



# Effiziente Energie-Automatisierung mit dem Standard IEC 61850 Anwendungsbeispiele

Energy Automation

Answers for energy.

**SIEMENS**

## Effiziente Energie-Automatisierung mit dem Standard IEC 61850

Meet the standard  
**IEC 61850**



Die Norm IEC 61850 ist in Zusammenarbeit mit Herstellern und Anwendern definiert worden, um Schutztechnik, Kommunikation und Steuerung von Schaltanlagen auf eine einheitliche, zukunftssichere Basis zu stellen. In dieser Broschüre stellen wir Ihnen Anwendungsbeispiele und ausgeführte Anlagen mit dem neuen Kommunikationsstandard IEC 61850 vor. IEC 61850 hat sich als Kommunikationsstandard im Markt der Automatisierung von Schaltanlagen weltweit hervorragend etabliert.

Die wesentlichen Pluspunkte sind:

- **Einfache Anlagenstruktur:** endlich Schluss mit Schnittstellenproblemen. Protokollwirrwarr und Integrationsprobleme gehören mit IEC 61850-Lösungen der Vergangenheit an.
- **Alles wird einfacher:** vom Engineering bis zur Implementierung, vom Betrieb bis zum Service. Sparen Sie Zeit und Kosten für Projektierung, Inbetriebsetzung und Instandhaltung.
- **Reduktion der Kosten:** IEC 61850 ersetzt Verdrahtungen zwischen Abzweigen und Steuerungsschaltern sowie Meldegeräten.
- **Mehr Sicherheit:** Sie verwenden nur noch einen Kommunikationskanal für alle Daten – in Echtzeit, synchronisiert über ein Ethernet.

### Warum IEC 61850-Technologie von Siemens?

Siemens ist Weltmarktführer auf diesem Gebiet. Das bedeutet für Sie: Sie profitieren von Erfahrung aus mehr als 1.000 Projekten weltweit und über 140.000 Geräten mit dem Kommunikationsstandard IEC 61850 bis Ende 2010. Nur Siemens bietet Ihnen IEC 61850-Technologie, die vom unabhängigen Prüflabor KEMA Klasse A zertifiziert ist. Zukunftssichere Investition durch überzeugende Migrationskonzepte: Die SIPROTEC 4-Schutzgeräte ab 1998 können problemlos IEC 61850-kompatibel hochgerüstet werden. Die Lösungen aus den Produktlinien SICAM 1703 und SICAM PAS bieten Ihnen flexible Konfigurationen, um modernste IEC 61850-Konzepte auch in bestehende Anlagen nahtlos zu integrieren.

Entdecken Sie beim Lesen dieser Broschüre die vielfältigen Effizienzpotenziale der Energieautomatisierung mit dem weltweiten Kommunikationsstandard IEC 61850.

### Entscheiden Sie sich für eine Partnerschaft mit Power: Energieautomatisierung von Siemens

Ingo Erkens  
General Manager  
Energy Sector  
Power Distribution Division  
Energy Automation Products

# Effiziente Energie-Automatisierung mit dem Standard IEC 61850 Anwendungsbeispiele

## Inhalt

	Seite
<i>Schaltfehlerschutz mit IEC 61850-GOOSE</i>	3
<i>Rückwärtige Verriegelung über den GOOSE der IEC 61850</i>	7
<i>Effizientes Engineering von Stationsautomatisierungs- systemen gemäß IEC 61850</i>	13
<i>Innovative Leittechnik-Lösungen mit IEC 61850</i>	21
<i>Nahtlose Migration</i>	27
<i>Ethernet-Topologien mit IEC 61850</i>	31
<i>IEC 61850-Interoperabilität, Conformance und Engineeringerfahrungen</i>	37
<i>IEC-Browser Ein mächtiges Testtool für IEC 61850</i>	43



# Schaltfehlerschutz mit IEC 61850-GOOSE

## ■ 1. Einleitung

Die schnelle Kommunikation nach IEC 61850-GOOSE direkt zwischen den Schutz- und Feldleitgeräten kann für den feldübergreifenden Schaltfehlerschutz genutzt werden (Anlagenverriegelung). GOOSE steht für „Generic Object Oriented Substation Event“ und ist ein besonders schneller Kommunikationsdienst, der unabhängig von der Kommunikation zwischen Server (Feldgerät) und Client (Stationszentrale) arbeitet.

Durch die geräteübergreifende Sicht des Systemkonfigurators ist ein einfaches Engineering der Anlagenverriegelung völlig unabhängig von der Stationsebene möglich.

## ■ 2. Aufgabenstellung

In dem hier beschriebenen einfachen Beispiel tauschen die Kupplung und zwei Abzweige eines Doppelsammelschienensystems die für die Anlagenverriegelung notwendigen Informationen aus (Bild1).

Die für die Anlagenverriegelung auszutauschenden Informationen sind folgende:

- 1) Von der Kupplung zu den Abzweigen:  
Information, dass die Kupplung geschlossen ist.

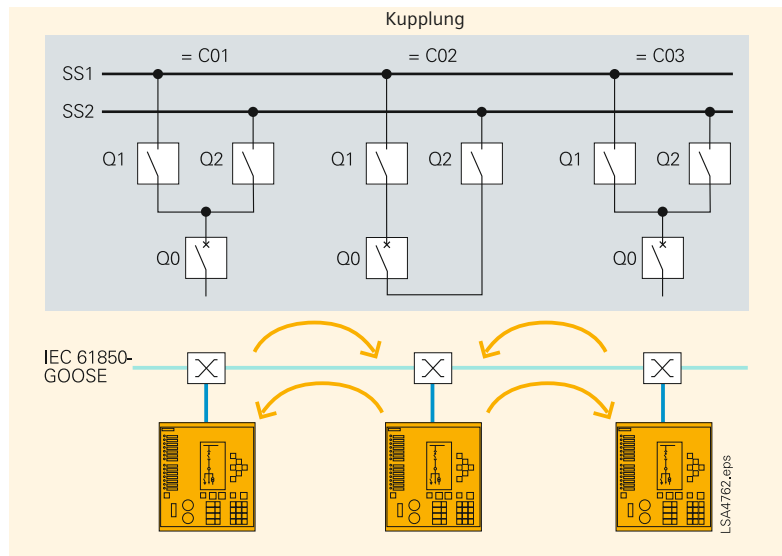
Wenn diese Bedingung erfüllt ist, dürfen in den Abzweigfeldern die Trenner immer bewegt werden (auch wenn die Leistungsschalter der Abzweige geschlossen sind).

- 2) Von den Abzweigen zur Kupplung:  
Information, dass die Sammelschienen über die Trenner gekuppelt sind. Sobald in mindestens einem Feld die beiden Sammelschientrenner geschlossen sind, darf die Kupplung C02 nicht mehr geöffnet werden, da sonst die Trenner in den Abzweigen nicht mehr bewegt werden können. Diese Funktion wird als Kuppelschalter-Ausschaltsperr bezeichnet. Jeder Abzweig sendet diese Information an das Kupplungsfeld.

## ■ 3. Lösungen mit SIPROTEC und DIGSI

Bei der Projektierung der Anlagenverriegelung geht man am besten in vier Schritten vor:

- 1) Anlegen der zusätzlich benötigten GOOSE-Informationen in der DIGSI-Matrix



**Bild 1** Doppelsammelschienensystem mit 2 Abzweigen C01, C03 und Kupplung C02 sowie den zugehörigen Feldleitgeräten

- 2) Erstellen der CFC-Pläne für die Erzeugung der neuen Meldungen und Ergänzen der CFC-Pläne für den Schaltfehlerschutz
- 3) Anlegen der IEC 61850-Station und Projektierung der Kommunikation (GOOSE-Teilnehmer definieren, IP-Adressen vergeben, GOOSE-Anwendung erzeugen)
- 4) Verschalten der GOOSE-Informationen der Teilnehmer

Beim ersten Schritt hilft es, sich das Single Line (Bild 1) vor Augen zu führen. Hier geht es um die Anlagensicht und die Definition der von den Geräten gesendeten und empfangenen Informationen. In unserem einfachen Beispiel werden in den drei Feldern die folgenden Informationen benötigt:

C01: gesendete Information:  
Beide Sammelschientrenner im Feld C01 geschlossen

Empfangene Information:  
Kupplung geschlossen

C02: gesendete Information:  
Kupplung geschlossen

Empfangene Informationen:  
Sammelschientrenner im Feld C01 geschlossen  
Sammelschientrenner im Feld C03 geschlossen

C03: gesendete Information:  
Beide Sammelschientrenner im Feld C03 geschlossen

Empfangene Information:  
Kupplung geschlossen



Unten links und unten rechts werden die GOOSE-Teilnehmer in den beiden Fenstern „Quellen“ und „Ziele“ aufgelistet. In der Spalte „Name“ ist die IEC 61850-Struktur der Objekte sichtbar, in der Spalte „Beschreibung“ sieht man die SIPROTEC-Texte. Unter dem Logical Device „Control“ findet man im Gerät C02 den Logical Node „SFSGGIO1“ mit dem Element „C02-Kupplung geschlossen“. Diesen fügt man mit dem Button „Quelle hinzufügen“ in die obere Tabelle „Verknüpfungen“ ein. Im rechten unteren Fenster „Ziele“ wählt man dann genauso die beiden entsprechenden Informationen mit demselben Namen in den Geräten C01 und C03 aus und überträgt diese in die Spalte „Ziel“. Damit ist im System die Verbindung dieser Informationen hinterlegt.

Genauso werden die Informationen „Sammelschienentrenner geschlossen“ von den Abzweigern in die Kupplung rangiert. Danach kann der Systemkonfigurator wieder geschlossen werden. Nach dem Update der Geräteparametersätze (ausgelöst im Reiter „Aktualisierung“ des Fensters in Bild 5) können die Geräteparametersätze geladen werden. Bei diesem Update werden die GOOSE-Informationen in die Parametersätze hineingeschrieben.

Danach können die Parametersätze wie gewohnt in die SIPROTEC-Geräte hineingeladen werden. Wiederum durch rechten Mausklick auf die Station kann nun „IEC 61850-Station exportieren“ ausgewählt werden, dann wird das SCD-File mit allen Informationen für die IEC 61850-Kommunikation abgespeichert. Dieses kann dann von einem Client, zum Beispiel SICAM PAS, eingelesen werden. In unserem Beispiel läuft über die Schnittstelle zum Client nur der Info-Report; die für die feldübergreifenden Verriegelungen erforderlichen Informationen werden ausschließlich direkt zwischen den Geräten über GOOSE abgewickelt.



Bild 5 Auswählen der Teilnehmer einer IEC 61850-Station

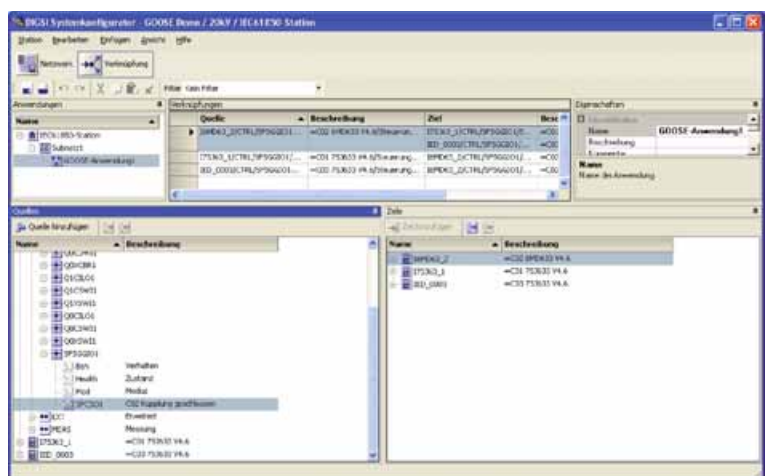


Bild 6 Ansicht „Verknüpfung“ des Systemkonfigurators

#### ■ 4. Überwachungskonzept

Da mittels GOOSE-Kommunikation sicherheitsrelevante Daten für Schaltfehlerschutz (oder auch für die rückwärtige Verriegelung für Schutzgeräte) übertragen werden, ist eine Überwachung der Verbindung erforderlich. Diese Überwachung muss

- sicher einen Ausfall der Kommunikationsstrecke erkennen und melden
- selektiv arbeiten, d.h. nur solche Informationen als gestört melden, die tatsächlich nicht mehr übertragen werden können.

Dazu findet im System an zwei Stellen eine Überwachung statt:

Erstens wird an jedem Ethernet-Kanal überwacht, ob eine Verbindung zu einem Switch besteht. Damit kann auch bei redundanter Kommunikation der Ausfall eines Kanals erkannt werden, während die Kommunikation über den zweiten Kanal noch läuft. So können rechtzeitig Abhilfemaßnahmen getroffen und die Verfügbarkeit erhalten werden.

Zweitens kann der Status einer Information ausgewertet werden. Ist der benötigte Kommunikationsweg unterbrochen, dann wird das Bit „NV“ für „not valid“ (ungültig) gesetzt. In unserem Beispiel soll das mit der Annahme verdeutlicht werden, dass die Verbindung zwischen C01 und C02 unterbrochen ist (Bild 7).

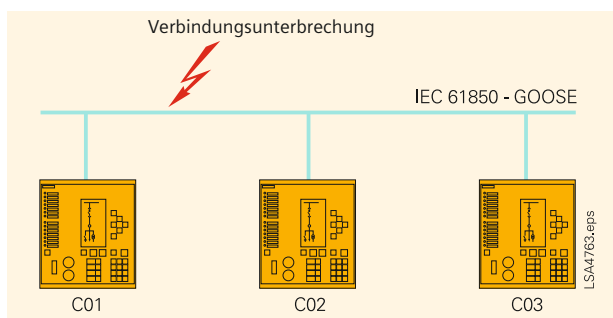


Bild 7 Verbindungsunterbrechung zwischen 2 Geräten

In diesem Fall sind die folgenden Informationen ungültig:

- „Kupplung geschlossen“ im Gerät C01
- „Sammelschientrenner im Feld C01 geschlossen“ in der Kupplung C02

Außerdem werden in den Geräten C01 und C02 die unterbrochenen Verbindungen angezeigt („Kanal 1 gestört“).

Die Geräte C02 und C03 können dagegen noch ungestört kommunizieren.

In diesem Störfall muss sichergestellt werden, dass die Verriegelungsbedingungen, die die nicht verfügbaren Informationen verarbeiten, gesperrt bleiben. Dies geschieht durch Einbeziehung des Status in diese Bedingungen. Der Status kann mit den Statusbausteinen im DIGSI 4 CFC aus den Informationen gewonnen und dann in den Verriegelungsbedingungen ausgewertet werden.

#### ■ 5. Zusammenfassung

Die Nutzung von IEC 61850-GOOSE ermöglicht es, die Anwendung „feldübergreifender Schaltfehlerschutz“ als verteilte Applikation zu realisieren. Dadurch gewinnt man Unabhängigkeit von einer Stationszentrale und die Verfügbarkeit steigt. Das Beispiel zeigt, wie die Verdrahtungen zwischen den Feldgeräten einfach und zuverlässig durch GOOSE-Telegramme ersetzt werden können. Siemens hat dieses Konzept erfolgreich in vielen Projekten weltweit umgesetzt. Zusätzlich ist es durch die Standardisierung der IEC 61850-Schnittstelle möglich, interoperable Lösungen aufzubauen. Im GOOSE-Verbund können herstellerübergreifend Informationen ausgetauscht werden. Damit kann sich der Kunde auch bei der Leittechnik eine Anlage aus Geräten verschiedener Anbieter zusammenstellen, was bisher nur beim Schutz möglich war.

# Rückwärtige Verriegelung über den GOOSE der IEC 61850

## ■ 1. Prinzip der rückwärtigen Verriegelung

Mit der rückwärtigen Verriegelung kann ein kostengünstiger Sammelschienenschutz zusammen mit Überstromschutzgeräten 7SJ62 ab Version 4.7 und 7SJ64 realisiert werden. Diese Geräte bieten ausreichend Performance, um die zeitkritische Schutzanwendung auch über GOOSE zu realisieren. Die Sammelschiene wird über einen Transformatorabweig gespeist und die anderen Abzweige (Abzweig 1 bis Abzweig 3) gehen zu den Verbrauchern (siehe Bild 1). Werden sehr kurze Abschaltzeiten unter 20 ms gefordert, ist ein Sammelschienenschutz 7SS60 oder 7SS52 einzusetzen.

Eine Überstromschutzstufe (UMZ/AMZ) wird in IEC 61850 durch den logischen Knoten 'Protection Time Overcurrent' (PTOC) beschrieben. Die Anregung der Stufe wird als Start (str) bezeichnet, deren Auslösung als Operate (Op). Es gibt eine parametrierbare Stromschwelle  $I>$  oder  $I>>$ . Wird diese vom Kurzschlussstrom überschritten, kommt es unverzüglich zur Anregung der Stufe (Anr  $I>$  / PTOC.str). Nach Ablauf einer parametrierbaren Zeitverzögerung  $T$  kommt es zum Auskommando (Aus  $I>$  / PTOC.Op) der Stufe.

Mit der Anregung (Anr  $I>$  / PTOC.str) der Überstromschutzstufe  $I>$  in den Abzweigen 1 bis 3 wird die Stufe  $I>>$  des speisenden Abzweigs über einen Binäreingang blockiert. Der Binäreingang ist so rangiert, dass diese Blockierung ohne Spannung aktiv ist. Die  $I>>$ -Stufe des speisenden Abzweigs ist mit der Verzögerungszeit  $T$  so eingestellt (70–100 ms), dass ein sicheres Blockieren durch eine Anregung (str) in den Abzweigen gewährleistet ist, bevor die Zeitverzögerung dieser Stufe in der Einspeisung abläuft. Im Normalbetrieb liegt über die Schleifenleitung über die geschlossenen Kontakte Spannung am Binäreingang an. Dadurch ist die  $I>>$ -Stufe nicht blockiert und schaltet bei einer Anregung der Stufe  $I>>$  nach der Verzögerungszeit ab.

