a reverse direction. The ability to operate bidirectional flow depends on physical method and device type. Mainly there is only one defined direction – forward. For each direction the same data objects in gas conversion algorithm exist.

If the device is equipped with so called "disturbance registers", they are used when detection exceeds permissible metrological limits or plausibility.

So the gas conversion process will switch to store results into disturbance registers, when an alert condition occurs, and switch back to normal operation registers, if this condition disappears.

The abstract model of the gas volume converter operates equivalent, if :

- electronic meter reading instead of pulse input indicates gas flow at measuring conditions ;
- ultrasonic technology measures gas flow at measuring conditions.

Using volume conversion values from density meter technology, the relevant data objects acc. density have been introduced.

B.3 Abstract data model of gas volume converter

B.3.1 Definitions

gas-volume conversion device

device that computes, integrates and indicates the volume increments measured by a gas meter as if it were operating at base conditions, using as inputs the volume at measurement conditions as measured by the gas meter, and other characteristics such as gas temperature and gas pressure

NOTE 1 The conversion device can also include the error curve of the gas meter and associated measuring transformers.

NOTE 2 The deviation from the ideal gas law can be compensated by the compressibility factor.

measurement conditions

conditions of the gas whose volume is measured, at the point of measurement (e.g. the temperature and the pressure of the gas)

base conditions

fixed conditions used to express the volume of gas independently of the measurement conditions (e.g. temperature of 273,15 K and absolute pressure of 1,01325 bar or temperature of 288,15 K and absolute pressure of 1,01325 bar).

specified measuring range

set of values of measurands (the pressure for the pressure transducer or temperature for the temperature transducer) for which the error of the conversion device is intended to lie within the limits specified in the standard

NOTE The upper and lower limits of the specified measuring range are called maximum value and minimum value respectively.

specified field of measurement of a conversion device

set of values at measurement conditions for which the error of the conversion device is within specified limits

NOTE 1 A conversion device has a measuring range for every quantity that it processes.

NOTE 2 The specified field of measurement applies to the characteristic quantities of the gas that are used to determine the conversion factor.

disturbances

influence quantity having a value within the limits specified, but outside the specified rated operating conditions of the measurement instrument.

B.3.2 Common objects in gas conversion and energy calculation

OBIS-Value group A=7, B=X, E=0, F=FF

OBIS value C	OBIS value D	Gas formula symbol	Common Object Names and explanations
3	0	V_m	Unconverted Volume "Index" from meter
13	0		Unconverted Volume "Index" from converter
23	0		Unconverted Volume "Index" from logger
3	1	V_c	Error-Corrected Volume from meter
13	1		Error-Corrected Volume from converter
23	1		Error-Corrected Volume from logger
23 ^a	2	V_b	Converted Volume ^a
33	2	E	Energy "Index"
41	0	T	Current Temperature ^c Temperature of Gas, expressed in Kelvin. Volume conversion depends on Kelvin temperature measurement.
41	2	T_b	Base Temperature ^c
41	3	(none)	Backup Temperature (Used if temperature sensor fails) ^c

OBIS value C	OBIS value D	Gas formula symbol	Common Object Names and explanations
0	5 : 11 ^b	T_{\min}	Minimum absolute gas temperature in measuring range (lower limit) ^{b, c}
0	5 : 12 ^b	T_{\max}	Maximum absolute gas temperature in measuring range (upper limit) ^{b, c}
0	2 : 12 ^b	(none)	Temperature Sensor serial number ^b
42	0	P	Current Pressure Pressure of Gas, expressed in a suitable unit, in absolute terms, for example Bar(a). This means that the value is referenced to a perfect vacuum, as opposed to "Gauge" pressure, which is referenced to current atmospheric conditions.
42	2	P_b	Base Pressure
42	3	(none)	Backup pressure value (Used if pressure sensor fails)
0	5:13 ^b	P_{\min}	Minimum abs. gas pressure in measuring range (lower limit)
0	5:14 ^b	P_{\max}	Maximum abs. gas pressure in measuring range (upper limit)
42	11	(none)	Preset pressure value: used for conversion devices without a pressure sensor
0	2 : 11 ^b	(none)	Pressure Sensor serial number ^b
43	0	(none)	Flow Rate. Flow rate is a measured/calculated instantaneous representation of the rate of flow : it is analogous to power in electrical terms. It is usually expressed in m ³ /hour. It can represent unconverted or converted flow, governed by value group D
44	0	(none)	Velocity of sound. Ultrasonic meters can almost always determine the velocity of sound of the gas, and it is a useful indication of the gas condition. It is worth noting that large changes of Velocity of sound in the gas may represent changes in gas composition, or condition.
45	0	(none)	Density : Density can be measured, and used to calculate energy with a variant of Calorific value.
51	0	C_f	Correction Factor : A fixed value used to correct a scalar error on a meter: for example, if a meter under-registers volume by 0,5 %, then a correction factor value of 1,005 will compensate for the error.
52	0	C	Conversion Factor : A factor that is used to convert "unconverted volume" to "converted volume".
53	0	Z	Compressibility : Z : effectively, the "difference" in compressibility between the gas being measured and "noble" gas. SGERG-88 and EN 12405 give full information on this, though below 1,5 Bar (a) this is usually set to 1.
53	2	Z_b	Base compressibility
53	11	(none)	Preset compressibility : used where a fixed value of Z is assumed
53	12	(none)	Compressibility method : Usually a text string, SGERG88, AGA8, AGANX19, etc.
54	0	(none)	Calorific Value (measured). CV is the energy that may be gained from the combustion of a standard volume of gas at base conditions, or at a pre-set density.

