

Die Utility Communications Architecture (UCA)

Übersicht über Architektur und die AEP- und CPS-Pilotprojekte

Dipl.-Ing. Karlheinz Schwarz, SCC
Karlsruhe

schwarz@scc-online.de
www.scc-online.de

Zusammenfassung

Der Einsatz standardisierter Lösungen im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik wird zunehmend erforderlich, um die Vielfalt der Lösungen zu reduzieren und einen hinreichend durchgängigen Informationsfluß über den gesamten Automatisierungsprozeß hinweg zu erreichen. Durchgängige Informations- und Kommunikationssysteme bieten eine wesentliche Voraussetzung, deutliche Kosteneinsparungen in der gesamten Wertschöpfungskette von der Stromerzeugung, über den Verkauf, den Transport, die Verteilung und die Abrechnung zu erzielen.

Mit der Utility Communications Architecture Version 2 (UCA2) ist in Nordamerika das durchgängige und offene Zusammenwirken von intelligenten Geräten auf der Basis von Mainstream-Technologien wie beispielsweise Personalcomputer, Ethernet, TCP/IP, Speicherprogrammierbare Steuerungen und MMS spezifiziert worden. Ursprünglicher Scope von UCA war das Zusammenwirken von Geräten im Bereich der elektrischen Energieversorgung. Mittlerweile werden diese Lösungen auch in den Anwendungsbereichen Gas, Öl, Wasser und Abwasser eingesetzt.

UCA2 beschreibt auf der einen Seite skalierbare Kommunikationslösungen (von RS 232 über TCP/IP bis zu ISO/OSI-Netzwerken, von wenigen kbit/s bis zu 100 Mbit/s). Auf der anderen Seite werden allgemein notwendige Funktionen zum Beobachten und Bedienen technischer Prozesse als auch eine Fülle von Gerätemodellen wie beispielsweise „Switch“ oder „Transformer“ definiert.

Alle wesentlichen Inhalte der UCA2-Spezifikation wurden in die Committee Drafts des kommenden IEC-Standards IEC 61850 (Communication networks and systems in substations) eingearbeitet; IEC hat einige Ergänzungen vorgenommen. Im November 1998 wurden die UCA2-Dokumente vom IEEE SCC 36 übernommen; für April 1999 ist die Veröffentlichung von UCA2 in Form von zwei IEEE Technical Reports vorgesehen. Der IEC-Standard 60870-6 TASE.2 ist Teil von UCA2. Zwischen IEC und IEEE wird zur Zeit eine Vereinbarung ausgearbeitet, die festlegt, wie die Ergebnisse von UCA2 und die Arbeiten von WG 10, 11 und 12 in einem einzigen internationalen Standard münden.

In diesem Beitrag wird eine Übersicht über die UCA-Aktivitäten und die Beziehung zur laufenden Normungsarbeit in den IEC TC 57 WGs 10, 11 und 12, die für die Erarbeitung des Standards IEC 61850 zuständig sind, gegeben.

1 Einleitung

Im Zuge zunehmender Herausforderungen bei der De-Regulierung der Energiemärkte und der Konkurrenzfähigkeit der einzelnen Unternehmen wurden bereits in den frühen achtziger Jahren regional einheitliche Kommunikationslösungen vereinbart. Durch die zunehmende Notwendigkeit, die Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung zu koordinieren, entstanden größere Power-Pools. Diese

Power-Pools erfordern geeignete Kommunikationsfunktionen. Die bisher in den USA definierten Kommunikationssysteme "Western States Coordinating Council" (WSCC) und "Inter-Utility Data Exchange Consortium" (IDEC) erlaubten den Datenaustausch nur bis an die Grenzen der jeweiligen regionalen Versorgungsgebiete.

Die US-amerikanischen Versorgungsunternehmen erkannten vor diesem Hintergrund zunächst die Notwendigkeit einer einzigen, genormten Kommunikationslösung für übergeordnete Aufgaben. Vertreter vor allem der beiden wesentlichen Konzepte beschlossen 1992 in einer nahezu einzigartigen Aktion, eine einheitliche Lösung für die Leitstellen-Kopplung zu definieren und beim IEC TC 57 zur internationalen Standardisierung einzureichen; seit Ende 1997 ist der Standard IEC 60870-6 TASE.2 veröffentlicht. Damit war das erste konkrete Ergebnis aus dem UCA-Projekt hervorgegangen.

Ziel des UCA-Projektes ist die landesweite, standardisierte Vernetzung aller Komponenten in Leitstellen, Unterstationen, Energy Management Systeme usw. In diesem Anwendungsbereich werden in den USA jährlich alleine für die Kommunikation Investitionen in Höhe von 5-7 Milliarden DM erwartet. Durch den Einsatz von ISO/OSI-Normen wurden jährliche Einsparungen von mehr als 1 Milliarde DM abgeschätzt.

Mit finanzieller Unterstützung von mehreren Millionen DM durch das "Electric Power Research Institutes" (EPRI) wurde die Arbeitsgruppe "Utility Communications Specification" (UCS) eingerichtet. Das Ergebnis der bisherigen Arbeiten ist in die "Utility Communications Architecture" (UCA). Zwei Anwendungsgebiete standen am Anfang in der UCA im Vordergrund (siehe Bild 1). Zum einen ist es die Spezifikation TASE.2 (ICCP) und zum anderen die "Database Access Integration Services" (DAIS). Bei DAIS handelt es sich um Datenbankzugriffsmechanismen, die auf den internationalen Normen für "Remote Database Access" (RDA, ISO/IEC 9579) und "Sequential Query Language" (SQL, ISO/IEC 9075) beruhen. DAIS wird in dieser Veröffentlichung nicht näher erläutert.

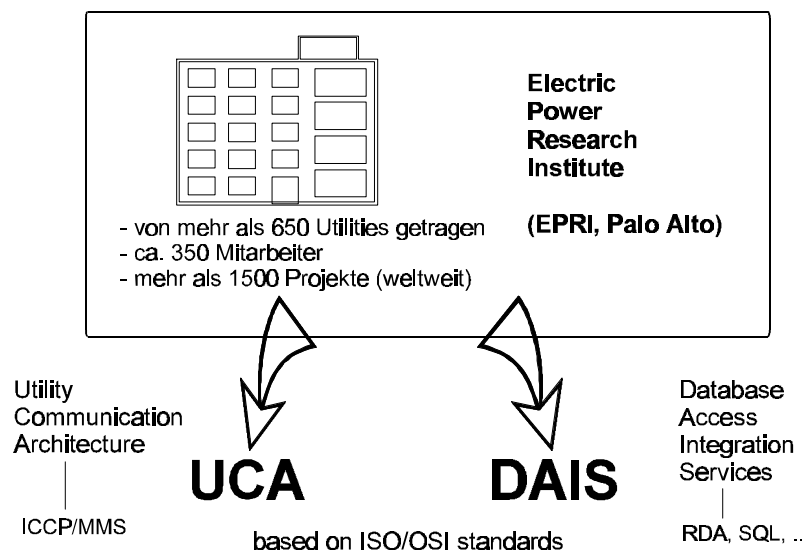


Bild 1 Unterstützung in den USA durch EPRI

Seit der Veröffentlichung von ICCP als IEC 601870-6 TASE.2 wurden weitere Themen mit Unterstützung der Hersteller, Anwender und Berater aufgegriffen und erfolgreich bearbeitet.

2 Die UCA-Dokumente

Anfang der neunziger Jahre wurde die UCA Spezifikation Version 1.0 herausgegeben. Diese Spezifikation stellte den Anfang umfangreicher Aktivitäten in Nordamerika und mittlerweile in vielen Ländern dar. UCA1 legte den Grundstock für die Kopplung von Netzleitstellen auf der Basis moderner Kommunikationsstandards wie TCP/IP und MMS. Wie in Bild 2 dargestellt, ist Mitte der neunziger Jahre die Standardserie IEC 60870-6 TASE.2 aus UCA1 hervorgegangen.

Wegen der positiven Erfahrungen mit modernen Kommunikationstechniken in der Netzleitstellenkopplung wurde bald mit der Spezifikation von Erweiterungen begonnen. Wesentliches Ziel war die Integration dieser Basistechnologien auch in die intelligenten Geräte der Stations-, Verteil- und in die Kraftwerksautomatisierung sowie in die Schnittstellen zu den Kunden. Aufgrund der mit der TASE.2 gemachten Erfahrungen und weiterer Anforderungen wurde die UCA2-Spezifikation erstellt.