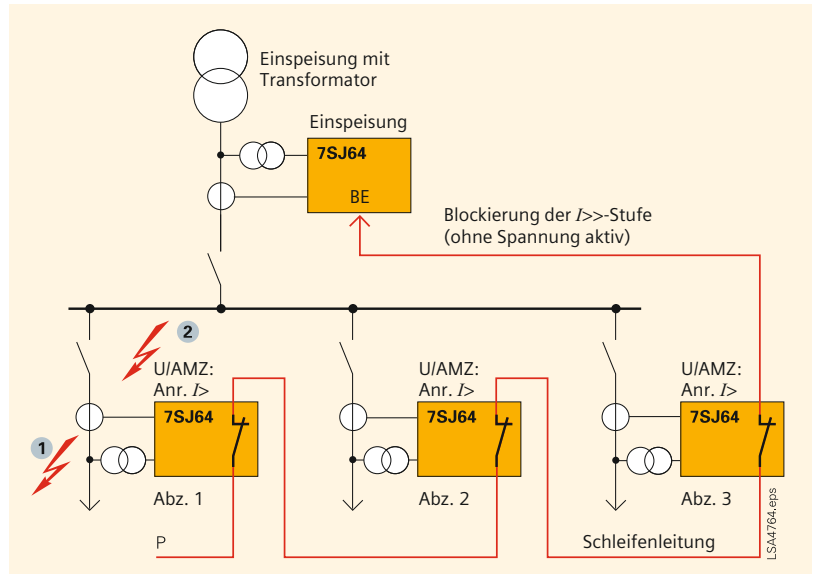


Bild 1 Einfacher Sammelschienenschutz über rückwärtige Verriegelung

## ■ 2. Soll-Verhalten der Verriegelung bei Kurzschluss

### 2.1 Äußerer Kurzschluss auf einem Abzweig

Ein äußerer Kurzschluss an Stelle 1 (s. Bild 1) führt zur Anregung der  $I>$ -Stufe des Gerätes am Abzweig 1. Diese Anregung ist auf einen Öffner-Kontakt rangiert und blockiert die  $I>>$ -Stufe des speisenden Abzweigs über den Binäreingang (BE), weil durch das Öffnen des Kontaktes der Binäreingang spannungslos wird. Der Kurzschluss wird durch den Überstromschutz des kurzschlussbehafteten Abzweigs abgeschaltet, wenn dessen Verzögerungszeit abgelaufen ist.

### 2.2 Kurzschluss auf der Sammelschiene

Die  $I>>$ -Stufe des speisenden Abzweigs ist so eingestellt, dass sie durch einen Sammelschienenschluss sicher anregt. Ein Sammelschienenschluss an Stelle 2 führt nicht zur Anregung einer der  $I>$ -Stufen der Geräte in den Abzweigen 1 bis 3. Nach Ablauf der eingestellten Verzögerungszeit  $T$  wird ein Auskommando abgegeben und der Kurzschluss abgeschaltet.

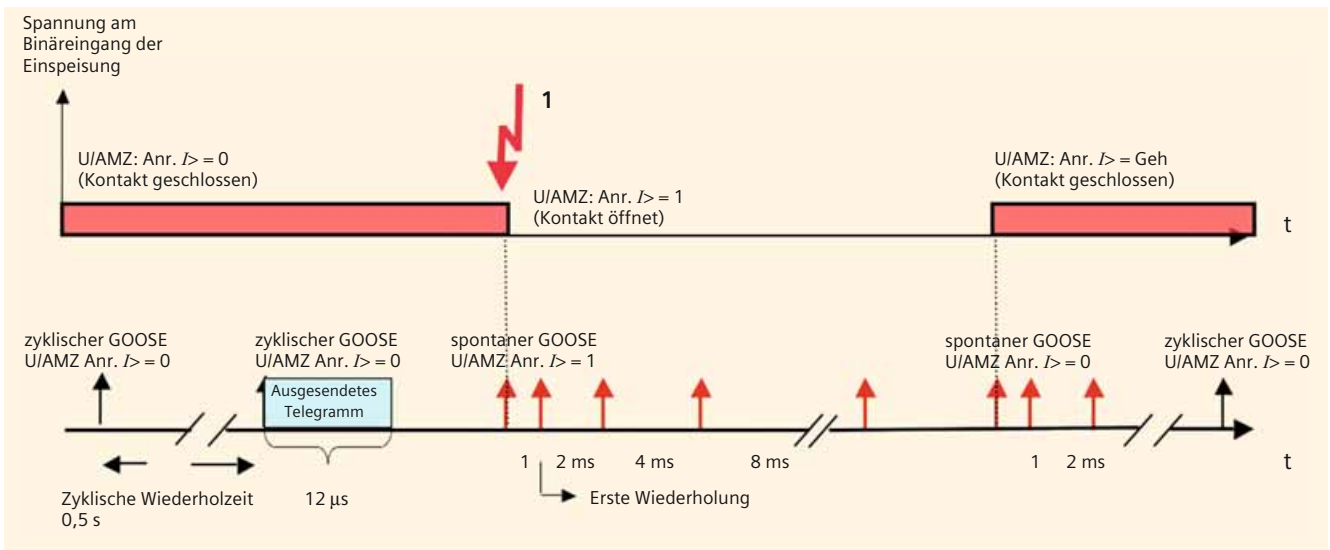


Bild 2 Wie werden Binärsignale mit GOOSE-Telegrammen übertragen

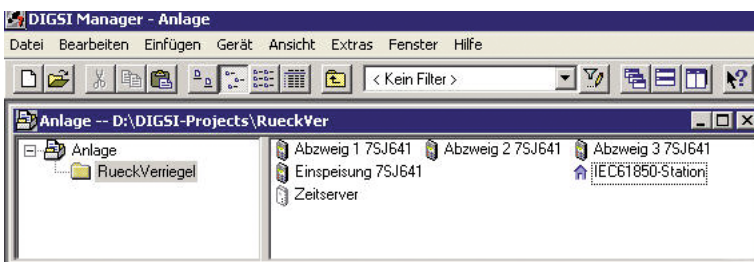


Bild 3 Anlagenkonfiguration in DIGSI

■ 3. Prinzip der GOOSE-Telegramm-übertragung (GOOSE-Messages) der IEC 61850

Ist ein Signal, z.B. die Anregemeldung U/AMZ: Anr. I >, in eine GOOSE-Message konfiguriert, sendet das Gerät diese Nachricht zyklisch alle 0,5 Sekunden als Telegramm über das Ethernetnetzwerk über das Ethernetmodul EN100 mit 100 MBit/s. Die Länge eines solchen Telegramms beträgt nur wenige Mikrosekunden. Die GOOSE-Message wird durch spezielle Eigenschaften im Ethernetframe im Netzwerk durch den Switch hochprior übertragen. Die zyklische Wiederholzeit lässt sich im Systemkonfigurator einstellen und sollte bei Schutzapplikationen mit 'hoher Priorität' eingestellt sein. Inhaltlich teilt dieses Telegramm dem Empfänger der GOOSE-Nachricht den Zustand der Anregung mit (nicht angeregt oder angeregt). Durch die zyklische Übertragung lässt sich am Empfänger bei SIPROTEC-Geräten über einen Logikbaustein feststellen, dass ein Sender ausgefallen ist oder der Kommunikationsweg unterbrochen ist. Es erfolgt damit eine ständige Überwachung der Übertragungstrecke, da der Empfänger im Sekundenabstand ein Telegramm empfangen muss.

Dies entspricht einer Adernüberwachung bei der klassischen Verdrahtung. Bei einer Anregung, d. h. einem Signalwechsel, wird spontan ein GOOSE-Telegramm gesendet. Dieses Telegramm wird nach 1 ms, 2 ms, 4 ms usw. wiederholt, bis es wieder in den zyklischen Betrieb übergeht. Auch diese Wiederholzeit nach spontanen Änderungen wird im Systemkonfigurator konfiguriert. Fällt die Anregung zwischenzeitlich wieder zurück, wiederholt sich der spontane Sendevorgang. Bild 2 zeigt das Verfahren anhand des Anregesignals. Jedes Gerät im Abzweig sendet sein GOOSE-Telegramm an das Gerät in der Einspeisung.

■ 4. Parametrierung mit DIGSI und Systemkonfigurator

4.1 Anlagenkonfiguration in DIGSI

Zuerst wird in DIGSI eine Anlage mit den Geräten konfiguriert (siehe Bild 3). Neben den Geräten der Abzweige und der Einspeisung wird noch eine IEC 61850-Station benötigt, die später die Systemkonfiguration enthält. Über den Zeitserver, der im Zentralgerät PAS integriert ist, wird in den Geräten die Uhrzeit über das SNTP-Protokoll über Ethernet synchronisiert. Die Geräte benötigen nur die Netzwerkadresse (IP-Adresse) des Zeitgebers.

#### 4.2 Einstellungen in den Geräten der Abzweige

Es werden hier nur die Einstellungen besprochen, die für diese Applikation notwendig sind. In der Praxis sind weitere Funktionen einzustellen und deren Rangierungen vorzunehmen.

Unter den Objekteigenschaften -> Kommunikationsparameter ist der IED-Name einzugeben. Er wird in der IEC 61850-Konfiguration zur Identifizierung des Gerätes benötigt (siehe Bild 4). Die Netzwerkparameter werden später im Systemkonfigurator eingestellt.

Dann muss ein Gerät geöffnet und wieder gespeichert werden, damit eine IEC 61850-Konfigurationsdatei (ICD-File) erzeugt wird.

Unter Zeitsynchronisation wird Ethernet NTP gewählt (Bild 5). Einstellungen für Zeitzone und Sommer-Winterzeitschaltung können regional angepasst werden. Mit dieser Einstellung fragt das Gerät etwa jede Minute den SNTP-Zeitgeber ab. Die IP-Adresse des Zeitervers wird im Systemkonfigurator einheitlich für alle Geräte eingestellt und muss nicht in jedem Gerät konfiguriert werden.

In der Netzwerktopologie (siehe Kapitel 5) arbeitet das Gerät mit integriertem Switch im optischen Ring. Unter Kommunikation ist bei 'Ethernet am Gerät' für das optische Modul der Modus 'Switch' zu wählen (Bild 6). Diese Einstellung muss für jedes Gerät im optischen Ring vorgenommen werden. In diesem Dialog kann später auch die eingestellte IP-Adresse überprüft werden.

In der Rangiermatrix werden die Signale konfiguriert, die über die Systemschnittstelle S als Ziel übertragen werden. Da die I>-Anregestufe im IEC 61850-Standard als Pflichtmeldung definiert ist, ist sie auf S vorrangiert und kann vom Anwender auch nicht entfernt werden. Mit rechtem Mausklick auf die Meldung kann man sich den Meldetext unter IEC 61850 anschauen. Diese Information steht auch im Klartext im Protokoll und wird später im Systemkonfigurator benötigt (siehe nächste Seite, Bild 7). Danach wird das Gerät gespeichert und DIGSI legt automatisch alle zur IEC 61850-Konfiguration notwendigen Daten des Gerätes an.

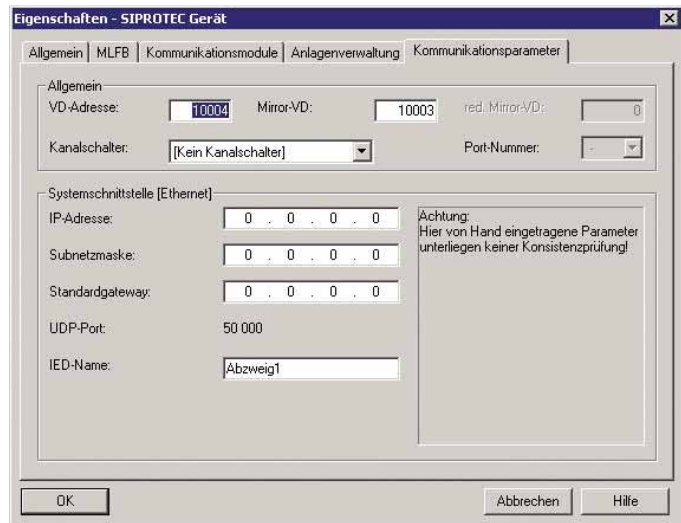


Bild 4 Einstellung der Kommunikationsparameter



Bild 5 Zeiteinstelldialog in DIGSI

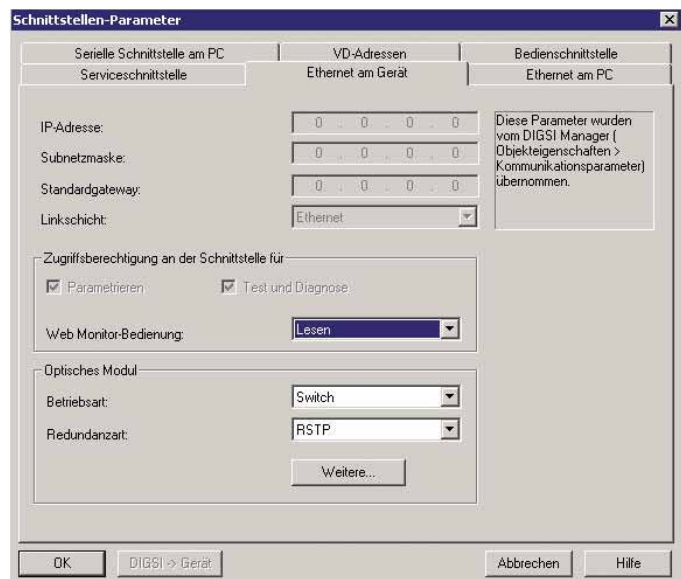


Bild 6 Einstellung für den integrierten Switch

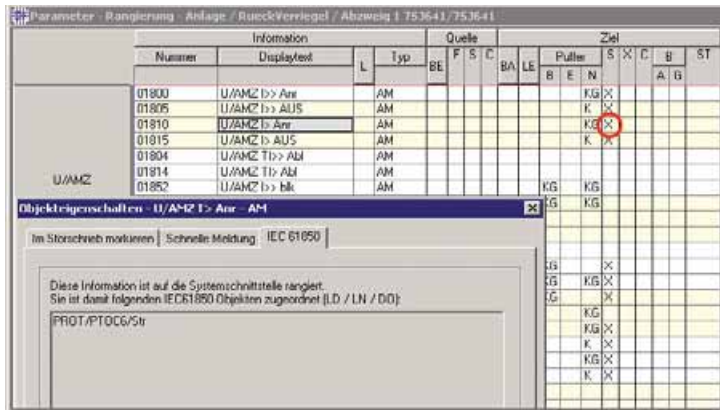
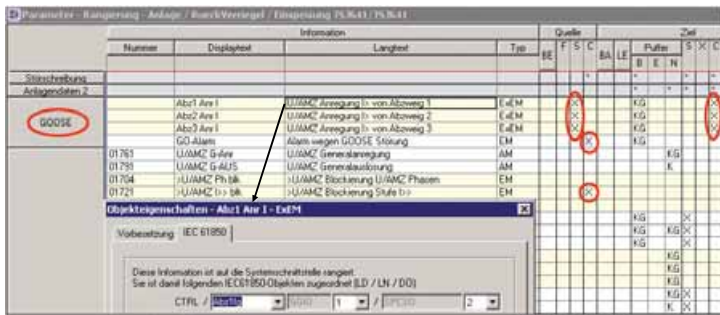


Bild 7 Rangierung der Anregemeldung auf Systemschnittstelle IEC 61850, Meldetext im Eigenschaftfenster



Konfigurierter IEC 61850-Meldetext

Bild 8 Einstellungen im Gerät der Einspeisung in der Rangiermatrix

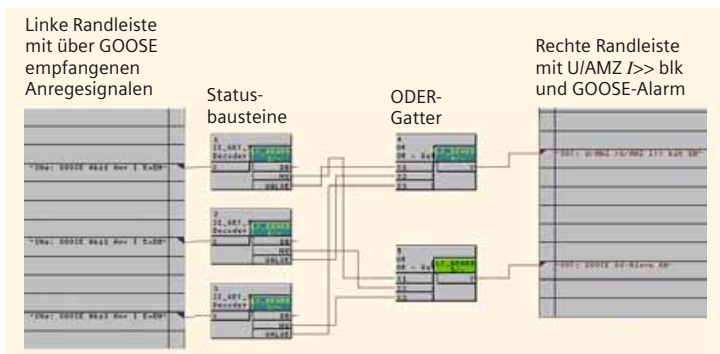


Bild 9 Bildung der Blockierung I>>-Stufe und des GOOSE-Alarm im CFC

### 4.3 Einstellungen im Gerät in der Einspeisung

Hier müssen umfangreichere Einstellungen vorgenommen werden. Es wird wiederum die Zeitsynchronisationsquelle Ethernet NTP gewählt und der integrierte Switch eingestellt.

In der Rangiermatrix wird eine neue Informationsgruppe eingefügt und mit 'GOOSE' benannt. Dort werden neue Meldungen vom Objekttyp 'Externe Einzelmeldung' aus dem Informationskatalog benötigt. Für jede gesendete Anregemeldung eines Abzweigs wird eine korrespondierende Meldung gebraucht, mit der die jeweilige Anregemeldung weiterverarbeitet wird. Für die Meldung wird ein

sinnvoller Kurz- und Langtext editiert (DIGSI-Text). Sie wird auf die Systemschnittstelle als Quelle rangiert und muss mit einem IEC 61850-Meldetext in einem Eigenschaftfenster versehen werden (siehe Bild 8). Die Struktur des Textes ist weitgehend durch den Standard vorgegeben. Dieser Text wird im Systemkonfigurator benötigt. Die Meldungen werden in den Logikeditor CFC als Ziel rangiert und dort weiterverarbeitet. Die Blockierung der I>>-Stufe '01721 U/AMZ I>> blk' wird als Quelle auf den CFC rangiert, da dort die Blockierung gebildet wird. Ferner wird eine weitere Meldung in der Gruppe GOOSE angelegt, die einen Alarm erzeugt, wenn die GOOSE-Verbindung gestört ist (GO-Alarm). Diese Information kann z.B. auf LED, Kontakt oder auf die Systemschnittstelle als Ziel rangiert sein und in der Leittechnik als Alarm verwendet werden.

### 4.4 Einstellungen im CFC im Gerät der Einspeisung

Mit ein wenig Logik wird die Blockierung und Alarmierung im CFC durchgeführt. Zeitkritische Schutzapplikationen müssen in schnellen CFC-Plänen abgearbeitet werden. Der neue Plan erhält die Bezeichnung GOOSE.