^a The "C" field value is 23, because it is assumed that the most common arrangement of commercial/industrial meter installation applies: that is Meter, connected to volume converter, connected to datalogger.

^b Setting values like sensor serial numbers are stored as General Purpose objects (C = 0). The entry in the value group D column is <value group D>:<value group E>

^c Temperatures used for gas are generally specified in Kelvin.

B.4 Principle of measurement for volume conversion and energy calculation

Assumption : The conversion device :

- is able to correct the error curve of the gas meter (Option) ;
- consists of a temperature transducer ;
- consists of a pressure transducer (Option) ;
- is able to calculate compressibility factor (Option).

Step 1

The error curve of the gas meter will be corrected by a correction factor

$$V_c = C_f \times V_m$$

C_f is the correction factor given by an equation $C_f = f(q)$,

there can be several methods used by the manufacturers for error correction.

Step 2

Volume at base conditions is calculated by

$$V_b = C \times V \text{ where } V \text{ can be } V_m \text{ or } V_c$$

C is the conversion factor given by the relationship

$$C = (P / P_b) \times (T_b / T) \times (Z_b / Z)$$

Where Z is the compressibility factor using an appropriate equation as a function of pressure and temperature to compensate the deviation from ideal gas law :

$$Z = f(p, T)$$

Presetable gas properties and components are used for the compressibility calculation, combined into one of several existing calculation methods.

If the pressure is not measured, it can be included as a fixed value in the processing of the conversion factor.

If the compressibility factor is not calculated, it may be included as a fixed value in the processing of the conversion factor.

„Energy converter“

In addition to "volume converter", but outside the scope of EN 12405 an "energy converter" can be defined by the next calculation step