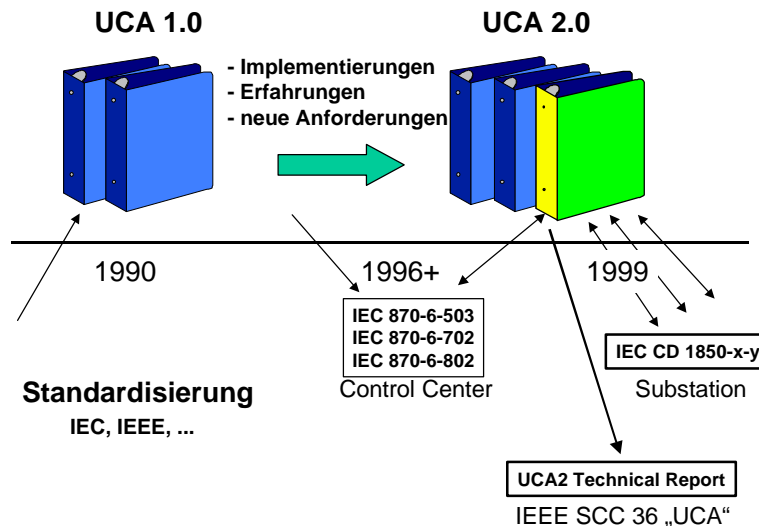


Bild 2 – Entwicklung von UCA

Die UCA2-Dokumente, die Ende 1998 von den bis dahin unter EPRI geführten Projekten verabschiedet wurden, decken die folgenden Themen ab:

Allgemeine Dokumente

- Introduction to UCA Version 2.0 (-> IEEE Technical Report 1)
- UCA Profile Specification, Version 2.0 (-> IEEE Technical Report 1)

Überwachung und Steuerung von intelligenten Feldgräten

- UCA Common Application Service Models (CASM) (-> IEEE Technical Report 1),
- Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment (GOMSFE) (-> IEEE Technical Report 2),
- UCA Customer Interface Device Models (in Arbeit)
- UCA Power Plant Device Models (in Planung)

Echtzeitaustausch von Informationen zwischen Datenbanken

- IEC 870-6-503: TASE.2 Services and Protocol
- IEC 870-6-802: TASE.2 Object Models
- IEC 870-6-702: TASE.2 Application Profile

In Bild 3 sind die beiden großen Anwendungsbereiche dargestellt. Beide Bereiche basieren auf den identischen unterlagerten Schichten MMS und UCA Profiles.

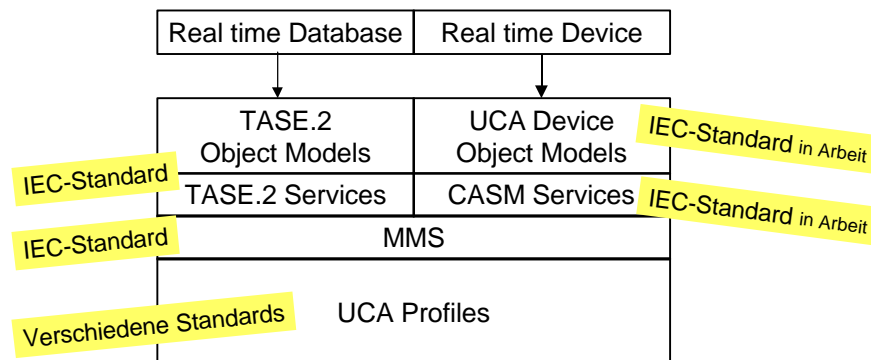


Bild 3 – UCA2-Anwendungsbereiche

Alle wesentlichen Inhalte der UCA2-Spezifikation wurden in 1998 in die Committee Drafts IEC 61850 (Communication networks and systems in substations) eingearbeitet; IEC hat noch wichtige Ergänzungen vorgenommen. Im November 1998 wurden die ersten vier UCA2-Dokumente vom IEEE SCC 36 übernommen; für April 1999 ist die Veröffentlichung von UCA2 in Form von zwei IEEE Technical Reports vorgesehen (siehe Aufzählung weiter oben). Die TASE.2 ist Teil von UCA2. Zwischen IEC

und IEEE wird zur Zeit eine Vereinbarung ausgearbeitet, die festlegt, wie die Ergebnisse von UCA2 und die Arbeiten von WG 10, 11 und 12 in einem einzigen internationalen Standard münden.

Die beiden Teile CASM (Funktionen zum Beobachten, Steuern und zur Selbstbeschreibung von Geräten) und GOMSFE (Anwendungs-Geräte- und Datenmodelle), die aufeinander aufbauen, sind in Bild 4 prinzipiell dargestellt. Die Funktionen von CASM (Get, Set, Create, Reporting, Logging, Select-before-operate, ...) und die Grundlagen zur Modellierung von Geräten bilden die Basis für GOMSFE. GOMSFE besitzt drei Ebenen. Die erste Ebene legt die grundlegenden Datenstrukturen fest, die mehr oder weniger in allen Anwendungen benötigt werden. Darüber werden immer wiederkehrende Datenstrukturen, die anwendungsspezifische Eigenschaften haben, definiert. Hierzu gehören zum Beispiel Strukturen für Meßwerte oder Statusinformationen. Auf der obersten Ebene werden die eigentlichen Geräte wie Transformatoren, Trenner oder Lastschalter bezüglich der auszutauschenden Informationen als wiederverwendbare Objekte beschrieben.

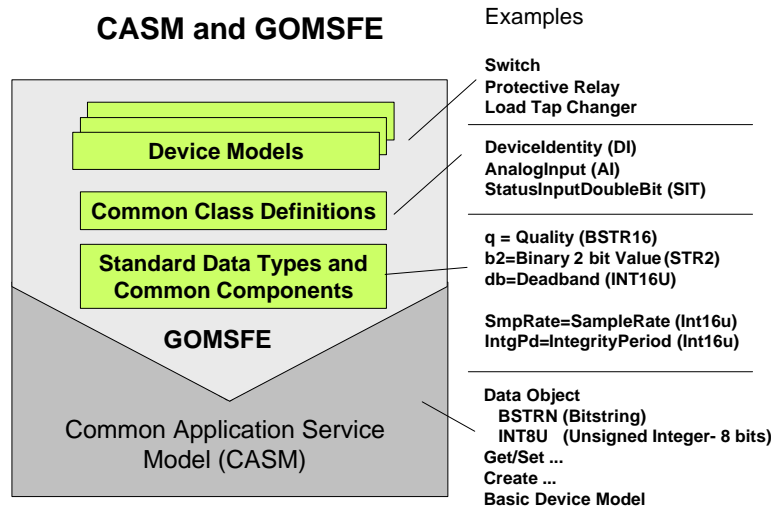


Bild 4 – Architektur aus funktionaler Sicht

GOMSFE ist mittels einer objektorientierten Methode modelliert worden. Dadurch können die in GOMSFE definierten Modelle sehr einfach in einer objektorientierten Softwareumgebung weiterverwendet werden.

Die wichtigsten GOMSFE-Gerätemodelle, die insgesamt nahezu 2000 verschiedene Einzeldaten repräsentieren, sind nachfolgend dargestellt.

Liste der wichtigsten Gerätemodelle

- Generic Input/Output
- Measurement Functions
- Transformer Functions
- Switch Functions
- Reactive Functions
- Protection Functions
- Distance (DIST)
- Synchronizing or Synchronism-Check (SYNC)
- High Impedance Ground Detector (HIZR)
- Directional Overcurrent (DOCR)
- Reclosing Relay (RECR)
- Differential Relay (DIFF)
- Measurement Unit
- Basic RTU Object Models
- Transformer Object Models
- Switch Object Model
- Automated Switch Controller Object Model
- Circuit Breaker Controller Object Model
- Recloser Control Object Model
- Reactive Component Object Models

Der folgende Auszug aus einem sogenannten Interface Control Document eines UCA2-LTC-Modells zeigt, wie die in UCA2 definierten Gerätemodelle und der darin enthaltenen Daten einfach in einer tabellarischen Form wiedergegeben werden können. Hier wird spätestens deutlich, daß UCA2 nicht nur die Kommunikation im Sinne einer Rohrpost, sondern das Zusammenwirken zweier Systeme, das heißt eine große Menge semantischer Festlegungen beinhaltet. Eine komplette Interfacebeschreibung stellt eine vollständige Beschreibung eines Standard-Gerätes dar. Auf die Darstellung eines kompletten Gerätemodells wird hier aus Platzgründen verzichtet.

Das gesamte Dokument umfaßt 12 Seiten, von denen ein kleiner Ausschnitt in Englisch dargestellt ist. Interface Control Documents stellen die Auswahl der Objekte dar, die aus den entsprechenden GOMSFE Device Models (hier Transformer Object Models – Load Tap Changer Controller, LTCC) in einem bestimmten Gerät implementiert sind. Es werden alle relevanten Eigenschaften der Objekte beschrieben.