Eingefügt werden Bausteine der Kategorie 'SI\_Get\_Status (Decoder)' und jeweils mit den Anregesignalen der rechten Randleiste (Quellen) verbunden (siehe Bild 9). Ein solcher Baustein hat einen 'Value'-Ausgang, der den Zustand kom/geh der Meldung am Eingang anzeigt. Der Ausgang 'NV' steht für Not Valid. Wird ein GOOSE-Signal nicht mehr empfangen, dann wird dieser Ausgang gesetzt. Die Anregesignale sind auf einen Oderbaustein verbunden, dessen Ausgang auf die Blockierung der I>>-Stufe an die rechte Randleiste geht. Die 'NV'-Ausgänge werden über einen Oderbaustein mit dem GOOSE-Alarm verbunden. Abhängig von der Betreiber-Philosophie kann dieses Signal auch für andere Aktionen verwendet werden, z.B. eine Blockierung der Stufe.

#### 4.5 Einstellungen im Systemkonfigurator (Bild 10)

Zuerst werden alle Teilnehmer der Station dem Systemkonfigurator hinzugefügt. Dies erfolgt im Anlagenmanager durch rechten Mausklick auf die IEC 61850-Station unter Objekteigenschaften -> Teilnehmer. Dann wird der Konfigurator geöffnet.

Dort werden zuerst die IP-Adressen der Netzwerkteilnehmer eingestellt. DIGSI schlägt bereits Netzwerkadressen vor, die normalerweise übernommen werden können. Zu beachten ist, dass Netzwerkadressen anderer Teilnehmer, zum Beispiel des Zeitservers, die PAS und Switches mit der Konfigurationssoftware dieser Geräte eingestellt werden müssen. Nur die IP-Adressen von SIPROTEC-Geräten werden mit DIGSI konfiguriert. Ferner zeigt der Konfigurator nicht alle Geräte an. Um Netzwerkkonflikte durch doppelte Adressen zu vermeiden, empfiehlt es sich, eine Liste aller Netzwerkteilnehmer mit eindeutigen IP-Adressen anzulegen.

Nun wird auf die Verknüpfungssicht umgeschaltet. Der Konfigurator bietet standardmäßig eine GOOSE-Applikation an, die im rechten Eigenschaftensfenster umbenannt wird (rückwärtige Verriegelung) und auf hohe Priorität eingestellt wird. Damit werden die GOOSE-Messages sowohl zyklisch als auch spontan sehr oft wiederholt, nämlich alle 0,5 s und beginnend mit 1 ms bei spontaner Änderung einer Meldung.

Links unten sind die Geräte mit ihren Signalen aufgelistet. Für jedes Gerät muss nun die Schutzanregung als Quellsignal in der Verknüpfungssicht eingefügt werden. Hilfreich ist, dass neben den Normbezeichnungen (z.B. Abzweig1.Prot6.Str.general) auch die gewohnten SIPROTEC-Texte angezeigt werden. Rechts sind die Zielsignale verfügbar, die im Gerät der Einspeisung als externe Einzelmeldungen konfiguriert wurden. In der Verknüpfungssicht wird nun Quelle mit Ziel verbunden. Dies entspricht einer klassischen Verdrahtung von einem Kontakt zu einem Binäreingang. Ein Quellsignal kann auch mit mehreren Zielen verbunden sein, was aber hier nicht benötigt wird.

Nach Abschluss der Konfiguration wird sie gespeichert und der Konfigurator geschlossen. Es wird nun automatisch ein Konfigurationsfile der Station (SCD-File) erzeugt.

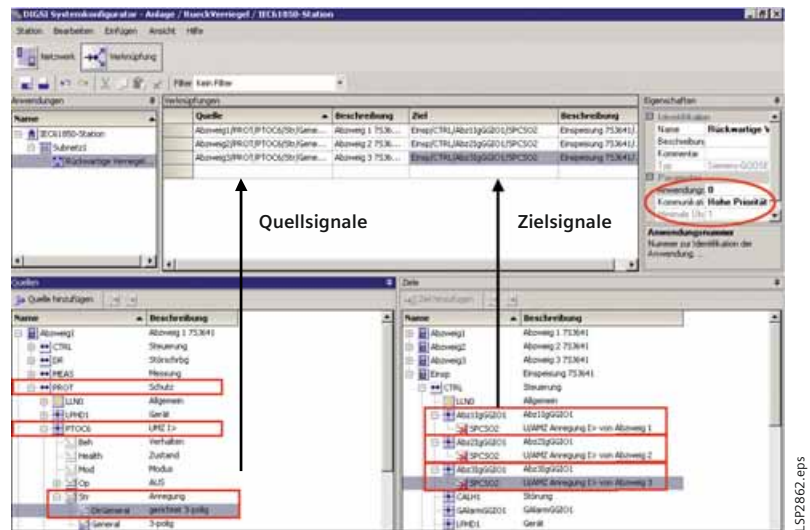


Bild 10 Konfiguration der Signalverbindungen im Systemkonfigurator

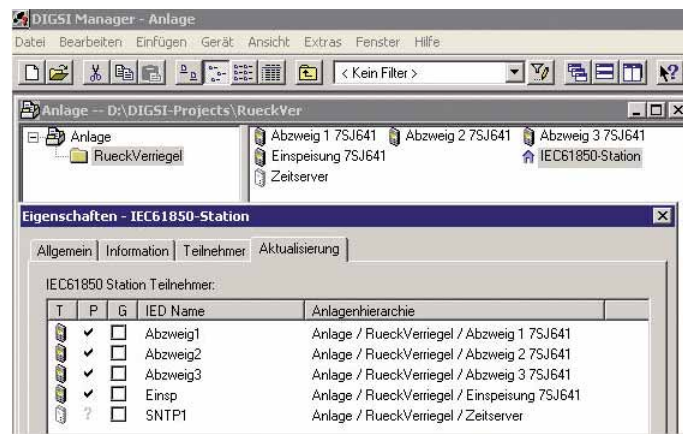


Bild 11 Aktualisierung der Geräte mit der IEC 61850-Konfiguration

#### 4.6 Laden der Konfigurationsdaten in die Geräte

Unter Eigenschaften (rechter Mausklick auf IEC 61850-Station) und Aktualisierung werden nun die Parametersätze der Geräte mit den IEC 61850-Daten aktualisiert. Die Geräte müssen einmalig über die serielle Frontschnittstelle initialisiert werden. Dann sind sie mit Netzwerkadressen und IEC 61850-Konfigurationsdaten geladen. Weitere Aktualisierungen können über die Ethernetschnittstelle erfolgen (Bild 11).

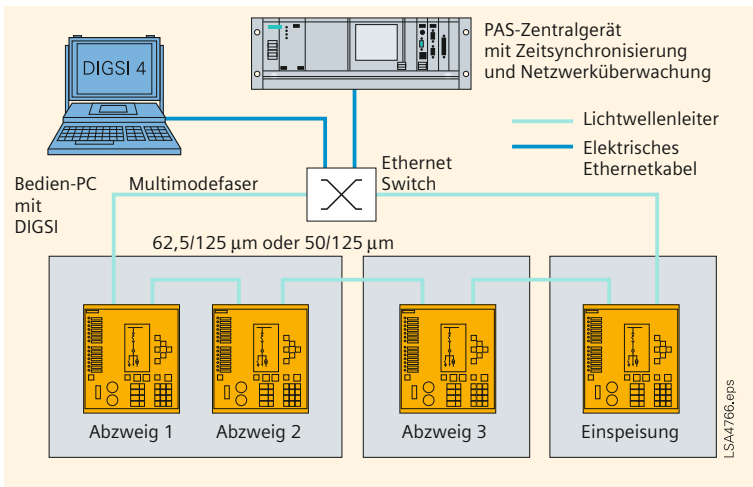


Bild 12 Aufbau des Ethernetnetzwerks als optischer Ring

### ■ 5. Netzwerktopologie

Das Netzwerk wird als optischer Ring realisiert, der mit einem Switch abgeschlossen ist (siehe Bild 12). Dort ist ein PAS-Zentralgerät angeschlossen, das aber an der GOOSE-Applikation nicht beteiligt ist, jedoch z. B. Meldungen und Störschriebe aus den Geräten ausliest und den GOOSE-Alarm weitermelden könnte. Es kann zusätzlich die Topologie des Netzwerks überwachen, was durch ein spezielles Überwachungsprotokoll SNMP realisiert wird. Außerdem übernimmt es hier die Zeitsynchronisation im Netzwerk mit 1 ms Genauigkeit über das Simple Network Management Protokoll (SNTP).

In den Geräten wird ein optisches Ethernetmodul mit integriertem Switch eingesetzt. Dadurch erreicht man ein Maximum an elektromagnetischer Sicherheit und eine störtsichere Datenübertragung. Bei klassischer Verdrahtung könnten in den Signalleitungen hohe Beeinflussungsspannungen auftreten. Es werden außer den SIPROTEC-Geräten wenig andere Netzwerkkomponenten benötigt, was den Konfigurationsaufwand reduziert und die Zuverlässigkeit des Systems erhöht. Der Ausfall eines Gerätes wird im optischen Ring toleriert, da sich das Netz innerhalb von wenigen Millisekunden in zwei Ketten restrukturiert und die Geräte weiter untereinander kommunizieren können. Durch spezielle Filter auf dem optischen Modul wird der Datenverkehr so gesteuert, dass GOOSE-Telegramme nur in Geräten gehört werden, die Informationen eines GOOSE-Telegramms erwarten. Dies reduziert die Prozessorlast auf dem Ethernetmodul, das nicht ständig durch Telegramme anderen Inhalts gestört wird. GOOSE-Telegramme werden nämlich grundsätzlich immer an alle Geräte geschickt.

Ferner werden sie gegenüber dem normalen Datenverkehr priorisiert, eine spezielle Eigenschaft des IEC 61850-GOOSE. Eine GOOSE-Nachricht passiert den integrierten Switch eines Gerätes in 4 Mikrosekunden, so dass diese fast verzögerungsfrei durch den Ring laufen.

### ■ 6. Zusammenfassung

Durch den Einsatz der Querkommunikation der IEC 61850 kann die Parallelverdrahtung zwischen Feldgeräten durch den GOOSE ersetzt werden. Dieser lässt sich auch für zeitkritische Schutzapplikationen einsetzen. Es sind dafür Geräte mit hoher Rechenleistung, wie 7SJ64, 7SJ62 ab Version 4.7, 7SA52/6, 7SD52/6, 7UM62 und 6MD66 einzusetzen. Statt verdrahtet wird nun nach standardisierten Methoden der IEC 61850 mit DIGSI-Software konfiguriert.

Optische Verbindungen ermöglichen einen sicheren Betrieb. Durch die Ring-Topologie des Netzwerks und umfangreiche Überwachungsfunktionen kann der Ausfall von Komponenten innerhalb von wenigen Sekunden erkannt werden. Dies führt zu einer hohen Verfügbarkeit, weil der Betrieb auch bei Ausfall einer Komponente weitergeführt werden kann. Diese Überwachungsmechanismen sind vergleichbar mit einer ständigen Adernüberwachung von Drahtverbindungen, die aber aus Aufwandsgründen meist nur für Auslösekreise durchgeführt wird und einen hohen Zusatzaufwand mit externen Komponenten erfordert. Durch den GOOSE-Mechanismus der ständigen Wiederholung von Telegrammen und intelligente Überwachungsbausteine im Gerät wird die Überwachung per Software realisiert, wie dies bei digitalen Kommunikationsverbindungen, z. B. beim Differentialschutz, Stand der Technik ist.

Trotzdem ist eine gründliche Inbetriebsetzung erforderlich, die die korrekte Funktion nachweist und das zeitliche Verhalten überprüft. Dies wird jedoch durch die interne Protokollierung der Geräte und Prüfhilfen unterstützt. Zwischenzeitlich stehen auch Prüfeinrichtungen und Softwarewerkzeuge zur Verfügung, die GOOSE-Nachrichten am Bus mitschreiben und millisekundengenau aufzeichnen, wie man dies von Binärsignalen kennt, die über Kontakte erzeugt werden.

# Effizientes Engineering von Stationsautomatisierungssystemen gemäß IEC 61850

## ■ 1. Einleitung

Die Kosten für das Engineering bilden einen beträchtlichen Anteil an den Investitionskosten eines Stationsautomatisierungssystems (SAS). Daher liegt der Schlüssel zur Reduzierung dieser Kosten in der Optimierung des Engineering-Prozesses.

Der Engineering-Prozess für ein SAS umfasst mehrere Aktivitäten: Systemplanung und -spezifizierung, Geräte- und Systemprojektierung, Geräteparametrierung, Dokumentation, Test und Diagnose sowie Inbetriebnahme. Jede Aktivität erstreckt sich über mehrere Systemebenen, von der Prozessschnittstelle über Schutzsysteme und Kommunikationseinstellungen bis zur Schnittstelle der Netzleittechnik.

Die aktuelle Praxis zum Engineering eines SAS ist die Anwendung herstellereinspezifischer Tools, die jeweils für eine bestimmte technische Aktivität und eine bestimmte Systemebene bestimmt sind. Dies führt dazu, dass der Projektant eine Reihe von Tools verwendet, insbesondere in heterogenen Anwendungen, und viel Arbeit für die Dateneingabe (oft müssen ein und dieselben Daten mehrmals in verschiedene Tools eingegeben werden), den Datenaustausch und die manuelle Datenumsetzung zwischen Tools aufwendet. Darüber hinaus unterstützen diese Tools nur selten die Wiederverwendung von technischen Daten aus vorhandenen Installationen in Neu- oder Nachrüstprojekten.

Der Kommunikationsstandard IEC 61850 verspricht, diesen Prozess zu vereinfachen. Mit seinem objektorientierten Datenmodell und seiner formalen Beschreibungssprache unterstützt er die Wiederverwendbarkeit, die Interoperabilität der Daten und einen durchgängigen Engineering-Prozess.

Auf den folgenden Seiten werden die Herausforderungen beim Engineering eines SAS beschrieben. Anschließend werden die Anforderungen an einen effizienten und umfassenden Workflow im Projektprozess und auf der Systemebene festgelegt. Dann wird gezeigt, wie die intelligenten Methoden von IEC 61850 diese Einschränkungen beseitigen und ein effizienteres Engineering ermöglichen können.

## ■ 2. Engineering-Prozess

Das Engineering für ein SAS bis zur Fertigstellung und Betriebsbereitschaft des Systems umfasst mehrere Projektphasen. Abgesehen von Aspekten im kaufmännischen Bereich und im Projektmanagement fallen alle technischen Klärungen des Projektes in die Kategorie Engineering. Im Bereich der Stationsautomatisierung umfasst der Begriff des Engineering alle erforderlichen technischen Aktivitäten für den Aufbau und Betrieb eines SAS über seinen gesamten Lifecycle – einschließlich Modifikationen und Erweiterungen. Diese Engineering-Aktivitäten umfassen Systemspezifizierung, Geräte- und Systemprojektierung, Geräteparametrierung, Dokumentation, Test, Diagnose und Inbetriebnahme.

### 2.1 Rollen und aktiv Beteiligte beim Engineering

Am Engineering für ein Stationsautomatisierungsprojekt sind mehrere Parteien beteiligt. Aktive Parteien sind gewöhnlich das Energieversorgungsunternehmen, der Berater, der Dienstleister und der Anbieter. Je nach Projektbedingungen können diese Parteien hinsichtlich der Engineering-Aktivitäten verschiedene Rollen spielen. In der Engineering-Phase eines Projektes (kaufmännische Aspekte sind bereits geklärt) sind die grundlegenden Rollen der Systemeigentümer, der Systemintegrator und der Betreiber. Die Rolle des Systemintegrators umfasst alle Aktivitäten von der Systemauslegung und -planung bis zur Inbetriebnahme. Daher ist es in einem Projekt nicht unüblich, dass die Rolle des Systemintegrators auf mehrere Parteien aufgeteilt wird.

Bei den meisten Projekten spezifiziert der Energieversorger das SAS und kauft ein schlüsselfertiges System. In diesem Fall ist der Energieversorger normalerweise der Systemeigentümer und -betreiber, während der Anbieter die Rolle des Systemintegrators übernimmt.

Daneben sind viele andere Arrangements möglich, bei denen die aktiven Parteien verschiedene Rollen spielen, siehe auch Literaturhinweis [1] auf Seite 19.

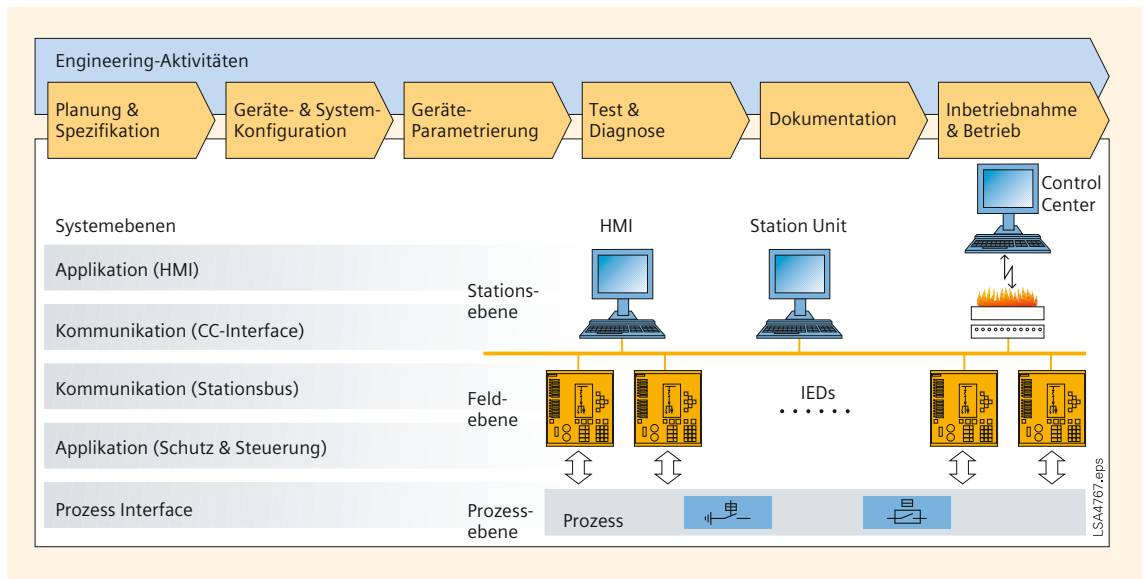


Bild 1 Engineering-Aktivitäten und Systemebenen

## 2.2 Engineering-Aktivitäten

Bild 1 zeigt die Engineering-Aktivitäten und Systemebenen, die an der Errichtung oder Nachrüstung eines typischen SAS beteiligt sind. Der Aufbau des SAS umfasst Feldleitergeräte und Schutzrelais, die über eine Prozessschnittstelle mit den Primäranlagen verknüpft sind. Diese IEDs in der Feldebene kommunizieren miteinander und mit IEDs in der Stationsebene über eine Kommunikationsinfrastruktur. Die Kommunikation mit einer Leitstelle erfolgt über eine WAN-Verbindung.