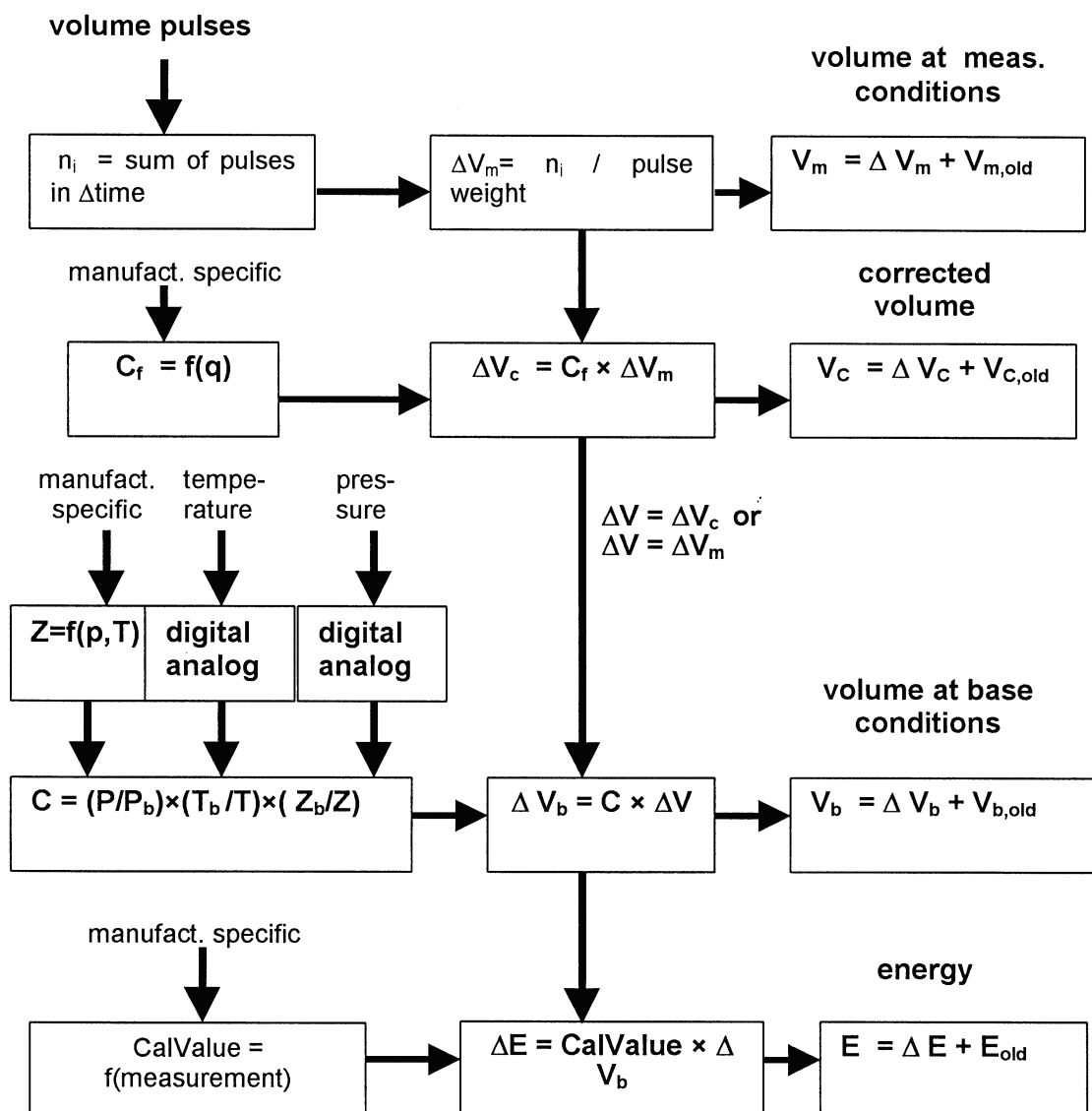
Step 3

Energy is calculated by

$$E = \text{Cal/Value} \times V_b$$

CalValue is the Calorific value, this term implies all the energy, which is contained in the fuel. This Calorific value is measured typically by calorimeter or gas chromatograph devices.

B.5 Data flow in volume conversion and energy calculation



Annex C (normative)

Terms and definitions

C.1 Introduction

This annex contains the terms and definitions special to remote reading of meters. Priority has been given to explain terms related to the object oriented model used in COSEM IEC 62056-62 and OBISIEC 62056-61.

C.2 Activation mask

An instance of the Register Activation class is used to handle different tariff setting structures. It specifies which Register, Extended Register and Demand Register objects are enabled if a specific Activation Mask is active (active_mask). All other register objects defined in register_assignment not being part of the active_mask are disabled. All register objects not defined in any register_assignment are enabled by default.

C.3 Activity calendar

An instance of the Activity Calendar class is typically used to handle different tariff setting structures. It is a definition of scheduled actions inside the meter, which follow the classical way of calendar based schedules by defining seasons, weeks etc. It can coexist with the more general object Schedule and can even overlap with it. If actions are scheduled for the same activation time in an object Schedule and in the object Activity Calendar, the actions triggered by Schedule are executed first.

C.4 Association LN

COSEM Logical Devices able to establish application associations within a COSEM context using Logical Name references, model the associations through instances of the Association LN class. A COSEM Logical Device has one instance of this IC for each association the device is able to support.

C.5 Association SN

COSEM Logical Devices able to establish application associations within a COSEM context using Short Name reference, model the associations through instances of the Association SN class. A COSEM Logical Device has one instance of this IC for each association the device is able to support.

The short_name of the Association SN object itself is fixed within the COSEM context as FA00h.

C.6 Automatic capturing

Used in relation with interface class Profile Generic.

C.7 Authorised party

A utility, meter operator or data collection company authorised to access the information stored in the meter.

C.8 Billing period

COSEM treats values or lists of values for several billing periods as profiles.

With value group F having a value between 0 and 99, and 101 direct access to data of previous billing periods is available. (see IEC 62056-61:2002, "Value group F"). This is managed by COSEM objects of interface class "Profile Generic" which are 1 entry deep and contain the timestamp of the storage in addition to the stored value.

C.9 Calendar

See C.3 Activity calendar.

C.10 Capture

The Profile Generic class defines a generalised concept to store dynamic process values of capture objects. A capture object is either a register, a clock or a profile. The capture objects are collected periodically or occasionally. A profile has a buffer to store the captured data. To retrieve a part of the buffer, either a value range or an entry range may be specified, asking to retrieve all entries whose values or entry numbers fall within the given range.

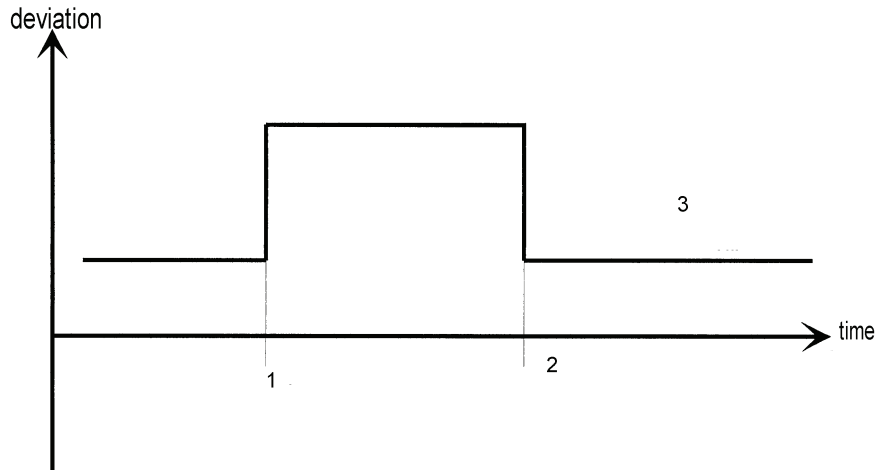
C.11 Channel

To cover metering equipment measuring other energy types than electricity, combined metering equipment measuring more than one type of energy or metering equipment with several physical measurement channels, the concept of channels and medium are introduced. This allows meter data originating from different sources to be identified.