Interface Control Document

Vendor: BECKWITH ELECTRIC CO., INC.
Devicetype: M-2001A LTC Control
Version: 1.3
Date: October 26, 1997

Introduction

This Interface Control Document (ICD) describes the objects implemented in the Beckwith Electric Co. Load Tap Changer Controller, model M-2001A. The M-2001A when properly configured is compatible to communicate with any device using the MMS protocol.

References used through out this document.

1. Common UCA Application Layer Services and Mapping to MMS.
2. Generic Object Models For Substation and Feeder Equipment (GOMSFE) version 0.5.
3. GOMSFE/CASM Reporting.

Configuration

The default communication protocol on the M-2001A is the MMS protocol. The controller communicates via an RS-232 connector. The baud rate can be selected as described in the M-2001A instruction book as 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600 or 300 bps. The default baud rate is at 19200 bps. The data format consists of 8 bit data, no parity and 1 stop bit. The address of the controller can be set through the user interface.

Reporting

To enable reporting a "1" should be written to LTCC\$RP\$RP\$RptEna before unsolicited reporting goes into effect.

Device Identity.

The following objects pertain to device identities. All 5 objects are of data type Vstr32.

1. DI\$Name.
2. DI\$VndID\$Vnd.
3. DI\$VndID\$SerNum.
4. LTCC\$DC\$CktID\$CktID.
5. LTCC\$DC\$CktPhs\$CktPhs.

Maximum pdu size = 2048

Maximum services outstanding: Calling = 6, Called = 6

Maximum nesting Level = 3

Services Supported:

Status
getNameList
Identify
Write
getVarAccessAttr
getNameVarListAttr

Auszug aus der Kategorie der MEASUREMENTS (insgesamt ca. 40 Objekte):

Scale	Units	Name	Data Type	M-2001A Panel Description	Description	Limits High	Limits Low
		Instantaneous Line Measurements					
1	Volts	LTCC\$MX\$CtiV\$f	float	LOCAL VOLTAGE	Local Voltage (Secondary)	120V base	
10	Volts	LTCC\$MX\$CtiV\$i	Int16S	LOCAL VOLTAGE	Local Voltage (Secondary)	120V base	
1	mA	LTCC\$MX\$LoadA\$f	float	CONTROL LOAD I	Load Current (Secondary)	200mA base	
10		LTCC\$MX\$LoadA\$i	Int16S	CONTROL LOAD I	Load Current (Secondary)	200mA base	
1	mA	LTCC\$MX\$CircA\$f	float	CONTROL CIRC I	Paralleling application circulating current (-) = Lead Pf (+) = Lag Pf	200mA base	
10		LTCC\$MX\$CircA\$i	Int16S	CONTROL CIRC I	Paralleling application circulating current (-) = Lead Pf (+) = Lag Pf	200mA base	
		Miscellaneous measurements					
1	Tap	LTCC\$MX\$TapPos	Int8s	TAP POSITION	LTC Tap Position (-) = L (lower range) (+) = R (raise range)	16	-16
1	Tap	LTCC\$MX\$HiTapPos	Int8s	TAP DRAGHANDS R =	LTC Raise Tap Draghand Highest tap position since reset	16	-16
1	Tap	LTCC\$MX\$LoTapPos	Int8s	TAP DRAGHANDS L =	Lower Tap Draghand Lowest tap position since reset	16	-16
1		LTCC\$MX\$CntOper	Int32U	TOTAL OP COUNT	LTC tap change operations - total count	2 ³²	0
1		LTCC\$MX\$CntOperR	Int32U	OPER CNTR RSET	LTC tap change operations - since last reset (CO\$LtcOpRs)	2 ³²	0
1	Sec	LTCC\$MX\$TmrR	Int16U	TIMERS R =	Time accrued (sec) for a Raise tap change command	120	0
...					

Weiterhin folgen dann noch folgende Objekte:

- STATUS (ca. 20 Objekte)
- SETPOINTS (ca. 40 Objekte)
- CONFIGURATION (ca. 20 Objekte)
- CONTROL (ca. 20 Objekte)

Ende 1998 wurde ein UCA2-Teilprojekt gegründet, in dem die Abbildung von CASM/GOMSFE auf CORBA und OMG IDL (ähnlich wie Microsoft COM/DCOM und OPC) durchgeführt wird. CORBA und OMG IDL sind moderne Objekt-Technologien, die in naher Zukunft die gesamte Informations- und Kommunikationswelt beeinflussen werden.

3 Die UCA2-Kommunikations-Profile

Die verabschiedete UCA2-Architektur basiert auf internationalen Normen, die nach dem ISO/OSI Reference Model spezifiziert wurden. Die UCA-Normen sind im folgenden vereinfachten Architekturbild dargestellt. Diese Architektur ist ihrerseits eine Teilmenge der nordamerikanischen "Industry and Government Open Systems Specification" (IGOSS). Von IGOSS werden die Subsets für MAP 3.0, UCA und andere abgeleitet (siehe Bild 5). Damit ist eine weitgehende Vereinheitlichung im Bereich der offenen Kommunikation erreicht.

UCA2 bietet sowohl die 7-Layer- als auch die 3-Layer-Architekturen. Daneben wird auch TCP/IP unterstützt. Die 3-Layer-Lösungen mit ADLC (Asynchronous Data Link Control, eine Variante von HDLC) ist besonders für Funkanwendungen und einfachste RS 232-Verbindungen geeignet.

Durch die Verknüpfung dieser LAN- und WAN-Möglichkeiten mit entsprechenden Routern lassen sich flächendeckende, offen vernetzte Kommunikationsstrukturen aufbauen. Die Architektur ist auch in einem anderen Sinne „offen“. Im Zuge der Verbreitung weiterer Netze wie zum Beispiel ISDN und ATM

ist daran gedacht, diese und andere zukünftigen Lösungen ebenfalls in die UCA-Spezifikation aufzunehmen.

	Full 7 CO	WAN 7 CL	Modified 7 CO	Reduced Stack CO	Reduced Stack CL	LAN- Based FAIS	LAN- Based ** Ethernet	TCP/IP RFC 1006	TCP/IP RFC 1070	TCP/IP RFC 1240
Application	MMS ACSE	MMS CL-ACSE	MMS ACSE	MMS ACSE	MMS CL-ACSE	MMS	MMS ACSE	MMS ACSE	MMS ACSE	MMS CL-ACSE
Presentation	Presenta- tion	CL Pres.	FastByte Pres.					Presenta- tion	Presenta- tion	CL Pres.
Session	Session	CL- Session	FastByte Session					Session	Session	CL- Session
Transport	TP4	CLTP	TP4					TP0 TCP	TP4 CLNP UDP	UDP
Network	CLNP	CLNP	CLNP			Auxiliary		IP	IP	IP
MAC Data Link	LLC1 ADLC FT3 or UCA 1	LLC1 ADLC FT3 or UCA 1	LLC1 ADLC FT3 or UCA 1	LLC1 ADLC FT3	LLC1 ADLC FT3 or Ethernet	LLC3 802.4 Token Ring	LLC3 ADLC FT3* over Ethernet	Ethernet SLIP, PPP (typical)	Ethernet SLIP, PPP (typical)	Ethernet SLIP, PPP (typical)
	7 Layer			3 Layer			TCP/IP			

Bild 5 - UCA/DAIS-Kommunikationsarchitektur

In Bild 6 sind die drei möglichen Anwendungen von TCP/IP dargestellt. Die linke und mittlere Lösung erlauben den unveränderten Einsatz der oberen Schichten (Session, Presentation und Application). Da in UCA2 ohnehin mit MMS eine in diesem Sinne recht „hohe“ gemeinsame Schicht definiert ist, sind bis auf die unterschiedliche Qualität der Verbindungen, keine Einbußen zu erwarten. Wegen der fehlenden Verbindungsüberwachung von TCP kann es vorkommen, daß im entscheidenden Moment, wenn wichtige Daten übertragen werden müssen, die Verbindung nicht mehr existiert – die Verbindung kann schon einige Zeit unterbrochen sein, ohne daß es die Applikation gemerkt hat. Die Anwendung muß dafür sorgen, daß in kurzen Abständen vereinbarte Telegramme ausgetauscht werden, um den Ausfall frühzeitig in der Applikation festzustellen.