Aufgrund dieser verschiedenen Systemebenen – von der Prozessschnittstelle bis zu SCADA-Funktionalität – erfolgt das Engineering sowohl horizontal (Aktivitäten) als auch vertikal (Systemebenen), um ein System fertigzustellen.

Die Engineering-Aktivitäten werden nachfolgend kurz beschrieben.

### a) Planung und Spezifikation

Diese Phase umfasst die Planung und Spezifikation der Systemstruktur und der Funktionen eines SAS. Diese Aufgaben können vom Energieversorger, vom Dienstleister, vom Berater oder vom Anbieter durchgeführt werden.

Generell bestimmen die Anforderungen des Primärsystems die Gestaltung des Sekundärsystems. Die Funktionen und Anwendungen des Primärsystems hinsichtlich Schutz, Betrieb und Überwachung werden für jede Anwendung zusammengestellt und auf das Sekundärsystem abgebildet. Normalerweise haben Philosophie und Anforderungen des Anwenders einen Einfluss auf die Ausprägung

der Funktionen in Bereichen wie Schutzschema, Schaltheihe, Verriegelung und der Gestaltung der Bedienoberfläche (einschließlich der Verteilung all dieser Funktionen auf die Feldgeräte). Der Planungsprozess umfasst die Festlegung von Details wie z.B. Prozessparameter (z.B. Strom- und Spannungsskalierung), Systemparameter (z.B. zu Verriegelungszwecken ausgetauschte Daten) und Einstellwerte (z.B. Ansprechwerte für den Überstromschutz). Das Ergebnis ist ein anwendungsspezifisches Datenmodell, dargestellt durch Spezifikationen, die normalerweise durch schriftliche Anforderungsspezifikationen dokumentiert sind, einschließlich Ablaufdiagrammen und Signallisten.

Auf der Grundlage dieser Spezifikationen erfolgt die Auswahl einer Systemkonfiguration und geeigneter IEDs zur Erfüllung der funktionalen Anforderungen.

### b) Geräte- und Systemkonfiguration

In dieser Phase erfolgt die Konfiguration der gewählten SAS-Lösung. Diese Aufgabe wird gewöhnlich von einem Systemintegrator übernommen.

Die Konfiguration beginnt normalerweise bei den Geräten. Ausgehend von den Anforderungsspezifikationen werden die gewünschten Funktionen in ein gerätespezifisches Datenmodell und einen Operationscode umgesetzt. Diese umfassen Schutzeinstellungen, Verriegelungsterme, Funktionsplan-Logik, HMI-Anlagenbilder und -Diagramme. Das Konfigurieren dieser Aspekte erfolgt mit gerätespezifischen Tools.

Die Kommunikationsinfrastruktur kann als das Rückgrat eines SAS betrachtet werden. Die Einbindung der Geräte in ein System erfolgt im Rahmen der Systemkonfiguration. Bei der Systemkonfiguration werden die Kommunikationsparameter gesetzt, um festzulegen, welche Daten zwischen Geräten, Stationseinheit, HMI und Leitstellen ausgetauscht werden und auf welche Weise dies geschieht.

#### c) Geräte-Parametrierung

In dieser Phase weist der Systemintegrator die gerätespezifischen Datenmodelle, Einstellungen und Operationscodes den entsprechenden Geräten zu. Der Download der Daten in die Geräte erfolgt wiederum mit gerätespezifischen Tools.

#### d) Test und Diagnose

Test und Diagnose spielen eine wesentliche Rolle für den ordnungsgemäßen Betrieb eines SAS – bzw. für die Störungsbehebung im Falle einer Funktionsstörung. Die Test- und Diagnosetools sind überwiegend herstellerspezifische Tools, die oft funktional in Geräte- Konfigurationstools integriert sind. Umfangreiche Tests finden bei FAT, Inbetriebnahme und SAT statt, gewöhnlich mit Unterstützung durch Überwachungs- und Diagnosetools.

#### e) Dokumentation

Die Dokumentation wird durch einen Systemintegrator erstellt und umfasst:

- Elektrische Schaltbilder des kompletten SAS
- Signallisten
- Listen der Kommunikationsadressen
- Parametereinstellungen (Prozess, Schutz und Kommunikation)
- Datenlisten für Bittests
- Betriebshandbücher und technische Handbücher
- Abnahmeprotokolle
- Inbetriebnahmeprotokolle.

#### f) Inbetriebnahme und Betrieb

Die Inbetriebnahme beginnt, nachdem das System installiert wurde und seine Abnahmetests bestanden hat. Diese Aufgabe übernimmt normalerweise der Systemintegrator, zusammen mit dem Eigentümer oder Betreiber oder beiden. In der Betriebsphase findet eine periodische oder zustandsabhängige Wartung statt. Darüber hinaus können Modifikationen oder sogar Systemerweiterungen ein Reengineering erforderlich machen.

### 2.3 Einschränkungen und Probleme

In der Praxis läuft der unter Punkt 2 beschriebene Engineering-Prozess selten nahtlos und optimal ab. Hauptsächlich deswegen, weil er die Verwendung herstellerspezifischer Tools, die für eine bestimmte Engineering-Aktivität und Systemebene entwickelt wurden und proprietärer Datenmodelle erfordert. Bei Projekten mit einer homogenen Systemplattform (alle Geräte vom gleichen Anbieter) gibt es relativ wenig Probleme, da die Tools normalerweise so koordiniert sind, dass sie mehrere Systemebenen und Aktivitäten abdecken. In heterogenen Anwendungen – normalerweise in Hochspannungsprojekten (> 110 kV), Retrofit- oder Erweiterungsprojekten – spielen die Import- und Exportqualitäten der Tools eine wichtige Rolle.

Die Verwendung mehrerer Tools in einem Projekt hat folgende Auswirkungen:

- Der Ingenieur muss den Prozess durch eine Kette von Tools, oft mit Iterationsschleifen, hindurchführen.
- Daten müssen für verschiedene Geräte und Systemebenen mehrmals eingegeben werden.
- Systemintegratoren und Betreiber müssen eine Vielzahl verschiedenartiger Geräte und Tools handhaben (mit unterschiedlichen Typen, Herstellern, Technologien und Modellierungsverfahren), die jeweils entsprechende Schulung und entsprechendes Know-how erfordern.

Die Datenmodelle der meisten Tools sind stark signalorientiert. Daher erfordert die Abbildung der Daten auf HMI-Anwendungen umfangreiche Konvertierungen in technologieorientierte Objekte (z.B. Leistungsschalter, Trennschalter, Transformatoren usw.).

Eine übliche Erscheinung bei Projektaktivitäten ist auch, dass die meisten Artefakte (Anforderungsspezifikationen, Dokumente, Signallisten, Datenmodelle usw.) weder standardisiert noch einheitlich sind. Diese Dinge werden stark von den Arbeitspraktiken, Tools und Philosophien des Anwenders und des Anbieters bestimmt. Dies führt zu den folgenden Einschränkungen und Konsequenzen:

- Umfangreiche Datenkonvertierungen zwischen Tools erforderlich
- Wiederverwendung von Engineering-Daten ist problematisch.

### ■ 3. Anforderungen

Um die vorgenannten Einschränkungen und Probleme zu vermeiden, muss ein effizienter Engineering-Prozess die folgenden Anforderungen an Datenmodelle und Tools erfüllen:

- Standardisiertes und technologieorientiertes Datenmodell
- Einheitliches Austauschformat zur Darstellung der Datenmodelle
- Standardisierte Import- und Exportschnittstellen für alle Tools
- Unterstützung von Vorlagen für die einfache Wiederverwendung von Engineering-Daten in Fällen aller Art, von einfachen Systemerweiterungen bis zum Delta-Engineering kompletter Systeme
- Eine Schnittstelle, welche im Standardmodus die Anwender von der Komplexität abschirmt, mit einem Expertenmodus nach Bedarf
- Ein-Tool-Modell (für zahlreiche Projekte) zur Reduzierung der Anzahl der in einem Projekt verwendeten Tools
- Integrierte Konfigurierungsmöglichkeiten für die Kommunikation, um die Anzahl der Tools pro Projekt weiter zu reduzieren
- Herstellerunabhängige Test- und Diagnose-Tools
- Klar definierte Schnittstellen zwischen den Benutzerrollen.

### ■ 4. Vorteile des Engineering gemäß IEC 61850

#### 4.1 Hauptmerkmale des IEC 61850-Standards

Die nachfolgende Zusammenfassung soll grundlegende Kenntnisse des IEC 61850-Standards vermitteln – seine Prinzipien, Konzepte und Methodiken. Im Gegensatz zu anderen angewandten Kommunikations-Standards, z. B. IEC 60870-5-101/-103 /-104, geht der IEC 61850-Standard über die reine Kommunikation hinaus.

Hauptmerkmale:

- Ein objektorientiertes und anwendungsspezifisches Datenmodell mit Schwerpunkt auf der Stationsautomatisierung, siehe auch Literaturhinweise [2 bis 4] auf Seite 19. Dieses Modell enthält Objekttypen, die nahezu alle existierenden Einrichtungen und Funktionen in einer Station repräsentieren wie: Leistungsschalter, Schutzfunktionen, Strom- und Spannungswandler, Störschreiber u.v.m.
- Kommunikationsdienste bieten verschiedene Methoden für den Informationsaustausch. Diese Dienste betreffen das Melden und Protokollieren von Ereignissen, die Steuerung von Schaltern und Funktionen, die Abfrage von Datenmodell-Informationen,

Echtzeit-Peer-to-Peer-Kommunikation (GOOSE), den Austausch von Abtastwerten und den Dateitransfer für Störungsaufzeichnungen, siehe auch Literaturhinweise [5 und 6] auf Seite 19.

- Entkopplung von Datenmodell und Kommunikationsdiensten von konkreten Kommunikationstechnologien. Diese Unabhängigkeit von der Technologie garantiert eine langfristige Stabilität für das Datenmodell und eröffnet die Möglichkeit, zu Nachfolge-Kommunikationstechnologien zu wechseln, siehe auch Literaturhinweis [7] auf Seite 19.
- Einheitlicher formaler Beschreibungscode, der eine standardisierte Darstellung des Datenmodells eines Systems und seiner Verknüpfungen mit Kommunikationsdiensten ermöglicht, siehe auch Literaturhinweis [8] auf Seite 19. Dieser Code mit der Bezeichnung SCL (Substation Configuration Description Language) deckt alle Aspekte der Kommunikation gemäß IEC 61850 ab. Auf der Basis von XML ist dieser Code ein ideales Format für den elektronischen Austausch von Konfigurationsdaten. Er sieht die folgenden vier Arten von SCL-Files vor:
  - SSD (Substation Specification Description)-Files: Enthalten Informationen über Primäranlagen und -topologien und ihre Verknüpfungen mit grundlegenden Anwendungsfunktionen. Die Verwendung von SSD-Files ist optional.
  - ICD (IED Capability Description)-Files: Enthalten Informationen über die funktionalen Fähigkeiten eines IED.
  - SCD (Substation Configuration Description): Enthalten die konfigurierten Datenmodelle und Kommunikationseinstellungen aller in einer SAS vorgesehenen IEDs.
  - CID (Configured IED Description) ist eine IED-spezifische Teilmenge der SCD, die alle relevanten Informationen für ein IED enthält. Ihre Verwendung ist optional.
- Beschreibung der Anforderungen an den System- und Projektmanagement-Prozess und an spezielle Tools für das Engineering, siehe auch Literaturhinweis [9] auf Seite 19.

Mit SCL führt der IEC 61850-Standard ein leistungsfähiges und einzigartiges Merkmal für den Bereich der Stationsautomatisierung ein. SCL ermöglicht die einheitliche und herstellerneutrale Darstellung der Kommunikationskonfiguration eines Systems, die über den gesamten System-Lifecycle hinweg genutzt werden kann.

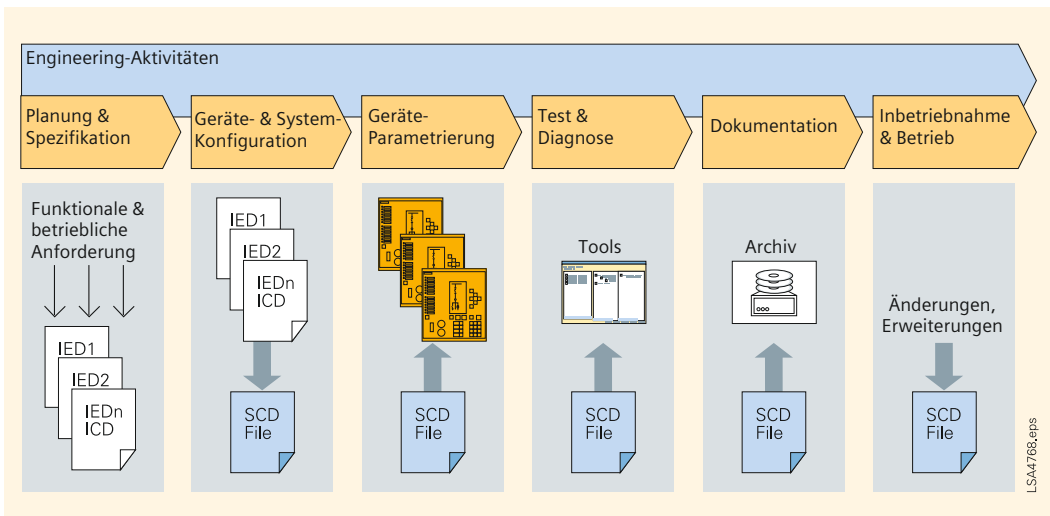


Bild 2 Prinzipien des SCL-zentrierten Engineering

ICDs = IED Capability Description-Files

SCDs = Substation Configuration Description-Files

#### 4.2 Der SCL-zentrierte Engineering-Prozess

Heute werden leistungsfähige Tools angeboten, die SCL verarbeiten können und die Anforderungen an ein effizientes Engineering erfüllen. Diese Tools ermöglichen einen SCL-zentrierten Engineering-Prozess. Nachfolgend werden die SCL-zentrierte Engineering-Methodik und ihre Vorteile beschrieben. Bild 2 veranschaulicht die Weiterleitung der SCL-Files durch die Engineering-Aktivitäten.

##### a) Planung und Spezifikation

Nicht kommunikationsrelevante Spezifikationsdaten liegen weiterhin in Form von Zeichnungen, Tabellen und Funktionsplänen vor.

Alle direkt auf die Kommunikation bezogenen Spezifikationsdaten lassen sich jedoch mit Hilfe des IEC 61850-Standards abdecken. Es müssen daher passende Geräte ausgewählt werden, die spezifizierte Funktionen bieten und die anwendungsspezifischen Daten auf das IEC 61850-Datenmodell abbilden. Das Ergebnis dieser Gerätespezifikation ist die Zusammenstellung von ICD-Files gemäß den verwendeten IEDs.

##### Vorteile:

- Auswahl von IEDs mit Konformitätszertifikat. Mit seiner standardisierten Konformitätsprüfung ermöglicht der Standard die Auswahl von Geräten mit Konformitätszertifikat. Dies gewährleistet ein hohes Maß an Interoperabilität und Leistung.
- Automatische Erstellung von IED-spezifischen IEC 61850-Datenmodellen in Form von ICD-Files. Im Falle der Gerätespezifikation bieten solche Tools den Vorteil der automatischen Erstellung des IEC 61850-Datenmodells. Beispiel: Wenn die Steuerung eines Schalters erforderlich ist, kann

ein Tool für Steuerungs- und Schutzgeräte diese Funktion automatisch in den IEC 61850-Bereich abbilden, indem es geeignete Instanzen der Datenobjekte generiert (logische Knoten XSWI, CSWI, CILO).

##### b) Geräte- und Systemkonfiguration

Die Detailkonfiguration der Anwendungsfunktionen – z. B. Schutz, Steuerung, Verriegelung usw. – fällt in den Bereich der Gerätekonfiguration. Mit seiner einheitlichen Benennungskonvention ermöglicht das IEC 61850-Datenmodell die durchgängige Verwendung von Objekt- und Signalnamen in Tools. Die objektorientierte Filterung bietet deutliche Vorteile bei der Konfiguration, besonders beim Konfigurieren von HMI und Leitstelle.

Die Systemkonfiguration umfasst alle Anwendungsfälle für die Konfiguration von Kommunikationsanwendungen. Diese Konfiguration kann mit dem Systemkonfigurator-Tool vorgenommen werden, das vorteilhaft im Geräte-Konfigurationstool implementiert ist. Das Systemkonfigurator-Tool importiert alle ICD-Files und nimmt grundlegende Kommunikationseinstellungen (z. B. IP-Adressen), Report-Konfigurationen und GOOSE-Konfigurationen vor. Auf diese Weise erstellt es das SCD-File des Systems.

##### Vorteile:

- Durchgängige Namensgebung für Datenobjekte. Standard-Benennungskonventionen vereinfachen das Abbilden der Daten auf HMI- und Leitstellen-Anwendungen.
- Einfache Handhabung der Kommunikation. Die Abschirmung des Benutzers von der Komplexität vereinfacht die Konfiguration und erleichtert die Konzentration auf die Anwendung selbst.

- Eingebautes Qualitätsmanagement. Die eingebaute Unterstützung von Revision-Tags in SCL ermöglicht eine effektivere Erkennung von Änderungen in den Konfigurationsfiles. Zusätzlich prüfen die bereitgestellten Tools das IED-Modell anhand des Standards und führen eine Konsistenzprüfung durch.