C.12 Clock

An instance of the clock interface class handles all information that is related to date and time, including leap years and the deviation of the local time to a generalised time reference (Greenwich Mean Time GMT). The deviation from the local time to the generalised time reference can change depending on the season (e.g. summer time vs. winter time). The interface to an external client is based on date information specified in day, month and year, time information given in hundredths of seconds, seconds, minutes and hours and the deviation from the local time to the generalised time reference.

It also handles the daylight savings function in that way; i.e. it modifies the deviation of local time to GMT depending on the attributes. The start and end point of that function is normally set once. An internal algorithm calculates the real switch point depending on these settings.



Key

- 1 daylight_savings_begin
- 2 daylight_savings_end
- 3 Local time

Figure C.1 — The generalised time concept

C.13 Current and last average value objects

Current and last average values are the respective attributes of COSEM objects which are instances of interface class "Demand Register" using the OBIS code of the current value as logical name. See C.16.

C.14 Date and time

Date and time notations normally use octet-string as the data type, but the formatting of the data is defined precisely.

C.15 Daylight saving

If the clock is forwarded then all scripts which fall into the forwarding interval (and would therefore get lost) are executed.

If the clock is reversed re-execution of the scripts which fall into the reverse interval is suppressed.

Used in relation with interface class Schedule.

C.16 Demand

Instances of a Demand Register class store a demand value with its associated status, unit, and time information. The demand register measures and computes its *current_average_value* periodically. The time interval *T* over which the demand is measured or computed is defined by specifying "number_of_periods" and "period".

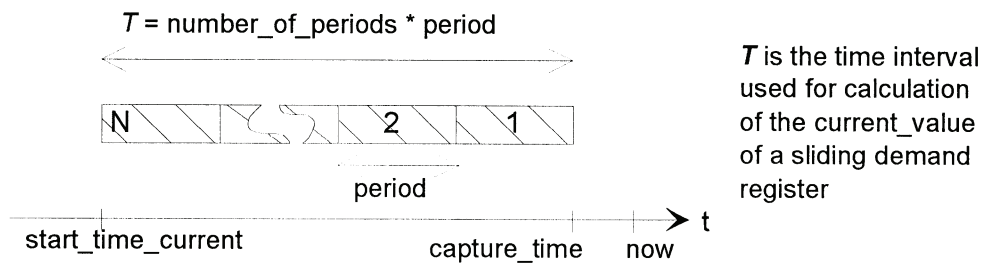


Figure C.2 - The attributes when measuring sliding demand

The demand register delivers two types of demand: the current_average_value and the last_average_value (see Figure C.3 and Figure C.4).

The demand register knows its type of process value which is described in "logical name" using the OBIS identification system.

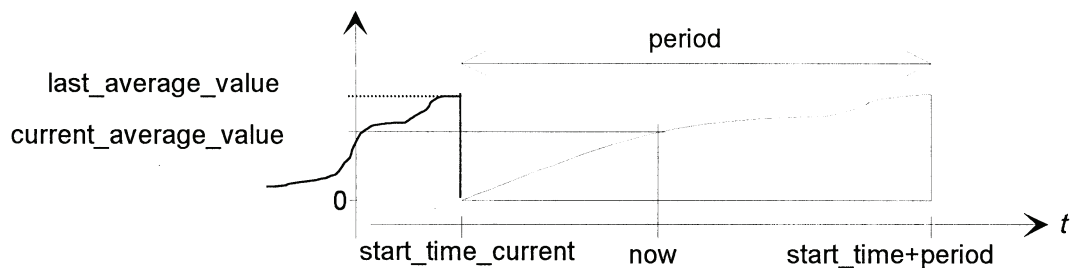


Figure C.3 —The attributes when measuring current_average_value if number of periods is 1