Connection Mode Profile	Connection Mode Profile	Connectionless Mode Profile
OSI Upper Layers	OSI Upper Layers	OSI CL Upper
RFC 1006	OSI TP4	RFC 1240
TCP	CLNP	UDP
IP	RFC 1070	IP
	UDP	
	IP	

Bild 6 – Einbindung von TCP/IP

Eine andere Frage ist an dieser Stelle noch zu erörtern. Ist das Preis-/Leistungs(Qualitäts)Verhältnis von TCP/IP im Vergleich zu einem ISO/OSI-Stack wirklich so günstig, wie es häufig dargestellt wird? Sicher ist TCP/IP in der UNIX- und PC-Welt weit verbreitet – meist ist es auch noch kostenlos verfügbar. Aber wie sieht es mit der Qualität (beispielsweise reservierte Bandbreite, garantierte Antwortzeiten, Überwachung) der Verbindungen aus? Wenn TCP/IP für „etwas“ kritischere Anwendungen eine akzeptable Qualität bieten würde, dann bräuhete man natürlich kaum eine ISO/OSI-Standard-Kommunikation. Oder dann bräuhete man auch keine enormen Anstrengungen zu unternehmen, eine bessere TCP/IP-Version – die Version 6 –, die ebenfalls eine angemessene Qualität bietet, einzuführen. Mindestens ein Problem steht der allgemeinen Einführung immer noch im Wege: das Internet kann nicht einfach auf die neue Version umgeschaltet werden.

Zum anderen gibt es mittlerweile Kommunikationslösungen mit wesentlich besserer Qualität. Die ATM-Technik ist sicher eine ernstzunehmende Ergänzung zu TCP/IP. Zumindest wird TCP/IP ohne radikale Veränderungen nicht weit ins neue Jahrtausend Bestand haben. Schon der viel zu enge

Adressraum wird in wenigen Jahren das Ganze in Bedrängnis bringen. Wenn die verfügbaren „billigen“ TCP/IP-Lösungen in vielen Fällen nicht die erforderliche Qualität bieten können, dann ist das Nachdenken über die verfügbaren ISO/OSI-Lösungen sicher angebracht – die sind vermutlich auch nicht teurer als eine Lösung, die es im TCP/IP-Umfeld noch nicht gibt.

Es spielt noch eine weitere Überlegung eine Rolle. Wenn wir in der Automatisierung von TCP/IP sprechen, dann müssen wir die schier unendliche Zahl der kleinen – aber intelligenten – Geräte, die Feldgeräte, die alles andere als ein PC sind, berücksichtigen. Für diese Geräte kommen integrierte Lösungen (embedded Systems) zum Einsatz. Dafür sind – im Gegensatz zur PC-Welt – teure TCP/IP-Softwarelizenzen zu bezahlen. Die wenigen PCs, die mit kostenloser TCP/IP-Software beispielsweise in einer Station eingesetzt werden, lassen den angenommenen Kostenvorteil zusammenschmelzen.

Da die im absoluten Sinne wichtigsten Festlegungen sowohl bei IEC 61850 als auch bei UCA2 unabhängig vom unterlagerten Netz sind, sollte die Frage des Netzes und der Protokollsoftware der Ebenen bis einschließlich Ebene 4 (Transport) nur soviel wie unbedingt notwendig behandelt werden. In zwei oder drei Jahren werden wir sicher neue – bisher nicht bekannte – Kommunikationslösungen vorfinden.

Durch die UCA2- und IEC 61850-Architektur ist zweierlei erreicht:

- die Anwendungen, die auf CASM/GOMSFE und den entsprechenden Festlegungen in 61850 aufbauen, sind unabhängig vom unterlagerten Kommunikationssystem und
- die Kommunikationssysteme sind unabhängig von der Anwendung, für die sie gerade den Datenaustausch ermöglichen.

In Bild 7 ist ein Netz dargestellt, in dem die UCA-Funktionen für eine Reihe unterschiedlicher Anwendungen eingesetzt werden. Durch die Auswahl von Lösungen aus dem Mainstream der Informations- und Kommunikationslösungen wie beispielsweise TCP/IP, Ethernet, MMS und Objektorientierung (CORBA, UML) lassen sich skalierbare Systeme aufbauen. Diese Systeme erlauben die **Integration von Unternehmens-Informations- und Kommunikationstechnik mit Automatisierungssystemen.**

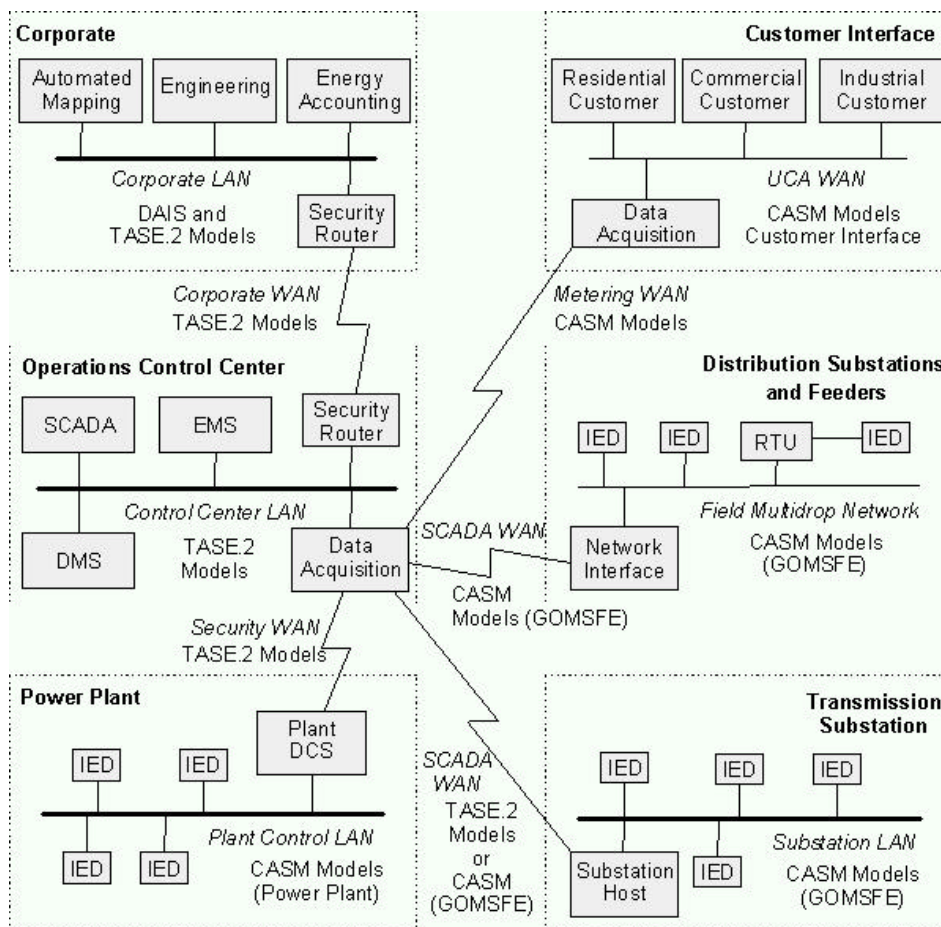


Bild 7 – UCA-Kommunikations-Anwendungsbeispiel

Die weit verbreitete Ethernet-Technologie wird in Zukunft bis in die Stationsleittechnik vordringen. Im Rahmen der AEP-Substation-Initiative werden 10/100 Mbit/s Ethernet-Lösungen (mit/ohne Switches) eingesetzt.

Je nach Anforderungen werden zukünftig unterschiedliche Netze (vom Feldbus bis zu ATM) eingesetzt. Dies hat allerdings keinen Einfluß auf die Funktionalität, die in MMS, CASM/TASE.2 und den Objektfestlegungen (GOMSFE/TASE.2) definiert sind.

Bild 8 faßt die wesentlichen Eigenschaften von vier bekannten Lösungen hinsichtlich der Datenmodellierung zusammen. Wesentlicher Unterschied zwischen IEC 870-5-101 und TASE.1 (auf ELCOM90 basierender IEC Standard 60870-6 TASE.1) auf der einen und TASE.2 und UCA2 (Utility Communication Architecture, siehe unten) auf der anderen Seite ist die große Flexibilität und die Funktionalität von TASE.2 und UCA2.

Eigenschaften	870-5-101	TASE.1	UCA2 TASE.2	UCA2 CASM/GOMSFE
Anwendungsdaten und Kodierung	Ja	Ja	Ja	Ja
Datenmodelle und Funktionen	beschränkt und fix		sehr flexibel	
allgemeine und spezielle Datenstrukturen/Funktionen	gering	gering	viele	sehr viele
Datenstrukturen für Gerätemodelle und Gerätemodelle	Nein	Nein	Nein	umfangreiche

Bild 8 - Zusammengefaßter Vergleich

Die TASE.1 hat bislang keinerlei Bedeutung am Markt erlangt. Es existiert nur ein Prototyp.

4 Zusammenarbeit zwischen IEC TC 57 WG 10, 11 und 12 mit UCA2

Durch eine enge personelle Zusammenarbeit der IEC- und UCA2-Arbeitsgruppen war gewährleistet, daß der Informationsaustausch zwischen den verschiedenen Gruppen stets schnell und effizient durchgeführt werden konnte. Nachdem die Lernkurve auf beiden Seiten durchlaufen war, hat die Arbeit am gleichen Thema in die gleiche Richtung zu den Anfang 1999 veröffentlichten IEC Committee Drafts der Normenreihe IEC 61850 geführt. Die Gegenüberstellung in Bild 9 zeigt, welche Teile von UCA2 CASM und GOMSFE mit welchen Teilen der kommenden Norm 61850 korrelierieren.