#### c) Geräte-Parametrierung

Das SCD-File wird an alle beteiligten IEDs übertragen. Nach dem Import des SCD-Files extrahieren die Geräte-Tools die relevante Daten-Teilmenge und laden die Konfigurationsdaten in das IED.

##### Vorteil:

- Ein gemeinsames Konfigurationsfile für alle IEDs. Es wird keine zusätzliche gerätespezifische Konfiguration der Kommunikation benötigt.

#### d) Test und Diagnose

Auf der Basis von Ethernet-Technologie und eines standardisierten Protokoll-Stacks bietet der IEC 61850-Standard mehrere Vorteile für Test und Diagnose.

##### Vorteile:

- Simulation und Test von IEDs. Mit speziellen Testtools lässt sich das Kommunikationsverhalten durch Simulation eines hohen Verkehrsaufkommens oder spezieller Telegramme im Netz prüfen. Diese Tools – und damit auch die Überprüfung der Einrichtungen auf Schutzfunktionen – können SCD-Files zur Vereinfachung der Handhabung importieren.
- Herstellerneutrale Test- und Diagnosetools ermöglichen auf weniger Tools konzentrierte Schulung. Aufgrund des standardisierten Protokoll-Stacks des IEC 61850-8-1-Standards sind Objekt-Browser von IED-Anbietern oder Testgeräteherstellern für alle IEC 61850-konformen IEDs verwendbar sowie für Tools zur Analyse des Netzwerkverkehrs, die außerhalb der Stationsautomatisierung etabliert sind.

#### e) Dokumentation

Das SCD-File repräsentiert die elektronische Dokumentation der Kommunikationskonfiguration eines SAS. Dieses File bietet die folgenden Vorteile für Dokumentationszwecke:

##### Vorteile:

- Einheitliche Darstellung der Kommunikationskonfiguration für ein komplettes System.
- Automatische Generierung von Datenlisten für Kommunikationstests.

#### f) Inbetriebnahme und Betrieb

Das standardisierte und technologieorientierte Datenmodell des IEC 61850-Standards eröffnet in Verbindung mit einem Tool, das objektorientierte Vorlagen unterstützt, verschiedene Vorteile für aktuelle und zukünftige Systeme. Zusätzlich liefern die umfassenden IED-Datenmodelle wertvolle Informationen für den Energieversorger.

##### Vorteile:

- Einfache Änderungen und Erweiterungen. Wird ein IED modifiziert, so werden alle Änderungen an einer Vorlage an alle Instanzen dieser Vorlage weitergemeldet. Die Vorlagen können auch das Anlegen eines neuen Feldes einschließlich aller erforderlichen IEDs ermöglichen – ein wesentlich effizienteres Verfahren als Kopieren und Einfügen.
- Zugang zu Wartungsdaten. Während des Betriebs können die für das Asset-Management benötigten Informationen leicht abgefragt werden, einschließlich Leistungsdaten, Schaltspielzählern, Schaltströmen usw.

#### 4.3 Delta-Engineering

Delta-Engineering ist die effizienteste Möglichkeit zur Auslegung eines neuen Systems. Hierbei wird eine vorhandene Konfiguration durch Änderungen und Erweiterungen an die neue Anforderungsspezifikation angepasst. Diese Methode ist nicht neu, ermöglicht aber dank der Vorzüge des IEC 61850-Standards – insbesondere von dessen Datenmodell – einen höheren Grad der Wiederverwendung.

#### ■ 5. Schlussbemerkung

Die Optimierung des Engineering-Prozesses bietet ein großes Potenzial für die Reduzierung der Anschaffungs- und Installationskosten von Stationsautomatisierungssystemen. Der IEC 61850-Standard bietet mehrere Merkmale, die eine Optimierung aller Aktivitäten, von der Spezifikation bis zur Betriebsphase, erlauben.

Ein vielversprechender Hebel zur Verbesserung der Effizienz des Engineering in der Stationsautomatisierung ist die vertikale Erweiterung des IEC 61850-Standards. Durch Schließen der Lücken von Stationen zu Leitstellen und von der Prozess- zur Feldebene wird die durchgängige Kommunikation des IEC 61850-Standards auch die letzten Unstetigkeiten in der Kommunikation beseitigen.

**Literatur:**

- [1] K.-H. Schwarz "Impact of IEC 61850 on system engineering, tools, peopleware, and the role of the system integrator", Proceedings of Distributech, San Diego, USA, Feb. 2007.
- [2] IEC 61850-7-1, "Communication networks and systems in substations – Part 7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and models", Ausg. 1, Juli 2003.
- [3] IEC 61850-7-3, "Communication networks and systems in substations – Part 7-3: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Common data classes", Ausg. 1, Mai 2003.
- [4] IEC 61850-7-4, "Communication networks and systems in substations – Part 7-4: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Compatible logical node classes and data classes", Ausg. 1, Mai 2003.
- [5] IEC 61850-8-1, "Communication networks and systems in substations – Part 8-1: Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3", Ausg. 1, Mai 2004.
- [6] IEC 61850-9-2, "Communication networks and systems in substations – Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3", Ausg. 1, Apr. 2004.
- [7] IEC 61850-7-2, "Communication networks and systems in substations – Part 7-2: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Abstract communication service interface (ACSi)", Ausg. 1, Mai 2003.
- [8] IEC 61850-6, "Communication networks and systems in substations – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs", Ausg. 1, März 2004.
- [9] IEC 61850-4, "Communication networks and systems in substations – Part 4: System and project management", Ausg. 1, Jan. 2002.



# Innovative Leittechnik-Lösungen mit IEC 61850

## ■ 1. Einleitung

Seit der Veröffentlichung der IEC 61850 als internationaler Standard für die Kommunikation in Schaltanlagen hat die Norm eine sehr große Akzeptanz auf den Märkten erfahren. Bei den ersten realisierten Anlagen war das primäre Ziel die erfolgreiche Umsetzung von bestehenden Konzepten und Lösungen in einer neuen Technik. Diese positiven Erfahrungen der ersten Projekte haben das Vertrauen der Anlagenbetreiber in den Standard gefestigt. Das Leistungspotenzial der IEC 61850 wurde bei diesen Anlagen aber noch nicht vollständig genutzt.

Mit der rasch steigenden Anzahl an realisierten Anlagen wuchs auch das Vertrauen in die Technik und es entstanden erste Anwendungen, welche die neue Technologie nützen. Die häufigste leittechnische Anwendung war die Dezentralisierung des Schaltfehlerschutzes mit Hilfe von GOOSE-Messages.

Der neue Kommunikationsstandard beinhaltet viel umfassendere Definitionen als andere Protokolle und hat als Zielsetzung vor allem

eine verbesserte Interoperabilität zwischen Geräten von unterschiedlichen Herstellern, langfristige Investitionssicherheit sowie einen effizienten Austausch von objektorientierten Datenmodellen zwischen Engineeringsystemen. Zusätzlich bietet die IEC 61850 auch die Möglichkeit, parallele Verdrahtungen durch Ethernet zu ersetzen und mit den schnellen Informationsaustausch zwischen den Geräten umzusetzen. Der vorliegende Artikel befasst sich vor allem mit diesem Aspekt und stellt neue Lösungen dem konventionellen Ansatz gegenüber.

Anhand von zwei praktisch erprobten Beispielen wird gezeigt, wie innovative digitale Stationsleittechnik zum Nutzen der Anwender mit dem Einsatz von neuen Funktionen der IEC 61850 realisiert wird.

Die Anwendungsbeispiele sind:

**2. Dezentraler Synchro-Check** (Seite 22)

**3. Ringsammelschiene mit automatischer Umschaltung** (Seite 24)

## ■ 2. Dezentraler Synchro-Check

### 2.1 Anwendung

Mit der Funktion Synchro-Check wird vor dem Zuschalten eines Leistungsschalters überprüft, ob die elektrischen Parameter der beiden Teilnetze innerhalb vorgegebener Grenzen liegen. Diese Überprüfung ist notwendig, um die beim Zusammenschalten entstehenden Ausgleichsvorgänge zu begrenzen. Zu diesem Zweck wird die Spannung des zu schaltenden Abzweiges mit der Sammelschienenspannung auf Betrag und Phasenlage sowie die Frequenzwerte miteinander verglichen.

Aus Kostengründen befindet sich in modernen Anlagen nur selten ein Spannungswandler direkt an der Sammelschiene. Um die Spannung auf der Sammelschiene zu bestimmen, wird in diesem Fall mittels Applikationssoftware ein Vergleichsfeld ausgewählt. Das Feldleitgerät (FLG) in diesem Referenzabzweig schaltet die Spannung über ein Relais auf eine Ringleitung. Diese Ringleitung verteilt die Spannung auf alle Felder und das FLG im zu schaltenden Abzweig greift die Spannung von der Ringleitung ab. Nun liegen alle benötigten Informationen bereit und das FLG prüft autark, ob die Synchro-Check-Bedingungen erfüllt sind. Wenn die vorgegebenen Grenzwerte für Spannungsamplitude, Winkel- und Frequenzdifferenz eingehalten werden, erfolgt die Freigabe durch die Synchro-Check-Funktion und anschließend die Zuschaltung des Leistungsschalters.

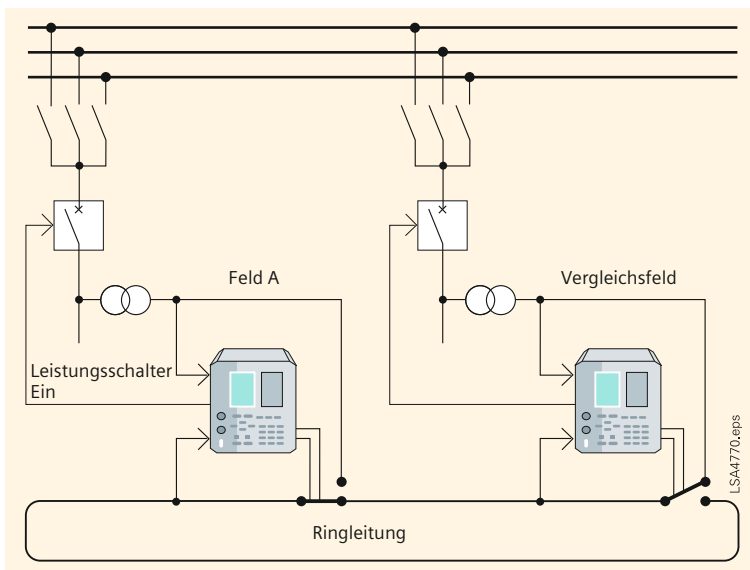


Bild 1 Anordnung für den dezentralen Synchro-Check

### 2.2 Konventionelles Konzept

Die Realisierung der dezentralen Synchro-Check-Funktion mit digitaler Leittechnik entspricht schon seit vielen Jahren dem Stand der Technik. In den meisten Anlagen mit dieser Funktionalität wird die Logik zur Bestimmung des Vergleichsfeldes zentral im Stationsleitgerät ausgeführt. Das heißt, die Nahsteuerung auf Stationsebene gibt einen Befehl zum Einschalten des Leistungsschalters eines Feldes A ab. Dieser Befehl wird im Stationsleitgerät (SLG) entgegengenommen, in einer zentralen Logik, welche die relevanten Stellungsmeldungen und Informationen berücksichtigt, erfolgt die Auswahl des Vergleichsfeldes. Anschließend wird vom SLG ein Befehl zum ausgewählten FLG im Referenzfeld geschickt, das Ringleitungsrelais zu schalten. In weiterer Folge kann das FLG des Feldes A die Synchro-Check-Überprüfung durchführen.

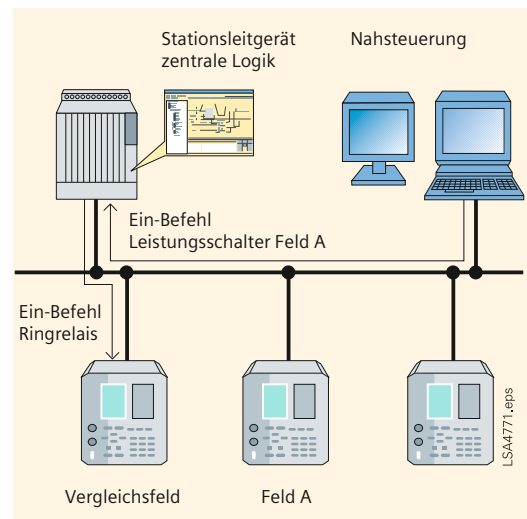


Bild 2 Befehlsablauf im konventionellen Konzept





### 3.3 Die Lösung

Es wurde eine Lösung mit je einem FLG pro Maschenecke ausgearbeitet.

Nach Erstellung einer endgültigen Signalliste wurden jene Signale identifiziert die zwischen den FLG ausgetauscht werden und die Schaltsequenzen koordinieren.

Statt wie bisher die Geräte mit konventioneller Verdrahtung zu verbinden entschied sich das Projektteam für die Verwendung von IEC 61850 GOOSE-Nachrichten zur Weitergabe der Signale zwischen den Geräten. Hieraus ergaben sich die Vorteile reduzierter Installationskosten und der Verwendung eines zukunftssicheren Industriestandards anstelle einer spezifischen Lösung.

Die automatische Umschaltung und automatisch verzögerte Wiedereinschaltung wurden unter Verwendung eines grafischen Logiktools entwickelt, das zur Projektierung und Diagnose der Feldleitgeräte eingesetzt wurde.

Während der Projektierung des DAR-Systems stellte sich heraus, dass der Funktionstest mit herkömmlicher Prozesssimulation mittels Schalter nicht ausreichend war. Deshalb wurde parallel ein Testsystem entwickelt.

Das Testsystem besteht aus einer Visualisierung, welche das einpolige Übersichtsbild der Ringsammelschienenstation anzeigt, in dem Schaltgerätstellungen manuell geändert, analoge Werte kontrolliert und Schutzauslösungen gemeldet werden können. Die Visualisierung ist an die PROFIBUS-Peripherie angeschlossen, die wiederum mit den geprüften Feldleitgeräten verbunden ist. Das Testsystem reagiert auf Ereignisse, d. h., es simuliert das Aus-/Einschalten von Trennschaltern und ermöglicht die einfache Erstellung von Testsequenzen und ihre Wiederverwendung für reproduzierbare Tests.

Mit Hilfe dieses Testsystems konnte die konkrete Funktionsweise der DAR-Funktion in den FLG problemlos nachgewiesen werden und einer erfolgreichen Inbetriebsetzung der Anlage stand nichts mehr im Wege.

### ■ 4. Zusammenfassung

Die ausgeführten Beispiele zeigen, dass auch mit den aktuellen Implementierungen die Möglichkeiten der IEC 61850 weit über bisher bekannte Anwendungen hinausgehen. Bei einer genauen Analyse wird man in vielen Anwendungen die vorteilhaften Einsatzmöglichkeiten der IEC 61850 erkennen. Die Entscheidung, wie umfangreich bestehende Konzepte umgearbeitet werden sollen, muss natürlich zwischen dem Betreiber der Anlage und dem Lieferanten individuell getroffen werden.



## Nahtlose Migration

### ■ 1. Migrationsstrategien zur Anbindung existierender Anlagen an IEC 61850

Ein Großteil der Schaltanlagenprojekte sind keine Neuanlagen, sondern Erweiterungen oder Modernisierungen. Dementsprechend darf sich der Fokus beim Einsatz der IEC 61850 nicht nur auf Neuanlagen beschränken, Strategien für die Anbindung an existierende Technologien sind erforderlich. Der Artikel beschreibt Wege und Lösungsmöglichkeiten für diese Anforderung.

### ■ 2. Migration in ein bestehendes Umfeld

Aufgrund der hohen Investitionssummen ist die Erneuerung von Schaltanlagen ein kontinuierlicher Vorgang. Zusätzlich sind heterogene Lösungen bedingt durch die lange Lebensdauer der Systeme auch innerhalb einer Station unvermeidlich. Einer der wichtigsten Aspekte bei der Integration von alten Anlagenteilen ist die Flexibilität der Systeme in Bezug auf die bestehenden Schnittstellen.

### ■ 3. Integration von Geräten mit IEC 60870-5-103-Schnittstelle

Der häufigste Anwendungsfall ist die Kopplung von Schutzgeräten mit Schnittstellen nach IEC 60870-5-103. Ein abgerundetes Portfolio muss vielseitige Möglichkeiten bieten, um den unterschiedlichen Anforderungen der Anwendungen und Konfigurationen gerecht zu werden. Grundsätzlich stehen zwei Varianten zur Auswahl. Entweder erfolgt die Kopplung von Geräten mit IEC 60870-5-103-Schnittstelle mit dem Einsatz von sogenannten seriellen Hubs oder Modems oder es erfolgt eine direkte Ankopplung über ein Feldgerät. Bei der Verwendung des seriellen Hubs/Modems wird das Kommunikationsmedium Ethernet genutzt, um die Telegramme nach IEC 60870-5-103 in Ethernet-Container zu verpacken und diese im Leitssystem wieder zu entpacken, so dass dieses die gewohnten IEC 60870-5-103-Telegramme dekodiert. Wird eine lokale Ankopplung über ein Feldgerät eingesetzt, erfolgt eine Zuordnung der IEC 60870-5-103-Adressen auf eine entsprechende IEC 61850-Adresse. Das Kommunikationsmedium Ethernet ist in diesem Fall nicht nur das Transportmedium, sondern es wird eine Datenwandlung durchgeführt.