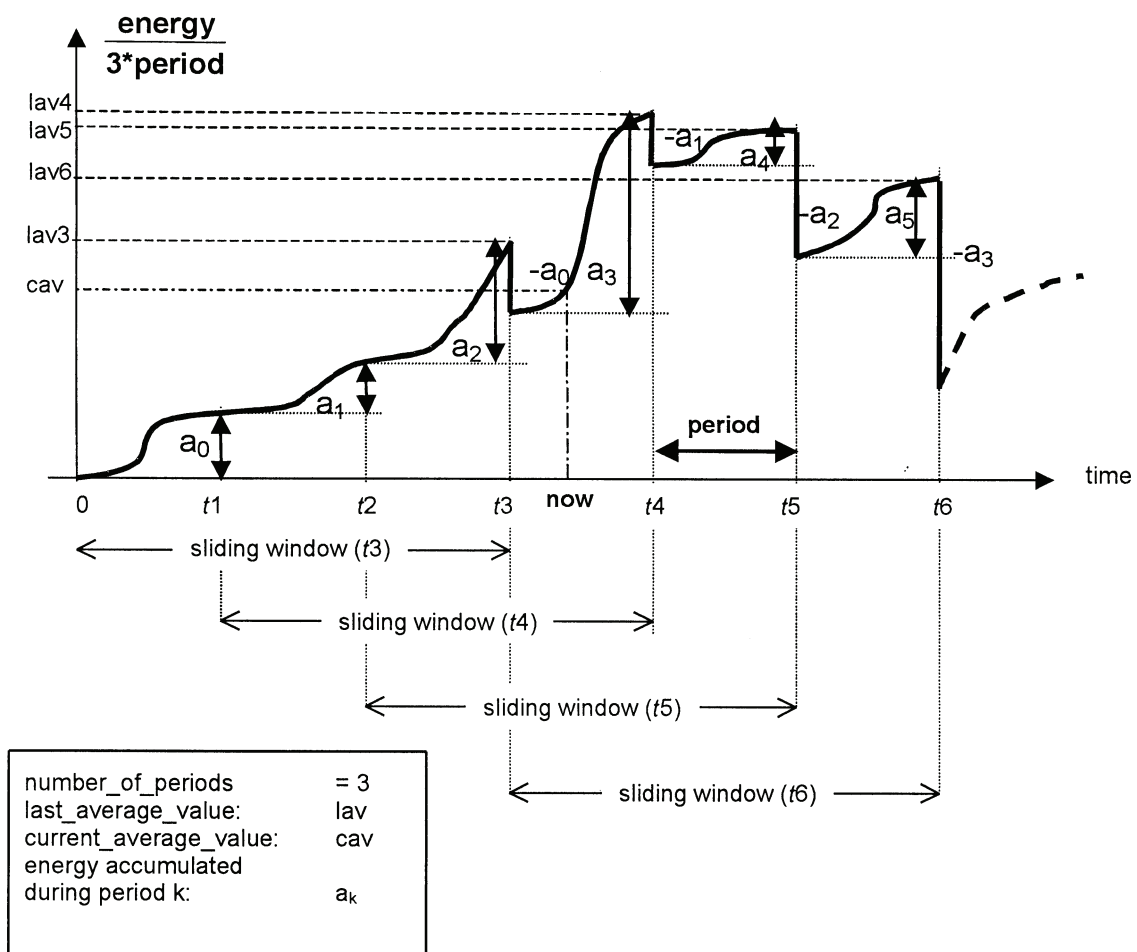


Figure C.4 — The attributes if number of periods is 3

C.17 Device ID

A series of COSEM objects is used to communicate ID numbers of the device. These can be numbers defined by the manufacturer (manufacturing number) or defined by the user.

The different ID numbers are instances of the interface class "Data", with data type octet-string.

If more than one of those is used it is also allowed to combine them into one instance of the interface class "Profile Generic". In this case the captured objects are the device ID data objects, the capture period is 1 to have just actual values, the sort method is FIFO, the profile entries are limited to 1.

C.18 Error values

A series of COSEM objects are used to communicate error indications of the device.

The different error values are instances of the interface class "Data", with data type octetstring.

If more than one of those are used it is also allowed to combine them into one instance of the interface class "Profile Generic". In this case the captured objects are the device ID data objects, the capture period is 1 to have just actual values, the sort method is FIFO, the profile entries are limited to 1.

Error code objects can also be related to an energy type and to a channel. (See IEC 62056-61).

C.19 Extended register interface class

Instances of an Extended Register class store a process value with its associated status, unit, and time information. The Extended Register object knows the nature of the process value. The nature of the value is described by the attribute “logical name” using the OBIS identification system.

C.20 Hand held terminal

A portable device for reading and programming metering equipment at the customers premises or at the access point.

C.21 High level security

As described in IEC 62056-53 the ACSE provides part of the authentication services for high level security (HLS). High-level security authentication is typically used when the communication channel offers no intrinsic security and precautions have to be taken against eavesdroppers and against message (password) replay. In this case a 4-pass authentication protocol is foreseen.

C.22 Interface modelling

The interface class “Register” is formed by combining the features necessary to model the behaviour of a generic register (containing measured or static information) as seen from the client (central unit, hand held terminal). The contents of the register are identified by the attribute “logical_name”. The logical_name contains an OBIS identifier (see IEC 62056-61). The actual (dynamic) content of the register is carried by its “value” attribute.

C.23 I/O Control Signals

These COSEM objects define and control the status of I/O lines and the pulse duration of physical pulse outputs of the device.

Status is defined by an instance of the interface class "Data".

C.24 Interoperability

Driven by the need of the utilities to optimise their business processes, the meter becomes more and more part of an integrated metering and billing system. Whereas in the past, the commercial value of a meter was mainly generated by its data acquisition and processing capabilities, nowadays the critical issues are system integration and interoperability.

The set of different interface classes form a standardised library from which the manufacturer can assemble (model) its individual products. The elements are designed such that with them the entire range of products (from residential to commercial and industrial applications) can be covered. The choice of the subset of interface classes used to build a meter, their instantiation and their implementation are part of the product design and therefore left to the manufacturer. The concept of the standardised metering interface class library provides the different users and manufacturers with a maximum of diversity without having to sacrifice interoperability.

C.25 Logical device

The COSEM Logical Device is a set of COSEM objects. Each physical device shall at least contain a “Management logical device”

The addressing of COSEM Logical Devices shall be provided by the addressing scheme of the lower layers of the protocol used. See C.39 as well.

C.26 Logical name referencing

In this case the attributes and methods of a COSEM object are referenced via the identifier of the COSEM object instance to which they belong. The alternate method is C.59.