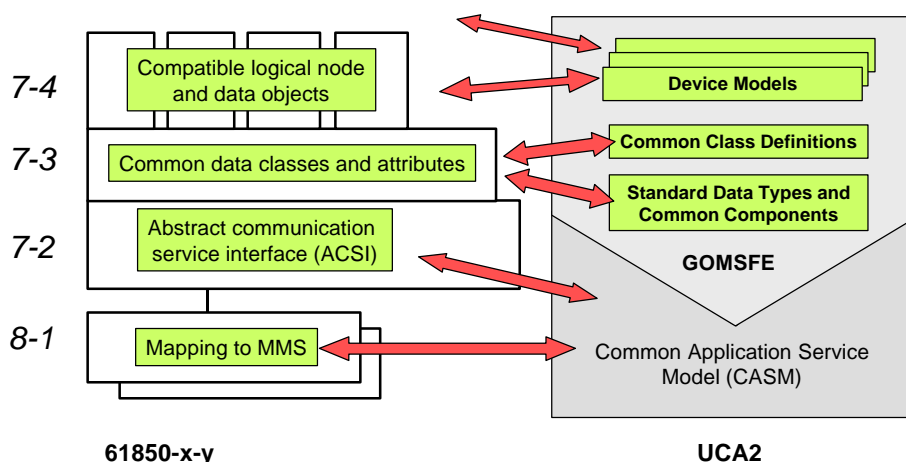


Bild 9 – Gegenüberstellung IEC 61850 / UCA2

Die Device-Modelle von GOMSFE gehen etwas über die in IEC 61850-7-4 definierten hinaus. Die amerikanischen Hersteller von Feldgeräten gehen davon aus, daß ein Großteil der typischen Geräte einheitliche Funktionen und Daten besitzt. Deswegen werden die entsprechenden Gerätemodelle auch von den Experten der jeweiligen Gerätegruppe spezifiziert. Die übrigen Inhalte von 61850-7-4 entsprechen im wesentlichen den GOMSFE-Festlegungen. In 61850-7-4 wurden andererseits auch einige über GOMSFE hinausgehende Daten festgelegt.

Die übrigen Teile entsprechen sich bis auf einige Details; so geht IEC 61850 an einigen Stellen funktional noch über CASM hinaus. Zum Beispiel wird bei UCA2 bisher nur ein Bus, der Stationsbus, betrachtet. Der Teil 61850-7-2 (ACSI) bietet auch Funktionen für den Prozeßbus, wie er von der IEC TC 57 WG 12 definiert wird. Die Abbildung auf MMS, die bei CASM integraler Bestandteil ist, wird bei IEC getrennt behandelt (IEC 61850-8-1). Der Grund ist einfach dieser: Bei IEC wird neben der Abbildung auf MMS beispielsweise auch die Abbildung auf den PROFIBUS (FMS) als auch eine Abbildung auf IEC 60870-5 betrachtet.

Oben wurde bei der Vorstellung von GOMSFE auf die Objektorientierung von CASM/GOMSFE hingewiesen. Die objektorientierten Beschreibungsmethoden werden bei der weiteren Bearbeitung der IEC 61850-Papiere noch viel konsequenter als bei UCA2 angewendet. Es wurde bereits beschlossen, daß die nächste Version von IEC 61850 weitgehend mit der Methode „UML“ (Unified Modelling Language) beschrieben werden soll. Bei den jetzt veröffentlichten Committee Drafts zu 61850-7-1, 7-2, 7-3, und 7-4 wurde auf diese standardisierte formale Beschreibungsmethode lediglich aus Zeitmangel verzichtet.

Ein ganz aktuelles Beispiel für ein neues GOMSFE-Gerätemodelle ist die Definition eines Gerätemodells für Power-Quality-Monitoring-Devices. Das diskutierte Modell umfaßt etwa 100 einfache und komplexere Datenstrukturen, wie sie in IEEE 1159 (Recommended Practice on Monitoring Power Quality) definiert sind. Es ist davon auszugehen, daß weitere Gerätemodelle definiert werden. Weil die Gerätemodelle unabhängig von der Kommunikation sind, können neue Modelle hinzugefügt werden, ohne die Kommunikation gleich mit zu verändern. Andererseits lassen sich unterschiedliche Kommunikationssysteme für ein und dasselbe Gerätemodell nutzen – je nachdem, welche Anforderungen bezüglich Geschwindigkeit, Ausdehnung und Übertragungsqualität gefordert sind.

5 Normung und Skalierbarkeit

Normen – besonders Normen von offenen Kommunikationssystemen – haben häufig den Beigeschmack, daß sie zu umfangreich, zu schwerfällig und zu teuer seien. In der Vergangenheit wurden Standards oft so verstanden, als ob alle Möglichkeiten, die ein Standard bietet, auch implementiert und angewendet werden müßten. Warum verstehen wir unter Standard immer noch den „maximal möglichen Lieferumfang“? Unsere Erfahrung müßte uns eigentlich eine andere Sichtweise vermitteln.

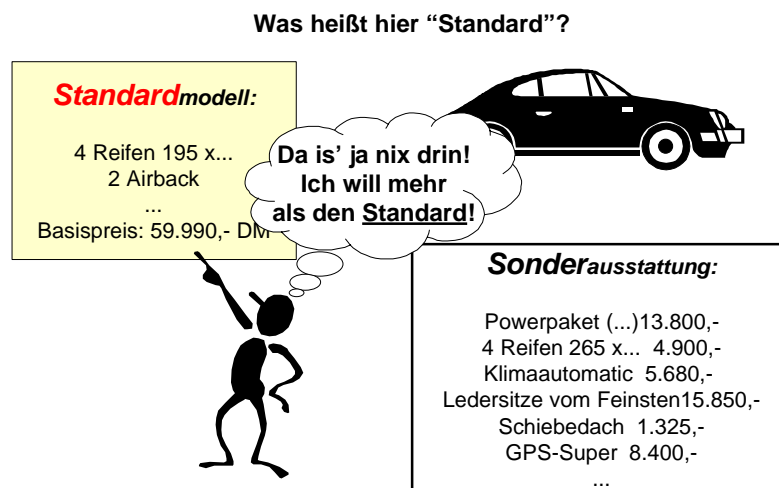


Bild 10 – Was ist ein Standard?

In Bild 10 ist die Erfahrung beim Kaufen eines Autos dargestellt. In aller Regel wird das „Standard-Angebot“ ein bißchen Blech und noch so ein paar Einzelteile umfassen. Ein Auto mit einem solchen Standard – der natürlich relativ billig ist – findet kaum das Interesse der Käufer. Zum Standard kommt noch einiges Zubehör dazu. Daß ein voll ausgebautes Auto mehr kostet, als das Standard-Modell, ist jedem verständlich.

Warum soll aber ausgerechnet ein Produkt nach einem IEC- oder ISO-**Standard**, der beispielsweise das Zusammenwirken zweier Geräte beschreibt, alle Modelle, Services, Attribute, Parameter und Objekte des Standards umfassen? Es gibt auch „Standard“-Standardprodukte, wie es auch Standard-Autoausstattungen gibt. Die Lösungen wie UCA2 und IEC 61850 sind genauso skalierbar wie Autos. Wahrscheinlich ist das nur eine Frage der Zeit, bis die Standards so verstanden werden. Bei genauem Hinschauen wird deutlich, daß die heute vorhandenen Lösungen sehr skalierbar sind.

Eine verfügbare UCA2-konforme Kommunikationssoftware für embedded systems hat für einen mittleren Funktionsumfang folgenden Softwareaufwand:

Component	Size
OSI Lower Layers	32K
Upper Layers and MMS	32K
CASM	13K
GOMSFE Model, Integration	2-5K
Total	79-82K

6 Die AEP Substation Initiative

Unter der Federführung von American Electric Power, dem größten Energieversorger in den USA, wurde vor zwei Jahren die Initiative zur Begleitung der Spezifikation der UCA2-Substation-Lösung gegründet. Mittlerweile sind 15 Versorgungsunternehmen direkt und mehr als zehn weitere Unternehmen mehr oder weniger direkt an der Initiative beteiligt. Das OCIS-Projekt, das während dieser Veranstaltung vorgestellt wird, ist als ein assoziiertes AEP-Projekt zu verstehen. Der Schwerpunkt bei OCIS liegt zwar bei den IEC-Festlegungen. Da IEC 61850 und UCA2 zu einem einzigen Standard führen werden, ist das OCIS-Projekt im Prinzip auch ein AEP-Projekt.