Bild 1 400-kV-Freiluft-Schaltanlage

LSP2864.eps

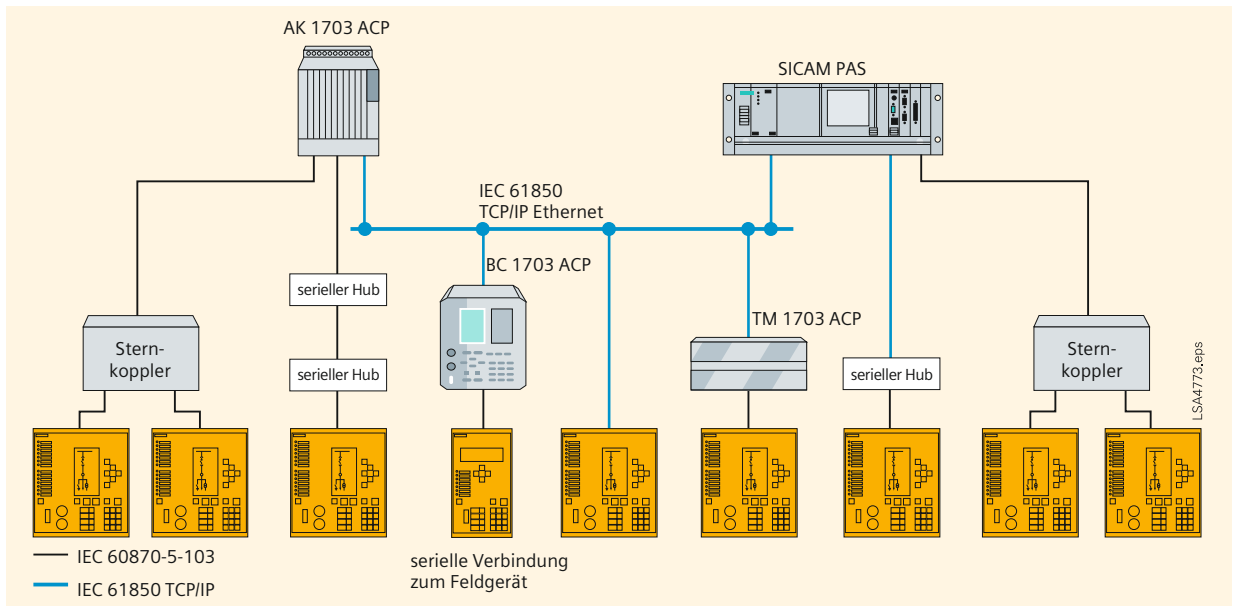


Bild 2 Integration von IEC 60870-5-103-Geräten

#### ■ 4. Kopplung der Leitstelle

Ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Migration ist die Zuordnung der Datenmodelle und Kommunikationsdienste der IEC 61850 auf das Fernwirkprotokoll nach IEC 60870-5-101/-104 oder DNP3.0 für die Kommunikation zur Netzleitstelle. Innerhalb des TC 57 der IEC ist eine technische Spezifikation in Ausarbeitung, die dieses Thema bearbeitet. Die Umsetzung dieser Empfehlung in den Produkten und Projektierungssystemen ermöglicht eine effiziente Vorgehensweise im jeweiligen Projekt und vermeidet aufwändige projektspezifische Lösungen.

Durch die Berücksichtigung einer solchen IEC-Technical Specification ist gewährleistet, dass alle Lieferanten die Umsetzung der Schnittstelle auf die gleiche Weise durchführen und eine Netzleitstelle genau weiß, welches IEC 61850-Objekt hinter einer 101/104-Information steckt, egal von welchem Hersteller die Schaltanlage ausgerüstet ist. Auch dieses Normungsvorhaben wird von der Siemens AG maßgeblich mitgestaltet und zeitnah in den Produkten umgesetzt.

#### ■ 5. Migration zu firmenspezifischen Vorgängersystemen

Im Rahmen der Normung werden nur Lösungen behandelt, die auf Kommunikationsprotokollen nach IEC-Standard basieren. Durch die in der Vergangenheit üblichen firmenspezifischen Protokolle für die Stationsleittechnik oder die Fernparametrierungsschnittstelle ist jeder Hersteller gefordert, Migrationswege zu Altsystemen aufzuzeigen.

Aber nicht nur Lösungen zu Vorgängersystemen aus dem eigenen Haus sind notwendig, sondern flexible Konfigurationen, die auch proprietäre Defacto-Standards aus vergangenen Tagen in die Gesamtlösung mit einbeziehen.

Nur mit Produkten und Systemen, die je nach Bedarf die unterschiedlichsten Protokollwelten unterstützen, ist eine effiziente Migration zu IEC 61850-Lösungen im Retrofit-Bereich umsetzbar.

#### ■ 6. Schrittweise Einführung der IEC 61850 in eine Anlage

Nicht nur die vorhandenen Kommunikationsprotokolle stellen eine wichtige Randbedingung im realen Einsatz dar.

Vor allem in Refurbishment-Projekten, wo die Umrüstung der Anlagen auf die neue Technik meist feldweise erfolgt, sind Konzepte notwendig, die einen parallelen, heterogenen Betrieb der Anlage ermöglichen. Betrachten wir zum Beispiel den Fall, bei dem im alten Anlagenteil die Verriegelungen konventionell durch Verdrahtung gelöst wurden und im neuen Teil der Anlage die Verriegelungen mittels GOOSE-Mechanismus realisiert werden sollen.

Um die Verriegelungslogik in den umgerüsteten Feldern bereits auf den Endausbau auszuliegen und um auch in der Umbauphase die Funktionalität der feldübergreifenden Verriegelung zu bieten, müssen die notwendigen Stellungsmeldungen des breit verdrahteten Anlagenteiles auch während des Umbaus im

neuen Anlagenteil berücksichtigt werden. Durch Einsatz eines flexiblen Koppel-elementes als universeller IEC 61850-Server können diese Informationen parallel angeschlossen und als GOOSE-Message dem neuen Anlagen-teil zur Verfügung gestellt werden. Auf diese Art ist ein schrittweiser Umbau von konventionellen Anlagen auf neueste Technologie und Konzepte bei Wahrung einer hohen Anlagenfunktionalität und damit Betriebssicherheit gegeben.

#### ■ 7. *Komplette Hochrüstung der Feldgeräte auf IEC 61850-Protokoll*

Alternativ besteht die Möglichkeit installierte Geräte durch Austausch des Kommunikationsmoduls sowie der Firmware-Hochrüstung auf IEC 61850 hochzurüsten. Durch diesen Migrationsschritt werden homogene, leistungsfähige und gleichzeitig zukunfts-sichere Lösungen geschaffen (siehe Bild 3).

#### ■ 8. *Inbetriebnahme und Test*

Unverzichtbar für den Ingenieur ist der Einsatz von Analysetools zur effizienten Inbetriebsetzung der Anlagen. Am Markt etablierte Produkte und Systeme bieten innerhalb der Engineeringwerkzeuge umfangreiche Diagnose- und Analysefunktionen an. Durch erweiterte Eigenschaften der IEC 61850 wie die Selbstbeschreibung der Geräte stehen mittlerweile Tools zur Verfügung, die in den vorangegangenen Lösungen keine Parallelen finden und den Komfort für den Anwender bei der Analyse weiter erhöhen. Mit einem universellen Browser ist der Anlageningenieur in der Lage, Datenmodelle eines beliebigen IEC 61850-Gerätes inklusive aller Attribute auszulesen, ohne über das Parametrierungstool des Herstellers verfügen zu müssen. Der zusätzliche Einsatz von Web- Technologien bietet weitere umfangreiche Diagnose- und Analysemöglichkeiten.

#### ■ 9. *Nutzen für den Anwender*

Die Sicherung der getätigten Investitionen ist für den Anwender eine der wichtigsten Zielsetzungen beim Umbau von Anlagen. Konzepte, die den nahtlosen Umstieg von Alt-systemen zu neuen Lösungen ermöglichen, tragen wesentlich zum Erreichen dieser Zielsetzung bei. Mit den gezeigten Konzepten können Altanlagen, schrittweise auf den neuesten Stand der Technik gebracht werden. Die getätigten Investitionen sind damit bestens gesichert und die Anlagen für zukünftige Erweiterung vorbereitet.



Bild 3 Upgrade eines bestehenden Gerätes mit IEC 61850

#### ■ 10. *IEC 61850 auf dem Vormarsch*

Inzwischen haben die vielen realisierten Anlagen (mehr als 1000 Anlagen bis Ende 2010) eindeutig gezeigt, dass die IEC 61850 innovative Anlagenlösungen bietet und technisch ausgereift und zuverlässig ist. Der bisherige Erfolg mit Produkten und Systemen nach IEC 61850 sowie die erhebliche Nachfrage auf nationalen und internationalen Märkten zeigen, dass sich die bisherigen Investitionen auf diesem Gebiet gelohnt haben.

Siemens E D EA wird auch in Zukunft in der Normung sowie bei der Implementierung der IEC 61850 in Geräte und Systeme eine führende Rolle einnehmen um den Nutzen für die Anwender kontinuierlich zu verbessern.



## Ethernet-Topologien mit IEC 61850

### ■ 1. Einleitung

Ethernet – seit langem in Unternehmens- und Büronetzwerken verbreitet – wird auch in allen anderen Teilen der Industrie populär. Der IEC 61850-Standard spezifiziert diese Art von Netzwerk als Kommunikationsplattform für den gesamten Standard. Auch wenn sich die Bandbreite von Ethernet jetzt und in den kommenden Jahren erhöht, ist das Protokoll in jedem Fall einsetzbar. Ethernet ist in der ganzen Welt bekannt und verbreitet. Es gibt keine Anzeichen, dass dieses Protokoll durch ein Nachfolgeprotokoll abgelöst wird. Daher wird Ethernet für sehr viele Jahre die Basis für IEC 61850 bilden.

Der vorliegende Beitrag soll dem Leser einen Überblick über die vorhandenen Ethernet-Technologien und gebräuchliche Topologien mit IEC 61850 geben.

Zu den wichtigsten Themen bei Schaltanlagen gehört die Zuverlässigkeit der Systeme und damit auch der vorhandenen Kommunikationsinfrastruktur. Die Zuverlässigkeit wird durch verschiedene Redundanz-Algorithmen gewährleistet, die in Ethernet-Netzwerken möglich sind.

Für eine sehr schnelle Übertragung der sogenannten GOOSE-Nachrichten für die direkte Kommunikation zwischen Feldern sieht der IEC 61850-Standard die Verwendung von EtherType vor, d. h., dass diese Nachrichten in einem flachen Layer 2-Netzwerk ohne Layer 3 IP-Adressen übertragen werden. Andere nicht zeitkritische Übertragungen, z. B. zum Stationsleitsystem SICAM PAS, die DIGSI-Konfiguration über IP oder die Abfrage der Homepage der IEC 61850-Baugruppen, basieren auf dem TCP/IP-Protokoll.

Nicht nur das Netzwerk selbst kann Redundanzen enthalten, sondern es sind auch Redundanzen bei den Verbindungen mit dem Stationsleitgerät SICAM PAS und mit SIPROTEC 4-Geräten aller Art möglich. Beide IEC 61850-Baugruppen in den SIPROTEC-Geräten – die elektrische und die optische – haben redundante Backplane-Ports. Auf diese Weise kann jede Baugruppe mit zwei verschiedenen Switches verbunden werden. Bei Unterbrechung einer Verbindung wird die Standby-Verbindung innerhalb weniger Millisekunden aktiviert.

Im Stationsleitgerät SICAM PAS verwendet man das gleiche Verfahren durch Verwendung einer Zweifach-Netzwerkkarte, die ebenfalls mit zwei Switches verbunden ist. Daneben ist natürlich auch eine Systemredundanz möglich.

### ■ 2. Dienste in Ethernet-Netzwerken

Wie sieht es heute oft in bestehenden Schaltanlagen aus? Hier können Geräte verschiedener Hersteller im Einsatz sein. Die Geräte kommunizieren miteinander auf einfache Weise über Kupferadern und binäre Ein-/Ausgänge sowie zum Stationsleitgerät über separate Protokolle. Dies führt zu einem hohen Verkabelungsaufwand in der Schaltanlage. Jeder Anbieter verwendet einen eigenen Bus für seine Konfigurationstools; die Kommunikation zwischen Feldern erfordert eine feste Verdrahtung sowie binäre Eingänge und Ausgänge usw.

Mit Ethernet und IEC 61850 wird es nun möglich, alle Dienste auf allen Geräten aller Hersteller gleichzeitig auf ein und demselben Bus zu nutzen.

Zur Realisierung der Kommunikation für Geräte aller Art werden nur zwei Kupferadernpaare oder ein Glasfaserpaar benötigt.

### 2.1 Layer 2-Redundanz mit RSTP

Für Layer 2-Netzwerke sind verschiedene Redundanzalgorithmen verfügbar. Manche sind proprietär, andere in der Ethernet-Welt durch das IEEE standardisiert. Das gebräuchlichste Protokoll ist das sogenannte RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol). Dieses Protokoll bietet die Möglichkeit, alle verwendeten Ethernet-Switches in einer Ringstruktur zu verbinden. Infolge der integrierten Switch-Funktion lassen sich auch unsere SIPROTEC-Geräte mit optischer IEC 61850-Baugruppe so verbinden.

Für Redundanz im Netzwerk wird mehr als ein Pfad zwischen Quelle und Ziel benötigt. Dies wird durch die Ringstruktur erreicht, welche die physikalische Schleife für die Netzwerkgestaltung bildet. Im Falle einer echten Schleife in einem Ethernet-Netzwerk würde jedoch das erste Broadcast-Telegramm endlos zirkulieren und die gesamte verfügbare Bandbreite benötigen. Das Ergebnis ist ein sogenannter „Broadcast-Sturm“.

RSTP verhindert dieses Problem durch die schnelle Bildung eines logischen Baumnetzes, das alle Komponenten des Netzwerks umfasst (wie bereits der Name des Protokolls besagt). Im Falle einer Ringstruktur wird eine der physikalischen Verbindungen zwischen zwei Switches automatisch logisch abgeschaltet. Diese Backup-Verbindung wird nach Bedarf wieder aktiviert, wenn Netzwerkprobleme auftreten und die Verbindung zu allen angeschlossenen Geräten hergestellt werden muss. Dies erfolgt automatisch und mit jeder Art von Netzwerktopologie.

In Stationsautomatisierungssystemen ist nicht nur die Redundanz an sich sehr wichtig. Im Fehlerfall wird auch eine schnelle Wiederherstellungszeit benötigt. Die typische Wiederherstellungszeit in einer RSTP-Ringkonfiguration beträgt etwa 100 Millisekunden bis zu einer Sekunde. Diese Unterbrechungszeit ist für die Kommunikation in einer Schaltanlage nicht akzeptabel. Aus diesem Grunde hat Siemens zusätzlich eine Erweiterung des RSTP-Algorithmus vorgenommen. Damit unterstützt unsere Ethernet-Baugruppe automatisch beide RSTP-Versionen ohne Änderung der Konfiguration.

Auch in komplexen Ringstrukturen mit 30 Geräten sind Wiederherstellungszeiten zwischen 20 und 30 Millisekunden möglich. Diese umfassenden Tests wurden vom Siemens-Prüflabor mit den RuggedCom Switches erfolgreich durchgeführt (RuggedCom, Hirschmann und Siemens Scalance).

### 2.2 Überwachung der Netzwerke

Ebenso wie in Leitstellen besteht auch auf Schaltanlagenebene die Möglichkeit zur Online-Überwachung der eingesetzten Ethernet-Geräte. Dies erfolgt über das sogenannte Simple Network Management Protocol (SNMP). Dieses weit verbreitete Ethernet-Protokoll bietet die Möglichkeit der Online-Überwachung aller Ethernet-Switches sowie der SIPROTEC-Geräte. Dabei ist es nicht nur möglich, Netzwerkparameter und Statusinformationen der Geräte usw. zu überwachen, sondern auch, sie gegebenenfalls zu konfigurieren.

### 2.3 Zeitsynchronisation mit SNTP

Das Simple Network Time Protocol (SNTP) ist das gebräuchliche Protokoll in Ethernet-Netzwerken zur Synchronisation der integrierten Uhren der an das Netzwerk angeschlossenen Geräte.

Im IEC 61850-Standard wird auch die Verteilung der Zeitinformation an alle Teilnehmer durch das SNTP beschrieben.

Dies erfolgt durch einen SNTP-Server, der ebenfalls an das Ethernet angeschlossen wird. Dieser Zeitserver hat eine externe Zeitbasis wie z. B. einen DCF- oder GPS-Empfänger. Alle anderen angeschlossenen Geräte arbeiten als SNTP-Clients und fragen periodisch die korrekte Uhrzeit am Server ab.

Alle SIPROTEC 4-Geräte unterstützen das SNTP-Protokoll für die Zeitsynchronisation. Die Konfiguration erfolgt direkt in DIGSI. Ebenso kann ein zweiter redundanter Clock Master verwendet werden, was die Verfügbarkeit des SNTP-Zeitsynchronisationssystems erhöht. Im unwahrscheinlichen Fall eines Fehlers am primären Clock Master übernimmt der sekundäre Clock Master die Bedienung der Zeitabfragen aller SIPROTEC-Geräte.

### 2.4 VLAN und Priority Tagging

Mit VLAN (Virtual LAN)-Tags lässt sich ein Netzwerk in verschiedene Teilnetze untergliedern. Dies wird durch Hinzufügen weiterer Bits zum Ethernet-Telegramm realisiert. Auf diese Weise kann man Geräte im Netzwerk isolieren, die nicht mit anderen Geräten innerhalb desselben Netzwerks kommunizieren sollen. Dies ist dann nur mit einem Layer 3-Gerät wie einem Router möglich. Theoretisch sind über 4000 verschiedene VLAN-Segmente möglich.

Die drei Priority-Bits kennzeichnen ein Ethernet-Telegramm, damit es vorrangig vor einem anderen Telegramm übertragen wird. Das Telegramm mit der höchsten Priorität wird also zuerst gesendet.

Beide Informations-Tags, VLAN und Priority, sind gebräuchliche Erweiterungen in der Ethernet-Welt, um den Ethernet-Verkehr zu unterteilen und zu priorisieren. Im IEC 61850-Standard ist festgelegt, dass IEC 61850-konforme Geräte dieses Ethernet-Merkmal unterstützen sollen.

Diese Merkmale werden besonders für die GOOSE-Nachrichten angewandt. GOOSE-Nachrichten sollen sehr schnell und mit höherer Priorität als andere Arten von Ethernet-Telegrammen übermittelt werden.

### ■ 3. Design von Kommunikationsnetzwerken

Switches können als ein kurzer Abschnitt eines Ethernet-Busses angesehen werden. Sie dienen dazu, den Bus auf verschiedene physische Lokationen aufzuteilen. Managed-Switches können so konfiguriert werden, dass der Netzwerkverkehr in bestimmten Ethernet-Segmenten entlastet wird. Hierdurch kann eine kollisionsfreie Datenübertragung realisiert werden.