The reference for an attribute is :

— class_id, value of the ‘logical_name’ attribute, attribute_index.

The reference for a method is :

— class_id, value of the ‘logical_name’ attribute, method_index.

C.27 Low level security

As described in IEC 62056-53 the ACSE provides the authentication services for low level security (LLS). Low level security authentication is typically used when the communication channel offers adequate security to avoid eavesdropping and message (password) replay.

For LLS all the authentication services are provided by the ACSE. The association objects provide only the method/attribute (see 5.12, 5.13 in IEC 62056-62:2002) to change the “secret” (e.g. password).

For LLS authentication the client transmits a “secret” (e.g. a password) to the server, by using the “Calling_Authentication_Value” parameter of the COSEM-OPEN. Request service primitive of the client application layer. The server checks if the received “secret” corresponds to the client identification. If yes, the client is authenticated and the association can be established.

C.28 Manufacturer defined ID-s

A series of COSEM objects is used to communicate ID numbers of the device. These can be numbers defined by the manufacturer (manufacturing number) or defined by the user.

C.29 Manufacturer specific abstract objects

If a code is required that does not already exist, it is defined here. If the quantity is not required to be displayed on the meter, then it shall use a value group greater than 127.

C.30 Manufacturer specific class id

Identification code of the class (range 0 to 65 535). The class_id can be obtained from an “Association” object. The class_id's from 0 to 8 191 are reserved to be specified by the DLMS UA. Class_id's from 8 192 to 32 767 are reserved for manufacturer specific interface classes. Class_id's from 32 768 to 65 535 are reserved for user group specific interface classes. DLMS UA reserves the right to assign ranges to individual manufacturers or user groups.

C.31 Manufacturer specific data and parameters

A Data object stores data related to internal meter object(s). The meaning of the value is identified by the logical_name. The data type of the value is instance specific. Data is typically used to store manufacturer specific configuration data and parameters having manufacturer specific logical names.

C.32 Manufacturer specific OBIS codes

If any value group B to F contains a value between 128 and 254 the whole code is considered as manufacturer specific.

The usage of the code space 128 to 254 (0xFE) characterises a manufacturer specific code. If one value in a group B to F is used above 127 the whole code is characterised as manufacturer specific and even the other value groups (with the exception of group A) are not necessarily bearing any meaning defined by this standard.

C.33 Maximum and minimum value objects

Maximum and minimum values are represented by COSEM objects which are instances of interface class "Profile Generic" with sorting method maximum or minimum, depth according to implementation and captured objects according to implementation. A single maximum value or minimum value can alternatively be represented by a COSEM object which is an instance of the interface class "Extended Register".

C.34 Measurement of different media

To cover metering equipment measuring different energy types, combined metering equipment measuring more than one type of energy or metering equipment with several physical measurement channels, the concept of channels and medium are introduced. This allows meter data originating from different sources to be identified. While this standard fully defines the structure of the identification system for other media, the mapping of non-electrical energy related data items to ID codes needs to be completed separately.

The value group B defines the channel number, i.e. the number of the input of a metering equipment having several inputs for the measurement of energy of the same or different types (e.g. in data concentrators, registration units). Data from different sources can thus be identified. The definitions for this value group are independent from the value group A.

C.35 Measurement method and tariffs

The value group D defines types, or the result of the processing of physical quantities identified with the value groups A and C, according to various specific algorithms. The algorithms can deliver energy and demand quantities as well as other physical quantities.

The value group E defines the further processing of measurement results identified with value groups A to D to tariff registers, according to the tariff(s) in use. For abstract data or for measurement results for which tariffs are not relevant, this value group can be used for further classification.

The value group F defines the storage of data, identified by value groups A to E, according to different billing periods. Where this is not relevant, this value group can be used for further classification.

C.36 Measurement values series

Data profiles – identified with one single OBIS code – are defined as a series of measurement values of the same type or of groups of the same kind consisting of a number of different measurement values.

C.37 Missing measurement values

Values considered as missing (e.g. interruptions).

C.38 Password

See C.27 and C.21.

C.39 Physical device

The Physical Device is the highest level element in the COSEM server. The COSEM server is structured into 3 hierarchical levels as shown on the figure below :

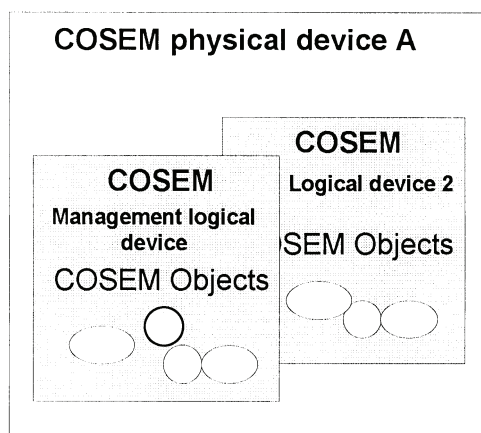


Figure C.5 —The COSEM server model

C.40 Power failure handling

After a power failure the whole schedule is processed to execute all the necessary scripts that would get lost during a power failure. For this the entries that were not executed during the power failure shall be detected. Depending on the validity window attribute they are executed in the correct order (as they would have been executed in normal operation).