14 der beteiligten US-Unternehmen machen einen Umsatz von \$57.5 Billion; sie stellen damit 31.1 % des US-Marktes dar. Sie repräsentieren 11.744 Stationen, 23.800.000 Zähler und 118.321 Meilen Hochspannungsleitungen.

Die beteiligten Versorgungsunternehmen sind:

EVU	
American Electric Power (AEP)	Columbus, OH
Baltimore Gas & Electric	Baltimore, MD
Boston Edison Company	Boston, MA
Cinergy	Plainfield, IN
Commonwealth Edison	Chicago, IL
Duke Power Company	Charlotte, NC
Florida Power Corporation	Maitland, FL
GPU Energy	Reading, PA
Indianapolis Power & Light	Indianapolis, IN
Northern States Power	Minneapolis, MN
NUON – TB	The Netherlands
Ontario Hydro	Toronto, Ontario
Southern California Edison	Irwindale, CA
Tampa Electric Company	Tampa, FL
Tennessee Valley Authority	Chattanooga, TN

In Kontakt mit der Initiative sind (zum Teil auch internationale) EVUs:

AEPCO, Entergy, ENED, ENEL, VEW, ATEL, TriState, ESKOM, CFE, PEPCO, BCH

Die folgenden Hersteller von Stationsausrüstungen, die in den Projekten involviert sind, sind:

Company	Address
Harris Corporation	Calgary, Alberta
General Electric Company	Malvern, PA
Tasnet, Inc.	Pinellas Park
ABB Power Automation & Protection Div.	Allentown, PA
Alstom	Hawthorne, NY
Basler Electric Company	Highland, IL
AEG Schneider Automation	North Andover, MA
Siemens Energy and Automation, Inc.	Brookland Park, MN
Bitronics, Inc.	Lehigh Valley, PA
Cooper Industries, Power Systems Division	Ranksville, WI
Landis & Gyr	San Jose, CA
Doble Engineering Co.	Watertown, MA
Beckwith Electric	Largo, FL
REPS, Inc.	Clearwater, FL 34616
Dranetz/BMI/Electritech	Knoxville, TN 37923

Nach anfänglichen Vorstellungen, die Projekte schwerpunktmäßig unter dem Gesichtspunkt von Pilotprojekten zu betrachten, hat in 1998 eine Trendwende stattgefunden. Viele Anwender und Hersteller versuchen jetzt, das zweistufige Vorgehen, zunächst Pilotanwendungen zu realisieren und später in reale Anwendungen zu gehen, zu verkürzen. Weil nämlich die UCA2-Spezifikation relativ stabil ist und es wenig sinnvoll ist, erst einen aufwendigen Prototyp (mit einem an bisherige Geräte vorgeschalteten Gateway) und danach eine integrierte Lösung zu realisieren. Deshalb sind einige Hersteller dabei, UCA2 unmittelbar in ihre Produkte zu implementieren, bei denen die Kommunikation in das System integriert wird.

Das hat eine wesentliche Auswirkung auf die geplanten Projekte. Die Fertigstellungstermine der Pilotanlagen verschieben sich entsprechend nach hinten. Das Projekt ist so realisiert, daß jeweils ein Hersteller mit einigen Anwendern zusammenarbeitet. Die folgende Tabelle zeigt die einzelnen Gruppen.

Vendor	Utilities
GE/Multilin (Relay)	IP&L, AEP, OH, ComED, Cinergy, BG&E, TE, GPU
Basler	AEP, NSP, TE, BG&E
Cooper	AEP, NSP, IP&L, BG&E
GEC	ComEd, NUON, BE, BG&E
Beckwith	FPC, Cinergy, TE, NSP, GPU, IP&L, BG&E
Tasnet	BE, ComEd, BG&E
SEL	OH, NSP, TE, IP&L, BG&E, FPC, Duke, TVA, Entergy
GE/Harris	TE, OH, Cinergy, IP&L, FPC, Ameren, Entergy
Siemens(Relays)	OH, NUON
Siemens(HMI)	NSP, OH, NUON
Bitronics	NSP, BG&E, BE, Ameren, AEP
ABB	Cinergy, TU, SCE, BE, GPU, BG&E, NSP, Duke, TVA
L&G	TVA, BG&E
Doble	GPU, BG&E, ComED, FPC
Dranetz/BMI	NSP, SCE, TVA, BG& E
Modicon/Square D	NSP, TVA, BG&E, OH
GE (HMI)	GPU, BG&E, NSP, ComED, IP&L, BE

Zur Zeit sind, wie in der folgenden Liste dargestellt, 12 Anlagen geplant.

Utility	Application	Date
BE	Distribution	February, 1999
AEP	INEZ Project	April, 1999
TVA	Lab Staging	May, 1999
AEP	Distribution	June, 1999
AEP	Transmission	June, 1999
NSP	Transmission	June, 1999
ComED	Lab Staging	2Q 99
Duke Power	Transmission	TBD 1999
GPU	Distribution	TBD 1999
NSP	Distribution	TBD 1999
OH	Transmission	TBD 1999
SCE	Lab Staging	TBD 1999

In 1999 sollen die Anlagen in Betrieb gehen. Wegen der Vielzahl der gleichzeitig anzuwendenden neuen Technologien (z.B. LAN, WAN-Übergang, PCs, Windows, Objektmodellierung, SPSen, MMS und offene Funktionen) ist davon auszugehen, daß wahrscheinlich die nächsten 2 Jahre noch benötigt werden, um eine stabile Produktbasis zu erreichen. Damit würde die Normung von IEC 61850 und die Realisierung von normkonformen Produkten im Gleichschritt laufen. Das heißt, mit der voraussichtlichen Veröffentlichung des Standards würden eine Reihe von konformen Produkten zur Verfügung stehen.

Weitere Details sind im Rahmen des von VEW, ABB, Alstom, Siemens, FGH und SCC durchgeführten Pilotprojekts verfügbar.

7 Projekt: City Public Service (CPS) of San Antonio

Das bisher größte UCA2-Projekt wird unter der Leitung von „City Public Service of San Antonio (CPS)“ realisiert. Bei diesem Projekt werden UCA2-konforme Produkte für die Realisierung der Automatisierung eines Verteilnetzes eingesetzt. Das Projekt hat den Namen „Distribution Automation Pilot Project (DAPP)“. Ziel des Projektes ist, den Einsatz der UCA2-Technologie in einem weit verteilten Versorgungsnetz zu erproben.

Die wesentlichen Aufgaben umfassen:

- Überwachung und Steuerung von zwei 13 kV Einspeisungen,
- automatisches Lesen von Zählern,
- Lastkontrolle,
- weitere Funktionen im Zusammenhang mit den Haushaltskunden.

Es werden zusammen 200 Haushaltskunden und weiteren 20 Industriekunden an das Netz angeschlossen.

UCA2 wird verwendet, um zwischen dem SCADA System und allen Geräten (IED – Intelligent Devices) zu kommunizieren. Das DAPP System umfaßt folgendes:

SCADA-System (Master)

- Ein Siemens SCADA System überwacht und steuert die Stationen über eine Fernwirkverbindung (RTU – Remote Terminal Unit). Weiterhin werden alle Geräte an der Einspeisung überwacht und gesteuert. Hier wird das gesamte Verteilnetz dargestellt. Von hier aus wird die Spannungsregelung durchgeführt, es werden Informationen für die Fehleranalyse und Unterstützung bei der Rekonfiguration des Systems bereitgestellt.

Ausrüstung der Stationen

- Je ein US Power RTU befindet sich in den zwei Stationen Kirby und St. Hedwig.
- ebenfalls befinden sich je ein Trafo-Stufenschalter in den zwei Umspannwerken.

Ausrüstung für die Verteilungsautomatisierung

- Automatisierte Lastschalter von Kearny mit QEI-Steuerungen,
- Automatisierte Lastschalter von G&W mit Dacscan-Steuerungen
- Spannungsregler von Siemens
- Kondensatorbatterie mit einer Steuerung von QEI
- Kurzunterbrechungseinrichtung

SCADA/DA Kommunikation

- Kommunikationswege zwischen dem SCADA System und den zwei Pilotumspannwerken werden über CPS's 500 km langes Fiber Optik Backbone Netzwerk realisiert.
- Der Backbone formt eine Ringkonfiguration zwischen den Umspannwerken und die Automatisierungsgeräten.
- H&L Instruments liefert die optischen Sender-Empfänger für die Ein- und Auskopplung der Signale.

Kundenschnittstelle

- Schnittstellen sind über Funkverbindungen angeschlossen.