Im Hinblick auf die vorhandene Kabelinfrastruktur, die Kostensituation und die Notwendigkeit höherverfügbarer Netzwerke sind verschiedene Netzwerkgestaltungen erforderlich und möglich. Der vorliegende Beitrag kann nicht alle verschiedenen Varianten beschreiben. Es werden hier nur die drei gebräuchlichsten Strukturen dargestellt. Diese können natürlich auf verschiedene Weise modifiziert werden.

Die zuletzt genannte Struktur ist nur mit den optischen Ethernet-Modulen möglich. Diese Baugruppen haben eine integrierte Switch-Funktion, so dass die SIPROTEC-Geräte direkt miteinander verkettet werden können.

In solchen Fällen kommt ein Ethernet-Glasfaserring mit speziellen Switches (die eine Ring-Redundanz durch ‚rapid spanning tree‘ oder ähnliche Mechanismen erzielen) zum Einsatz. Hierbei kann der Ethernet-Backbone (Ethernet-Bus) durch Switches auf verschiedene physische Lokationen aufgeteilt werden.

Ein solcher Ethernet-Ring arbeitet auf n-1-Basis. Im Fall einer Unterbrechung der Kommunikation konfigurieren die Switches den Ring automatisch so um, dass keine Daten verloren gehen.

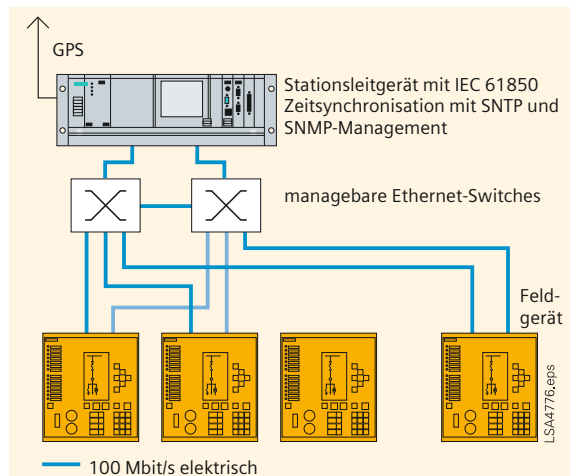


Bild 1 Stationsbus in einer Sternstruktur

Um sicherzustellen, dass alle Geräte ordnungsgemäß zusammenarbeiten, wurde im Prüflabor ein System mit zahlreichen IEC 61850-Geräten (der IEC 61850-Standard spricht in diesem Zusammenhang von IEDs, von „Intelligent Electronic Devices“) getestet, um unseren Kunden eine schnelle und zuverlässige Kommunikation zu bieten.

Mittlerweile gibt es weltweit mehr als 1000 Schaltanlagen mit IEC 61850.

Einige Kunden betreiben Systeme mit mehr als 200 SIPROTEC-Geräten störungsfrei in einem Netzwerk.

#### 3.1 Radiale Ethernet-Verbindungen (Sternstruktur)

Bild 1 zeigt IEDs mit Verbindungen zu zwei Switches. Dies ist natürlich auch für das Stationsleitgerät möglich.

Diese Konfiguration kann zum Einsatz kommen, wenn sich alle Ethernet-Geräte relativ nah beieinander befinden, wobei mit Glasfaserverbindungen auch größere Entfernungen möglich sind.

Dieses Design kann gewählt werden, wenn elektrische Ethernet-Baugruppen verwendet werden sollen. Alle SIPROTEC-Geräte oder Stationsleitgeräte können zweifach mit dem Netzwerk verbunden werden. Ein spezieller Redundanzmechanismus wie RSTP ist hier nicht erforderlich, da dieses Netzwerk keine Schleifen enthält. Dies bietet Redundanz für den Fall der Fehlfunktion eines Switches sowie Verbindungsredundanz für alle angeschlossenen Geräte. Für diese Art von Netzwerk entsteht ein geringerer Aufwand für die Konfiguration der Ethernet-Switches.

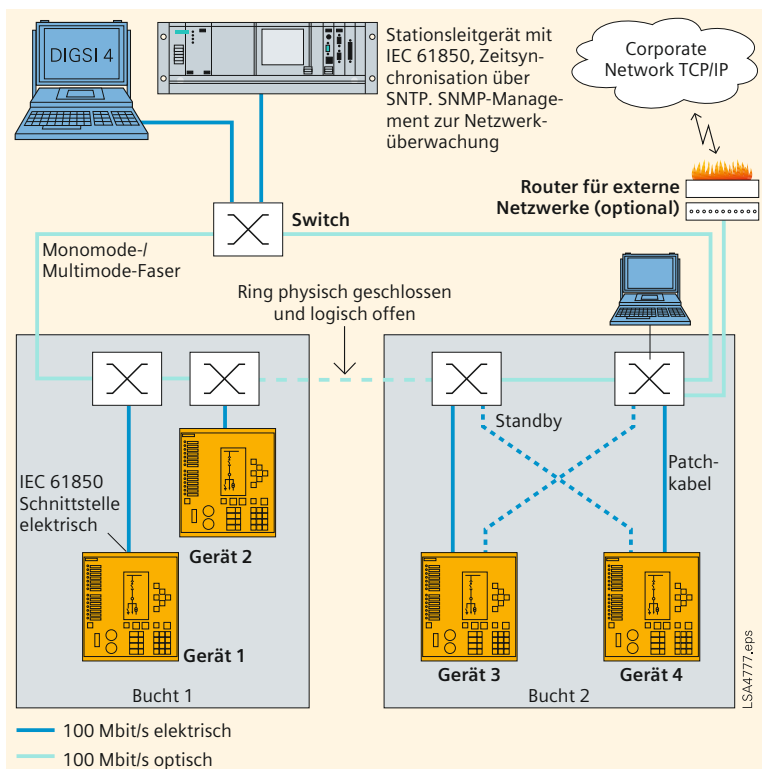


Bild 2 Stationsbus mit externen Switches in einer Ringstruktur

### 3.2 Ethernet-Ring mit Ethernet-Switches

Bild 2 zeigt einen Ethernet-Ring mit externen Switches. Der Layer 2-Redundanzmechanismus bewirkt eine logische Unterbrechung des Rings, so dass es keine umlaufenden Telegramme gibt. Bei Störungen in einem Switch oder einer unterbrochenen Verbindung zwischen zwei Switches wird die logische Unterbrechung innerhalb weniger Millisekunden automatisch wieder hergestellt, so dass die Kommunikation zwischen allen Geräten weiterhin möglich ist.

Die Verbindungen zwischen den Switches können mit Multimode- oder Monomode-Fasern hergestellt werden, abhängig von der vorhandenen Kabelinfrastruktur und den verwendeten Switches.

Bei diesem Design sind ebenfalls Verbindungen zwischen verschiedenen Lokationen möglich. Dies erfordert lediglich geeignete Glasfaserleitungen zum Verbinden der verschiedenen Lokationen. Auf diese Weise können Distanzen von bis zu 100 km überbrückt werden.

Pro Ring sind bis zu 30 Switches möglich. Mit proprietären Erweiterungen von RSTP lassen sich Ringe mit bis zu 80 Switches aufbauen. Die Anzahl der an einen Switch anschließbaren IEDs wird nur durch die Anzahl der physischen Anschlussports begrenzt (typisch sechs IEDs oder mehr pro Switch).

Alle SIPROTEC-Geräte und Stationsleitgeräte können zweifach an das Netzwerk angeschlossen werden; dies kann elektrisch oder optisch erfolgen. Dies bietet Redundanz für den Fall einer Fehlfunktion eines Switches sowie Verbindungsredundanz für alle angeschlossenen Geräte. Bei der zweifachen Anbindung ist eine der beiden Verbindungen immer aktiv, während die andere als Reserve vorgehalten wird (Standby). Bei Ausfall einer Verbindung wird die Standby-Verbindung in weniger als fünf Millisekunden aktiviert, so dass die Kommunikation mit dem Gerät weiterhin möglich ist.

Zusätzlich können Verbindungen zwischen Switches mit zwei getrennten Verbindungen realisiert werden. Diese beiden Verbindungen werden per „link aggregation“ verknüpft, was die Ring-Bandbreite verdoppelt und eine zusätzliche Verbindungsredundanz schafft.

An das Netzwerk kann auch ein Notebook für die DIGSI-Konfiguration sowie jedes andere Gerät angeschlossen werden. Der DIGSI-PC sollte an einen Switch-Port angeschlossen werden, der keinen sogenannten „Link Loss“-Alarm erzeugt, wenn der PC nach erfolgter Konfiguration wieder entfernt wird. Dieser Alarm kann an jedem Switch-Port im Switch-Konfigurierungstool aktiviert oder deaktiviert werden.

### 3.3 Ethernet-Ring mit SIPROTEC-IEDs

Bild 3 zeigt einen Ethernet-Ring mit SIPROTEC-Geräten. Diese Konfiguration wird empfohlen, da sie für den Anwender die größten Vorteile bietet. Es werden nur ein oder zwei externe Switches benötigt. Dies wird durch die einzigartige integrierte Switch-Funktion des optischen Ethernet-Moduls ermöglicht. Auf diese Weise lassen sich bis zu 30 SIPROTEC-Geräte in einem Ring anschließen. Wenn mehr Geräte benötigt werden, wird einfach ein zweiter Ring angelegt, der an die gleichen Switches angeschlossen werden kann (siehe auch Bild 4).

Die optische Baugruppe gibt alle Telegramme verzögerungsfrei und mit der maximalen Bandbreite von 100 Mbit/s weiter. Jedes Gerät nimmt nur die Telegramme vom Stationsbus auf, die für das jeweilige Gerät bestimmt sind.

Die optischen Ethernet-Module unterstützen vollständig den Layer 2-Redundanzmechanismus RSTP, so dass die gleichen Redundanzmerkmale wie mit externen Switches zur Verfügung stehen. Zusätzlich, und besonders in Verbindung mit den Switches von Ruggedcom, wurden die Rekonfigurationszeiten nach Ausfällen optimiert. Dieses Design wurde im Systemtest getestet und wird als zuverlässige und komfortable Kommunikationsstruktur eingesetzt.

Alle SIPROTEC-Geräte werden auf diese Weise mit je zwei Anschlüssen mit dem Netzwerk verbunden. Beide Verbindungen sind gleichzeitig aktiv, so dass im Falle einer Verbindungsunterbrechung die Daten über den anderen Port übertragen werden können.

Alle weiteren erforderlichen Komponenten mit elektrischen Ports können an die externen Switches angeschlossen werden. Ein Notebook zur DIGSI-Konfiguration kann ebenfalls an den externen Switches an das Netzwerk angeschlossen werden (siehe Bild 3).

Bild 4 zeigt, dass nicht nur ein Ring aufgebaut werden kann. Diese Gestaltung ermöglicht ein System mit bis zu 27 SIPROTEC-Geräten. Wenn mehr Geräte verwendet werden, kann man einfach einen zweiten Ring mit 27 weiteren Geräten anlegen usw. Diese Abbildung verdeutlicht einen der Vorteile des optischen Ethernet-Moduls. Für ein hochverfügbares redundantes IEC 61850-Ethernet-Netzwerk werden nur zwei externe Switches benötigt.

Diese Gestaltung bietet Kostenvorteile, eine drastische Reduzierung der externen Komponenten, eine vereinfachte Konfiguration mit weniger Komponenten im Netzwerk und eine hohe Verfügbarkeit durch Komponentenreduktion.

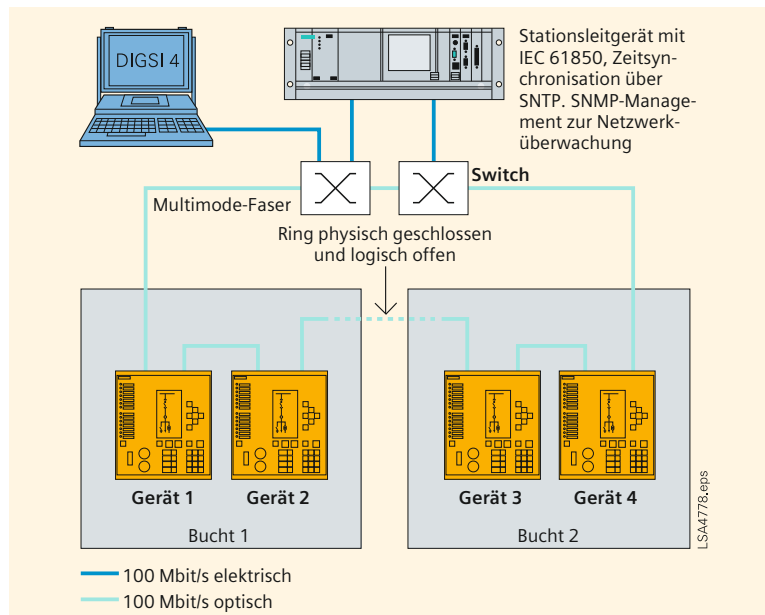


Bild 3 Stationsbus mit SIPROTEC-Geräten in einer Ringstruktur

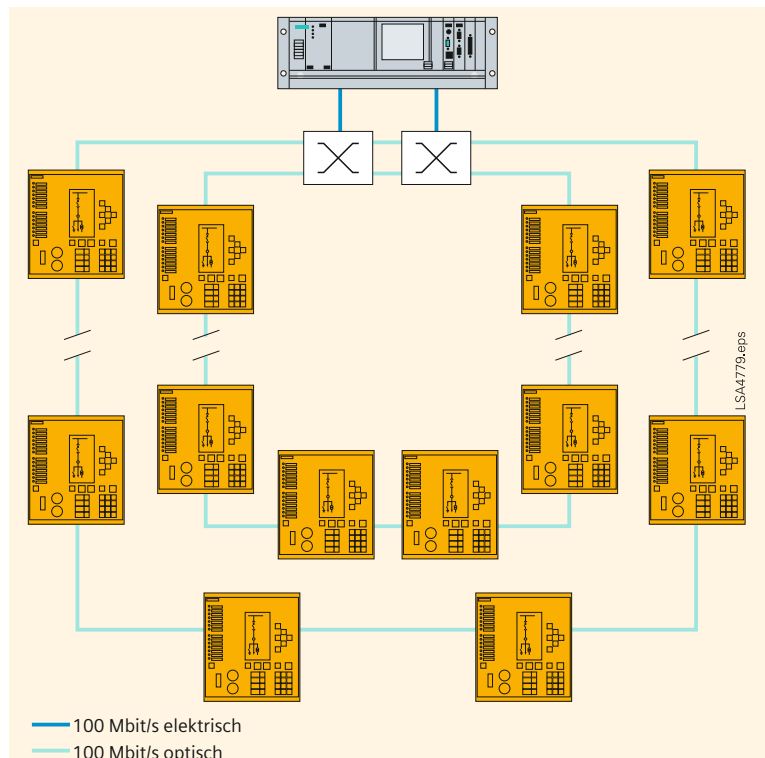
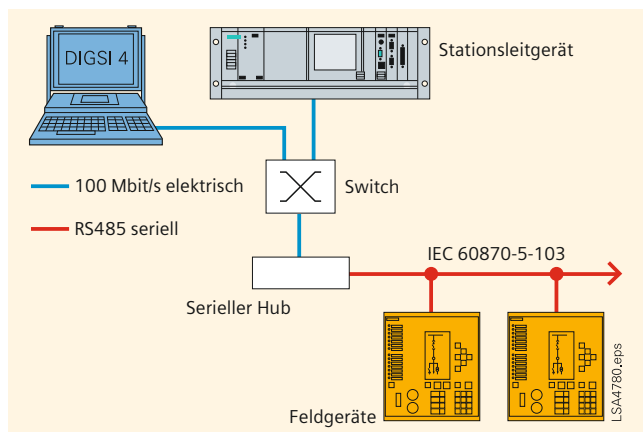


Bild 4 Stationsbus mit SIPROTEC-Geräten in einem Doppelring



**Bild 5** Anbindung von Nicht-IEC 61850-SIPROTEC-Geräten an den Stationsbus

### 3.4 Serielle Anbindung von Nicht-IEC 61850-Geräten

Zur Anbindung von Geräten an das Stationsleitgerät, die über keine IEC 61850-Schnittstelle verfügen, wird ein serieller Hub empfohlen. Im Stationsleitgerät können diese IEDs dann an der gleichen Schnittstelle konfiguriert werden (z. B. Kommunikationsport 3). Serielle Hubs lassen sich auch in redundante Stationsleitgeräte-Konfigurationen integrieren. Im aktiven Stationsleitgerät wird diese Schnittstelle aktiviert und im Standby-Stationsleitgerät deaktiviert. Bei einer Umschaltung werden diese Schnittstellen umgeschaltet. Zunächst muss die Schnittstelle des aktiven Stationsleitgerätes ausgeschaltet und anschließend die Schnittstelle des Standby-Stationsleitgerätes eingeschaltet werden. Die Kommunikation mit den relevanten IEDs wird zwangsläufig kurzfristig unterbrochen. Für diese Implementierung müssen die Automatisierungs- und OPC-Schnittstelle verwendet werden.

Zur Konfiguration eines Nicht-IEC 61850-SIPROTEC-Gerätes über Ethernet mit DIGSI kann ebenfalls ein serieller Hub eingesetzt werden. In diesem Fall wird der Kommunikationspfad im DIGSI-PC mit virtuellen COM-Ports festgelegt. Dieser virtuelle COM-Port wird der IP-Adresse des seriellen Hubs im Netzwerk zugewiesen. Auf diese Weise wird eine Art Punkt-zu-Punkt-Verbindung zwischen DIGSI und dem SIPROTEC-Gerät eingerichtet. Die Bitfolge am seriellen Anschluss wird in die Ethernet-Telegramme „verpackt“, wobei jedes Ethernet-Telegramm als Container für den Transport der Information verwendet wird. Auf der Empfängerseite wird die Information aus den Ethernet-Telegrammen ausgelesen und für die serielle Verbindung zum Empfänger neu aufbereitet. Alle seriellen Übertragungen werden durch das Ethernet-Netz „getunnelt“.

### 4. Zusammenfassung

Es wurden die Hardware- und Softwareanforderungen für typische redundante Architekturen vorgestellt und die Vorteile der verschiedenen Designs erläutert. Die beschriebenen Konfigurationen werden empfohlen, da sie im Siemens-Prüflabor in umfassenden Testszenarien erfolgreich getestet wurden.