After a power failure only the "last action" missed from the object Activity Calendar is executed (delayed). This is to ensure proper tariff setting after power up. If a Schedule object is present, then the missed "last action" of the Activity Calendar shall be executed at the correct time within the sequence of actions requested by the Schedule.

C.41 Power failure monitoring

Different possibilities to represent values coming from power failure monitoring of the device are available. Simple counting of events is represented by COSEM objects of interface class "Data" with data type unsigned or long unsigned. If more sophisticated information is presented the COSEM object shall be of interface class "Profile Generic".

C.42 Preferred readout-values

By setting `profile_entries` to 1, the profile object can be used to define a set of preferred readout-values. In the “`capture_objects`” attributes those objects and attributes are pre-defined which should be readable with one single command.

Setting `capture_period` to 1 ensures that the values are updated every second.

C.43 Profile objects

Data profiles – identified with one single OBIS code – are defined as a series of measurement values of the same type or of groups of the same kind consisting of a number of different measurement values.

C.44 Profile for billing periods

Values above 100 allow the identification of profiles which contain values of more than one billing period. The maximum allowed value for this is 125.

The value 126 identifies a profile with values of an unspecified number of billing periods.

C.45 Profile, generic interface class

The Profile Generic class defines a generalised concept to store dynamic process values of capture objects. A capture object is either a register, a clock or a profile. The capture objects are collected periodically or occasionally. A profile has a buffer to store the captured data. To retrieve a part of the buffer, either a value range or an entry range may be specified, asking to retrieve all entries whose values or entry numbers fall within the given range.

C.46 Register interface class

The interface class “Register” is formed by combining the features necessary to model the behaviour of a generic register (containing measured or static information) as seen from the client (central unit, hand held terminal). The contents of the register are identified by the attribute “`logical_name`”. The `logical_name` contains an OBIS identifier (see IEC 62056-61). The actual (dynamic) content of the register is carried by its “`value`” attribute.

Defining a specific meter means defining several specific registers. In the example of Figure 1 in IEC 62056-62:2002 the meter contains 2 registers; i.e. two specific COSEM objects of the class “Register” are instantiated. This means that specific values are assigned to the different attributes. Through the instantiation one COSEM object becomes a “total, positive, active energy register” whereas the other becomes a “total, positive, reactive energy register”.

The COSEM objects (instances of interface classes) represent the behaviour of the meter as seen from the “outside”. Therefore modifying the value of an attribute shall always be initiated from the outside (e.g. resetting the value of a register). Internally initiated changes of the attributes are not described in this model (e.g. updating the value of a register).

A Register object stores a process value or a status value with its associated unit. The Register object knows the nature of the process value or of the status value. The nature of the value is described by the attribute “`logical name`” using the OBIS identification system (see D.1 in IEC 62056-62:2002).

C.47 Reset, IC Demand register

This method forces a reset of the object. Activating this method provokes the following actions :

- the current period is terminated ;
- the `current_average_value` and the `last_average_value` are set to their default value ;
- the `capture_time` and the `start_time_current` are set to the time of the execution of reset (data).

C.48 Reset, IC Extended register

This method forces a reset of the object. By invoking this method the attribute value is set to the default value. The default value is an instance specific constant. The attribute status is set such that it shows that a reset method has been invoked.

C.49 Reset, IC Profile generic

Clears the buffer. The buffer has no valid entries afterwards, `entries_in_use` is zero after this call. This call does not trigger any additional operations of the capture objects, specifically, it does not reset any captured buffers or registers.

C.50 Reset, IC Register

This method forces a reset of the object. By invoking this method the value is set to the default value. The default value is an instance specific constant.

C.51 Reset, indication of source

The delimiter between value groups E and F can be modified to carry some information about the source of a reset (& instead of * if the reset was performed manually).

C.52 Scaler-unit

An attribute of the interface classes Register, Extended Register and Demand Register. It provides information on the unit and the scaler of the unit. If the value uses a complex data type, the scaler and unit apply to all elements.

C.53 Schedule

The IC Schedule together with an object of the IC Special Days Table handles time and date driven activities within a device.

After a power failure the whole schedule is processed to execute all the necessary scripts that would get lost during a power failure. For this the entries that were not executed during the power failure shall be detected. Depending on the validity window attribute they are executed in the correct order (as they would have been executed in normal operation).

C.54 Script

These COSEM objects control the behaviour of the device.

Several instances of the interface class "Script Table" are predefined and normally available as hidden scripts only with access to the execute() method.

C.55 Script table interface class

The IC Script table provides the possibility to trigger a series of actions by activating an execute method. For that purpose Script table contains a table of script entries. Each table entry (script) consists of a script_identifier and a series of action_specifications. An action_specification activates a method of a COSEM object or modifies attributes of a COSEM object within the logical device.

C.56 Season

This is an attribute of the interface class Activity calendar. It contains a list defining the starting date of a season. This list is sorted according to season_start. Each season activates a specific week_profile.