UCA Profile, CASM und GOMSFE Implementierungen

Tamarack und Sisco liefern allen Steuerungsherstellern und dem SCADA-Systemhersteller die UCA2-Software. Diese Software umfaßt:

- 3-Layer-Architektur für alle eingesetzten IEDs,
- 7-Layer-Protokolle für alle RTUs,
- Common Application Services Model (CASM),
- Geräteobjektmodelle entsprechend „Generic Object Model for Substation and Field Equipment (GOMSFE)“

City Public Service of San Antonio Distribution Automation Pilot Project (DAPP)

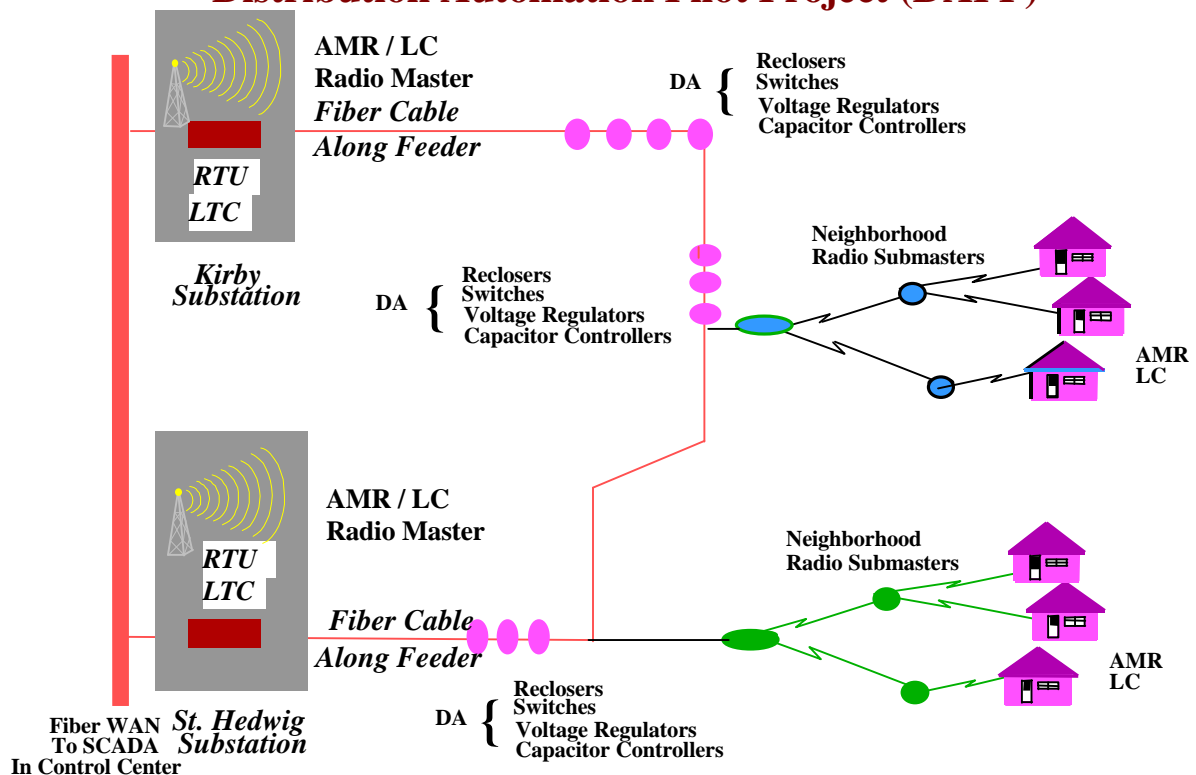


Bild 11: CPS Project

UCA Version 2 hat signifikante Vorteile gegenüber typischen herstellerspezifischen Protokollen. Einer der Hauptvorteile für CPS ist, dass Feldgeräte, die UCA verwenden, selbstbeschreibend sind. Das heißt, sobald ein neues Gerät mit dem System verbunden ist, wird es aufgefordert, sich zu identifizieren und eine Liste aller Daten (eine Teilmenge der theoretischen Maximaldaten für dieses Gerät) zu liefern, die es bietet. Jedes Prozedurdatum hat einen eindeutigen, vordefinierten Namen, so daß der Client genau weiß, um welches Gerät es sich handelt. Selbst wenn das Gerät von einem anderen Hersteller kommt oder eine andere Teilmenge von Daten hat, als ähnliche Geräte, kann der Client dieses erkennen und es entsprechend berücksichtigen.

CPS ist dabei, UCA2-konforme Leistungsschalter systemweit (etwa 200 pro Jahr) zu implementieren. Mit dieser selbstbeschreibenden Fähigkeit der Geräte wird der Installations- und Inbetriebnahme-prozeß bedeutend leichter und weniger fehleranfällig sein.

Das CPS-Projekt ist maßgeblich an der Entwicklung von UCA2 beteiligt gewesen.

Ende Januar 1999 hatten alle Geräte – bis auf eines – den Factory Acceptance Test (FAT) bestanden, der von CPS durchgeführt wurde.

8 TASE.2 als Teil der Utility Communication Architecture Version 2

In den USA haben 1992 Energieversorgungsunternehmen und Hersteller von Automatisierungssystemen zusammen mit dem *Electric Power Research Institute* (EPRI, Palo Alto) das Projekt *Utility Communication Architecture* (UCA) begonnen. Ziel ist die standardisierte Vernetzung aller Komponenten wie Leitstellen, Energie Management Systeme (EMS), Schaltanlagen Transport sowie Verteilung von Energie. Schnittstellen zum Kunden und die Integration in die unternehmensweite Datenverarbeitung werden ebenfalls betrachtet. Mittlerweile sind standardisierte Lösungen für die Kommunikations- und Informationstechnik von ISO, IEC und IEEE ausgewählt und in UCA festgeschrieben worden. Für über die bisher vorhandenen Standards hinausgehende Festlegungen (wie die in diesem Beitrag beschriebene IEC 61870-6 TASE.2) sind vom IEC TC 57 in enger Abstimmung mit UCA erste Standards veröffentlicht worden. Die TASE.2 (Telecontrol Application Service Element Number 2) ist Teil von UCA. Die funktionellen Bereiche umfassen Kundenschnittstelle, Verteilung, Übertragung, Kraftwerk, Netzleitstelle und Unternehmens-Informationssysteme (Bild 12).

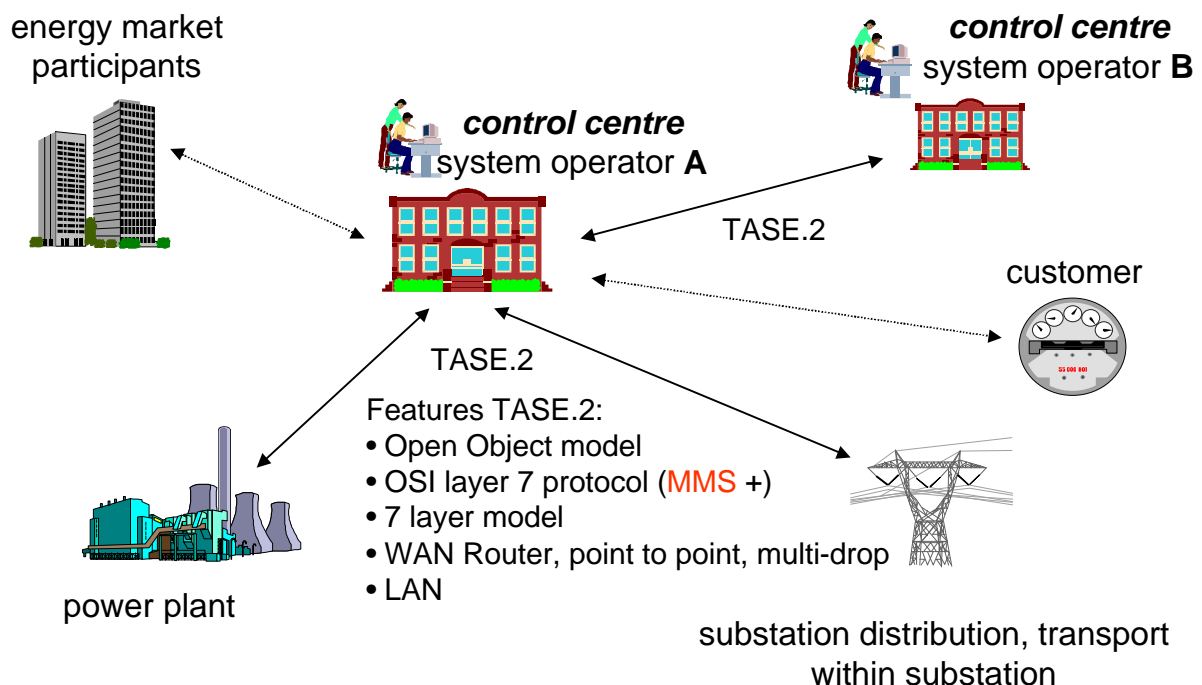


Bild 12 - Anwendungsbereich von UCA

Es gibt weitere UCA2-Projekte, die zum Teil schon abgeschlossen sind. So wurde die Funk-Technologie bereits vor drei Jahren ausführlich erprobt. Desweiteren wurden umfangreiche analytische und praktische Untersuchungen zur Tauglichkeit der Ethernet-Technologie durchgeführt.