C.57 Selective access

The common methods READ/WRITE and GET/SET typically reference the entire attribute addressed. However, for certain attributes selective access to just part of the attribute may be provided. The part of the attribute is identified by specific selective access parameters. These selective access parameters are defined as part of the attribute specification.

C.58 Set date

A date value stored in the metering device. On the set data the cumulated consumption is stored in an internal register for later readout. A set day is common to all HCA's in a common installation to provide for cost allocation.

C.59 Short name referencing

This kind of referencing is intended for use in simple devices. In this case each attribute and method of a COSEM object is identified with a 13 bit integer. The syntax for the Short Name is the same as the syntax of the name of a DLMS Named Variable. The alternate referencing method is C.26.

C.60 Special days table interface class

The interface class allows defining dates, which will override normal switching behaviour for special days. The interface class works in conjunction with the class "Schedule" or "Activity Calendar" and the linking data item is day_id.

C.61 Standard readout definitions

A set of COSEM objects is defined to carry the standard readout as it would appear with IEC 62056-21 (modes A to D). Standard readout objects can also be related to an energy type and to a channel. See IEC 62056-61.

C.62 Tariff

The value group E defines the further processing of measurement results identified with value groups A to D to tariff registers, according to the tariff(s) in use. For abstract data or for measurement results for which tariffs are not relevant, this value group can be used for further classification. Additionally see C.35.

C.63 Tariffication

An instance of the Register Activation class is used to handle different tariff setting structures. It specifies which Register, Extended Register and Demand Register objects are enabled if a specific Activation Mask is active (active_mask). All other register objects defined in register_assignment not being part of the active_mask are disabled. All register objects not defined in any register_assignment are enabled by default.

An instance of the Activity Calendar class is typically used to handle different tariff setting structures. It is a definition of scheduled actions inside the meter, which follow the classical way of calendar based schedules by defining seasons, weeks... It can coexist with the more general object Schedule and can even overlap with it. If actions are scheduled for the same activation time in an object Schedule and in the object Activity Calendar, the actions triggered by Schedule are executed first.

After a power failure only the "last action" missed from the object Activity Calendar is executed (delayed). This is to ensure proper tariff setting after power up. If a Schedule object is present, then the missed "last action" of the Activity Calendar shall be executed at the correct time within the sequence of actions requested by the Schedule.

C.64 Threshold

This is an attribute of the interface class Register monitor. It provides the threshold values to which the attribute of the referenced register is compared. The threshold is of the same type as the monitored attribute of the referenced object.

These values are represented by instances of the interface class "Register Monitor" by defining the monitored register, the threshold itself and the actions to be performed, when a threshold is crossed.

C.65 Time integral value objects

Time integral values are represented by COSEM objects which are instances of interface class "Register" or "Extended Register".

C.66 Time setting, in relation with IC Schedule

There are four different "actions" of time changes :

- 1) time setting forward ;
- 2) time setting backwards ;
- 3) time synchronisation ;
- 4) daylight saving action.

Time setting forward

This is handled the same way as a power failure. All entries missed are executed depending on the validity window attribute. A (manufacturer specific defined) short time setting can be handled like time synchronisation.

Time setting backward

This results in a repetition of those entries that are activated during the repeated time. A (manufacturer specific defined) short time setting can be handled like time synchronisation.

Time synchronisation

Time synchronisation is used to correct small deviations between a master clock and the local clock. The algorithm is manufacturer specific. It shall guarantee that no entry of the schedule gets lost or gets executed twice. The validity window attribute has no effect, because all entries shall be executed like in normal operation.

Daylight Saving

If the clock is forwarded then all scripts which fall into the forwarding interval (and would therefore get lost) are executed.

If the clock is reversed re-execution of the scripts which fall into the reversed interval is suppressed.

C.67 Time stamps (in relation with IC PSTN Auto dial)

Contains the start and end date/time stamp when the window becomes active (for the start instant), or inactive (for the end instant). The start_date defines implicitly the period. Example: when day of month is not specified (equal to 0 x FF) this means that we have a daily share line management. Daily, monthly ...window management can be defined.

C.68 Time stamp (in relation with billing periods)

The time stamps of previous data values shall be part of the captured objects within the COSEM objects representing the data of previous billing periods. The values can also be related to a channel.

C.69 Time synchronisation

Time synchronisation is used to correct small deviations between a master clock and the local clock. The algorithm is manufacturer specific. It shall guarantee that no entry of the schedule gets lost or gets executed twice.

C.70 Unique identifier

The Object Identification System (OBIS) provides a unique identifier for all and every data within the metering equipment, including not only measurement values, but also abstract values used for configuration or obtaining information about the behaviour of the metering equipment. The ID codes defined in this standard are used for identification of :

- logical names of the various instances of the Interface Classes, or objects, as defined in IEC 62056-62 ;
- data transmitted through communication lines (see annex A.1 of IEC 62056-61:2002) ;
- data displayed on the metering equipment (see annex A.2 of IEC 62056-61:2002).

This standard applies to all types of metering equipment, like fully integrated meters, modular meters, tariff attachments, data concentrators etc.

C.71 Utility tables

An instance of the Utility Tables class encapsulates ANSI C12.19:1997 table data.

With this interface class definition, each “Table” is represented as an instance. The specific instance is identified by its logical_name.