9 UCA2-konforme Produkte für Stationsautomatisierung

Status: 10.12.98.

Die Liste deckt die TASE.2-Produkte nicht mit ab.

Bemerkung: Die hier aufgelisteten Informationen sind weder vollständig noch leiten sich daraus Ansprüche irgendwelcher Art ab. Für detaillierte Informationen zur Verfügbarkeit und Konformität mit der USA2-Spezifikation sind die aufgelisteten Hersteller direkt anzusprechen.

Product	Vendor	Available
Dist/Tran/Gen Relays (2000R Platform)	ABB Power T&D	12/98
BE1-BPR (Breaker Protection Relay)	Basler Electric	12/98
Hubs/Switches/Routers	XYLAN	9/98
LTC	Beckwith	7/98
Power Quality	Dranetz/BMI/Electrotek	3/98
Quantum PLC	Modicon/Square D/Group Schneider	8/97
(RTU) 5700 Supervision	Telegyr Systems (L&G)	10/98
Network Transducer	Bitronics	12/98
Edison Pro 100 (Distribution Relay)	Cooper Power	8/98
F30 (Distribution Relay)	GE/Multilin	8/98
K – Series Relay	Alstom (GEC)	12/98
Substation Master	GE Harris	1Q/99
Meter	Power Measurement	9/97
300 Series Relays	SEL	2Q/99
Master Station (PCC)	Siemens	3Q/98
Gateway/NIM	Tasnet	3Q/98
UCA 2.0/MMS/ Stack Software	SISCO	6/98
UCA 2.0/MMS/ Stack Software	Tamarack	6/98
UCA 2.0/MMS/ Stack Software	Cycle Software	6/98
Open Access Gateway	Cegelec ESCA Corp.	Now
MMS Clock/UCAP (RTU Server/ Concentrator and Interface)	DSA	Now

10 Resümee und Ausblick

Bei der Durchführung der verschiedenen Pilotprojekte in Nordamerika und in Europa ist heute schon deutlich geworden, daß bei der Realisierung solch komplexer Systeme (neue Kommunikationssysteme, Betrachtung von Standard-Anwendungen, verschiedene Anwendungsgebiete) eine Vielzahl recht unterschiedlicher Komponenten (Hard- und Software) reibungslos zusammenwirken müssen.

Von den zu bewältigenden Aufgaben haben die meisten nur wenig mit dem in Bearbeitung befindlichen Standard zu tun. So ist zum Beispiel die gesamte Softwareumgebung, in dem das Zusammenwirken stattfindet, unabhängig vom Standard. Die Optimierung der Software-Implementierungsarchitektur ist wesentlich wichtiger, als ein Bit bei der Kodierung auf der Leitung zu sparen. Warteschlangen in Sende- und Empfangswarteschlangen können die „Echtzeitfähigkeit“ viel mehr beeinflussen als das Standard-Protokoll nach UCA oder IEC 61850. Es zeigt sich schon jetzt, daß Implementierungen optimal in Geräte integriert werden können. An dieser Stelle ist noch anzumerken, daß der bloße Vergleich der Datenraten und der unterstützten Dienste und Modelle nur eine vernachlässigbare Aussage über die Effizienz und die Kosten macht.

Mit der Trennung der Kommunikation im engeren Sinne von der Definition von Geräten und deren Daten, ist ein wesentlicher Fortschritt in der Standardisierung beim IEC TC 57 erreicht worden. In Zukunft können sich die Anwendungs-Experten auf die anwendungsrelevanten Aspekte konzentrieren. Es werden sich in Zukunft die Lösungen durchsetzen, die dem Main-Stream der technischen Entwicklung folgen. Dazu zählen im weitesten Sinne die neuen Möglichkeiten der Informationsbereitstellung, -verteilung und -verarbeitung wie sie vor allem im Umfeld der Webtechnologie entstehen und entstanden sind.

Es wird im allgemeinen zukünftig weniger die Aufgabe sein, die technischen Abläufe zu verbessern, als vielmehr zu fragen, wie können die verfügbaren und zu erwartenden Prozeßdaten mehr als bisher den unternehmerischen Zielen dienen. Es läßt sich so wie in [11] ausdrücken: „Trotz der in den vergangenen Jahren deutlich verbesserten Leistungsfähigkeit der IT-Systeme scheinen die Bedürfnisse der Anwender nach wie vor unbefriedigend unterstützt zu werden. Die Lösungen der DV-Experten

sind oftmals vorschnell auf die Abbildung bestehender Strukturen bedacht. Die Automatisierung bestehender Prozesse mit Hilfe der Informationstechnologien ähnelt dem Versuch, einen Trampelpfad zu asphaltieren. Die Automatisierung birgt die Gefahr, die falschen Dinge effizienter zu erledigen“. Unter dem Motto „Die Veränderung ist die Konstante, die Rate ist die Variable“, das die derzeitigen Umbrüche charakterisiert, ist zu erwarten, daß in Zukunft mehr denn je die richtigen Dinge automatisiert werden.

Die Anwendung der objektorientierten Beschreibungsmethode UML wird helfen, den Standard noch verständlicher und präziser zu definieren. Außerdem wird damit die Integration der Automatisierung in die allgemeine Informationstechnik erleichtert.

Durch den Beschluß von IEC und IEEE, einen gemeinsamen Standard herauszugeben (IEC 61850), der die Anforderungen des europäischen und des nordamerikanischen Marktes erfüllt, ist gewährleistet, daß im Jahre 1999 ein globaler Konsens bezüglich des Standard erreicht wird. Da die jetzigen Entwürfe von IEC 61850 dies bereits berücksichtigen und die Papiere gemeinsam erarbeitet wurden, können entsprechende Produkte nach diesen Entwürfen jetzt schon realisiert werden.

11 Weiterführende Informationen und Literaturhinweise

<http://www.livedata.com>

<http://www.sisconet.com>

<http://www.tamarack.com>

<http://www.scc-online.de>

http://www.epfl.ch/MMS/mms_main.htm

- [1] *Raven, M. von:* Der Wandel des globalen Automatisierungsmarktes – Herausforderung für alle, Automatisierungstechnische Praxis, atp, 39 (1997) H. 6, S. 15-20.
- [2] *Schwarz, K.:* Versorgungsunternehmen setzen auf offene Kommunikationsplattformen 11/95, atp - Automatisierungstechnische Praxis 37 (1995) H. 11, S. 32-39
- [3] *Becker, G.; Gärtner, W.; Kimpel, T.; Link, V.; März, W.; Schmitz, W.; Schwarz, K.:* Offene Kommunikationsplattformen für die Leittechnik nach IEC 870-6 am Beispiel der Netzleittechnik, etz-Report 28, VDE-Verlag Berlin, 1998
- [4] *Arnold, M.; Epple, U.; Polke, M.:* Unternehmensweiter Zugriff auf Prozeßinformationen mit dem „PLT-Internet“, Automatisierungstechnische Praxis, atp, 39 (1997) H. 1, S. 24-32.
- [5] *Schmoll, Jürgen:* Wird OLE for Process Control (OPC) ein neuer Industriestandard?, Automatisierungstechnische Praxis, atp, 39 (1997) H. 5, S. 11-17.
- [6] *Ericsson, G.; Anders, J.:* Examination of ELCOM-90, TASE.1, and ICCP/TASE.2 for Inter-Control Center Communication, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 2, April 1997, page 607-615
- [7] Telecontrol equipment and systems - Part 6: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations - Section 503: Services and Protocol (ICCP Part 1) IEC 60870-6-503, 1997
- [8] Telecontrol equipment and systems - Part 6: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations - Section 802: Object Models (ICCP Part 4) IEC 60870-6-802, 1997
- [9] *März, W.; Schwarz, K.:* Powerful and open communication platforms for the operation of interconnected networks, ETG-Tage / IEEE PES Summer Meeting 1997, Proceedings, Berlin.
- [10] *Baumann, R.:* Das Projekt PIA – System für den schweizerischen Verbundbetrieb, VEÖ Informationsveranstaltung „Protokolle für die Leitstellenkopplung“, 9.10.1997, Tagungsband, Wien.
- [11] *Hermann Kühnle; Karl-Heinz Sternemann; Karl Harz:* Herausforderung Geschäftsprozesse – Den Wandel organisatorisch und technisch gestalten. Logis-Verlag, Stuttgart, 1998