Der größte Nutzen lässt sich mit den optischen Ethernet-Modulen im Switch-Modus und mit einem oder mehreren Ringen realisieren. Diese Konfiguration erfordert nur zwei oder wenige externe Switches. Alle SIPROTEC-Geräte werden ringförmig an das Netzwerk angeschlossen, wobei beide Anschlüsse aktiv sind. Die integrierte Switch-Funktion der optischen Ethernet-Module im SIPROTEC-Gerät verringert die erforderliche Anzahl von externen Geräten, minimiert dadurch den Konfigurationsaufwand und bewirkt eine wesentliche Vereinfachung der Konfiguration. Es werden sehr schnelle Rekonfigurationszeiten von 20 bis 30 ms bei Störungen im Ring erreicht.

# IEC 61850-Interoperabilität, Conformance und Engineering-erfahrungen

## ■ 1. Überblick

Die IEC 61850 ist die weltweite Kommunikationsnorm der Stationsautomatisierung. Die in der Vergangenheit durchgeführten Interoperabilitätstests und die zahlreichen Kundenprojekte zeigen die besondere Bedeutung der genormten Konfigurationssprache „Substation Configuration Description Language“ (SCL).

In den Interoperabilitätstests in den verschiedenen Regionen der Welt werden die Bedingungen erkennbar, die erfüllt werden müssen, damit das Engineering nicht nur bei einem Gerätehersteller, sondern auch in so genannten Mischkonfigurationen reibungslos funktioniert.

## ■ 2. Einleitung

Im Mai 2005 wurde der letzte Teil der Normenreihe IEC 61850, der Teil über die Anforderungen zur Normkonformität, veröffentlicht. Aber schon vorher, im November 2004, ging die weltweit erste Schaltanlage nach IEC 61850 mit Geräten der Firma Siemens in Winznauachachen (ATEL Schweiz) in Betrieb. Bis Ende 2010 wurden durch Siemens mehr als 1000 Schaltanlagen mit Gerätekommunikation nach IEC 61850 realisiert.

Schon in diesen ersten Anlagen zeigten sich die Vorzüge der IEC 61850, aber auch die Voraussetzungen dieser neuen Technologie. Dazu gehören die Normkonformität und das standardisierte Engineering.

Die Normkonformität der Kommunikationsschnittstellen der einzelnen Gerätetypen wird durch ein von den Herstellern unabhängiges Prüflabor, z. B. der KEMA Niederlande, kontrolliert und zertifiziert (Bild 1), siehe auch Literaturhinweis [1] auf Seite 41.

Dieses Prüflabor wurde durch die internationale Nutzerorganisation der IEC 61850, der „UCA international“, akkreditiert, siehe auch Literaturhinweis [2] auf Seite 41. Es arbeitet nach Prüfplänen, die gemeinsam mit der Nutzerorganisation erstellt wurden. Bei den ersten Prüfungen und Zertifizierungen von Geräten mit IEC 61850-Schnittstelle wurden wertvolle Erfahrungen gesammelt, so dass eine beachtliche Qualität der Produkte und der Zertifizierungen festgestellt werden kann.



Fig. 1 Conformity certificate for SIPROTEC 4 device 7SJ64

Ein weiterer Schritt für die Absicherung von interoperablen Lösungen ist die Durchführung von sogenannten Interoperabilitätstests, die z. B. von der Nutzerorganisation „UCA international“ oder von Anwendern, d. h. von Energieversorgungsunternehmen, initiiert werden. Wichtige Tests waren unter anderem die Interoperabilitätsdemonstrationen auf der CIGRE 2004 und 2006 und in der Ausstellung zur Western Protective Relay Conference Oktober 2005 in Spokane (USA), siehe Bild 2 auf nächster Seite.

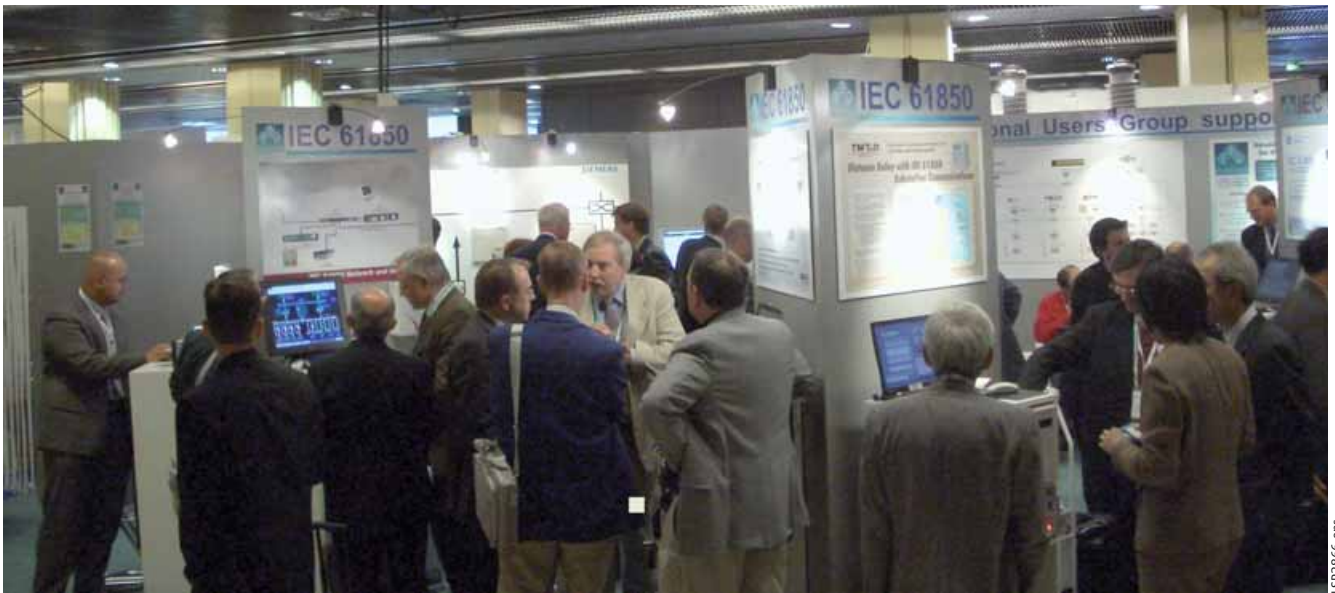


Bild 2 CIGRE 2004 in Paris

### ■ 3. Der Engineeringprozess nach der Norm IEC 61850-6

Teil 6 der Norm IEC 61850 definiert die Beschreibungssprache Substation Configuration Description Language (SCL) für ein Stationsautomatisierungssystem (SAS), siehe auch Literaturhinweis [3] auf Seite 41.

Sie ist der Kern des Engineerings nach IEC 61850. Die Sprache SCL ist keine Programmiersprache wie z. B. Java, C++ oder Assembler. Sie ist eine Systembeschreibungssprache auf Basis von XML<sup>1)</sup>. Das heißt, es wurde mit dem XML-Regelwerk eine Möglichkeit geschaffen, in maschinenlesbarer Weise die Kommunikation und das Objektmodell eines Stationsautomatisierungssystems zu beschreiben, siehe auch Literaturhinweis [4] auf Seite 41.

Im Engineeringprozess nach IEC 61850-6 wird die Geräte- und Systemkonfiguration eines Stationsautomatisierungssystems durchgeführt.

Die eigentliche Geräteparametrierung der ausgewählten IEDs wird mit den hersteller- und gerätespezifischen Gerätekonfiguratoren (IED Configuration Tools) realisiert. Für die SIPROTEC-Feldleit- und Schutzgeräte wird das Werkzeug DIGSI 4 genutzt, mit dem auch die ICD-Beschreibungsdateien (IED Capability Description) erzeugt und angepasst werden (Bild 3 auf nächster Seite). Siehe auch Literaturhinweis [5] auf Seite 41.

Im Systemengineering werden die Beschreibungsdateien der IEDs von einem Systemkonfigurator (System Configuration Tool) weiterverarbeitet. Das Ergebnis des Engineerings im Systemkonfigurator ist eine Beschreibungsdatei für die Konfiguration des Stationsautomatisierungssystems SCD (Substation Configuration Description).

Die vom Systemkonfigurator erzeugte Datei wird anschließend von den Gerätekonfiguratoren rückimportiert. Die einzelnen Gerätekonfiguratoren lesen die Konfigurationsparameter heraus, die für das jeweilige Gerät benötigt werden.

Der Vorteil der beschriebenen Engineeringprozedur besteht im herstellerübergreifenden und automatisierten Datenaustausch der Konfigurationsdaten sowohl der IEDs (Import der Gerätedatei in den Systemkonfigurator) und des Kommunikationssystems (Rückimport der Systemdatei in die Gerätekonfiguratoren). Da hier in aller Regel herstellerspezifische Tools eingesetzt werden, versteht es sich von selbst, dass nur SCL-konforme Dateien fehlerfrei verarbeitet werden können.

1) XML – Extensible Markup Language, definiert durch das W3C (World Wide Web Consortium)

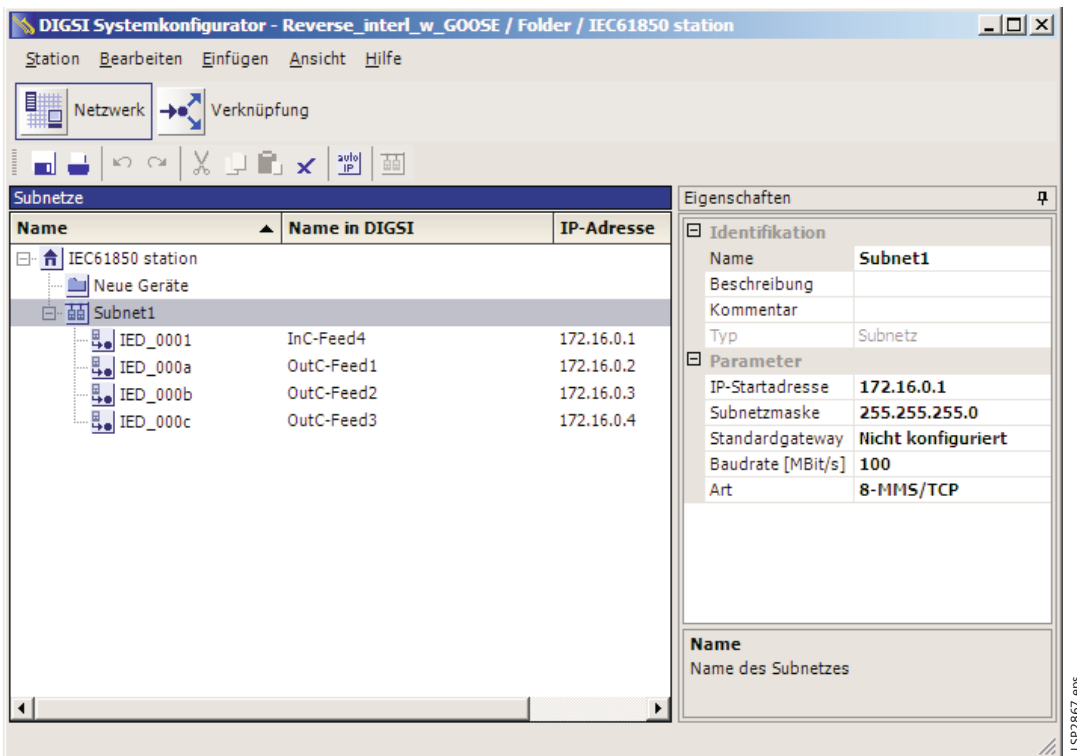


Bild 3 IEC 61850-Systemkonfigurator im DIGSI 4-Tool

#### 4. Systemplanung und Systemintegration

Es besteht eine besondere Verantwortung des Systemplaners und des Systemintegrators einer Anlage. Während der Systemplanung wird das Stationsautomatisierungssystem konzipiert und entwickelt. Die einzelnen Gerätetypen werden ausgewählt. Dazu gehört die Abstimmung der Datenmodelle (welche Daten stehen zur Verfügung) und der notwendigen Kommunikationsdienste (wie werden die Daten übertragen). Das hängt von den projektierten Anwendungsfunktionen ab.

So müssen z. B. für die Anlagenverriegelungsprüfung alle relevanten Daten über die Schaltzustände (z. B. Leistungsschalter Ein/Aus, Trenner Offen/Geschlossen, Erder Offen/Geschlossen) zur Verfügung gestellt werden. Und das sollte zu jeder Zustandsänderung so zeitnah wie möglich geschehen. Ein Übertragungsdienst, der die Zeitanforderungen mit großer Zuverlässigkeit erfüllt, ist der Dienst GOOSE<sup>1)</sup> der IEC 61850. Es handelt sich um eine spontan-zyklische, objektorientierte Multicast-Übertragung auf Etherlink-Ebene.

Damit ist zum einen die kurze Übertragungszeit zu vielen Empfängern gesichert, zum anderen auch die Zuverlässigkeit, dass alle GOOSE-Teilnehmer die aktuellen Meldungsänderungen übermittelt bekommen.

Damit die Anwendungsfunktionen den Dienst GOOSE nutzen können, muss der Dienst in jedem beteiligten Gerät implementiert sein. Welche Dienste in den Geräten der verschiedenen Hersteller implementiert sind, ist von der Norm nicht vorgeschrieben. Das ist die Entscheidung der Hersteller und die Auswahl der zueinander passenden Geräte obliegt dem Systemplaner.

Für einen verbesserten Planungsprozess stellt die IEC 61850 die Möglichkeiten bereit, die Datenmodellspezifikation toolbasiert durchzuführen. Dazu wurde in der Norm ein spezielles Dateiformat definiert, die System Specification Description (SSD), das wie die SCD- und ICD-Datei auf der genormten Beschreibungssprache SCL basiert. In einem speziellen Programm, das System Specification Tool, kann diese SSD-Datei erstellt werden. Eine wichtige Entscheidung im Projektlauf betrifft die Rolle des Systemintegrators. Diese Rolle muss nicht automatisch der Lieferant des Stationsleitgerätes (Station Controllers) ausfüllen. Es kann neben ihm auch ein Lieferant der Feld- und Schutzgeräte oder auch ein Drittanbieter sein. Besondere Bedeutung hat hierbei, die Aufgaben und Schnittstellen der Systemintegratoren und der Gerätelieferanten exakt abzugrenzen.

1) GOOSE – *Generic Object Oriented Substation Event* – *Allgemeine objektorientierte Schaltanlagenmeldung*

Während der Systemintegration werden die speziellen Anwendungsfunktionen parametrisiert. Das geschieht, wie vorher beschrieben, mit Hilfe der Gerätekonfigurations- und Systemkonfigurationstools. Neben der Kommunikation muss auch die Auswertung und Verwendung der einzelnen Daten parametrisiert werden. In der vorher angeführten Beispielanwendung „Anlagenverriegelungsprüfung“ müssen neben den Schaltzuständen der Trenner, Erder und Leistungsschalter auch die so genannte Qualität dieser Daten (gültig, blockiert, ungültig, ersetzt usw.) in die Auswertelogik eingehen. Die eigentliche Umsetzung der Funktionslogik der Verriegelungsprüfung ist nicht Inhalt der Kommunikationsnorm IEC 61850. Sie ist Aufgabe der Funktionssoftware der einzelnen Geräte.

Die Prüfung der Kommunikations- und Funktionsfähigkeiten der Geräte für die geplanten Anwendungen zu erfüllen, liegt in der Verantwortung der Systemplaner und Systemintegratoren.

#### ■ 5. Erfahrungen aus Interoperabilitätsprojekten

Welche Erfahrungen konnten aus Interoperabilitätsprojekten mit IEC 61850 gewonnen werden?

- Die bereitgestellten Engineeringdateien der Geräte (ICD) sind nicht gültig.

Die Beschreibungssprache Substation Configuration Description Language (SCL) basiert auf XML und hat damit die Eigenschaft, dass mit ihr erstellte Dateien gegen ein sogenanntes XML-Schema auf Einhaltung der SCL-Regeln geprüft werden können. Das wird mit Hilfe eines Validators, einem Softwareprogramm, das diese Prüfungen durchführt, realisiert.

Bei Ungültigkeit der ICD-Datei ist natürlich der Import und die Verarbeitung im Systemkonfigurator und damit eine Kommunikation der zugehörigen Geräte innerhalb der SAS nicht möglich. Das Bedienprogramm DIGSI exportiert SCL: Beschreibungsdateien, die auf einer strengen Anwendung des IEC 61850-Schemas basieren.

- Implementierte Übertragungsdienste verschiedener Geräte passen nicht zusammen.

Die Norm schreibt nicht vor, welche Übertragungsdienste in den Feldgeräten (Schutz- und Steuergeräte) und im Stationsleitgerät implementiert werden sollen. Gerade im Zusammenspiel zwischen Stationsleitgerät und Feldgeräten gibt es aber zwingende Abhängigkeiten. Zum Beispiel sollte ein Schutzgerät, das als Server per Buffered-Reporting (gepufferte Meldungsübertragung über TCP/IP) seine Alarmlisten, Warnungen und Statusmeldungen entsorgen will, an ein Stationsleitgerät mit der gleichen Client-Funktionalität angeschlossen werden. Wenn der Client des Stationsleitgerätes „nur“ den ungepufferten Übertragungsdienst anbietet, kommt es beim Engineering zum Konflikt. In der Vorbereitung und Spezifikation der SAS wird durch den fundierten technischen Support der Siemens-Mitarbeiter sichergestellt, dass nur Geräte aus erfolgreich absolvierten Interoperabilitätstests eingesetzt werden.

- Verwendung von privaten Datenobjekten.

Die Verwendung von nicht normkonformen, privaten Datenobjekten ist von der Norm nicht verboten. Sie werden über einen eigenen Namensraum gekennzeichnet. Selbstverständlich kann damit keine Interoperabilität erreicht werden, weil nur der Hersteller des betreffenden Gerätes die Bezeichnungen und Bedeutungen der Daten kennt. Die volle Modellierung der Daten mit den Mitteln der IEC 61850 ist Grundvoraussetzung der Nutzung der Vorteile der Norm.

Siemens-SAS, Feld- und Schutzgeräte verwenden ausschließlich Datenklassen aus dem Modell IEC 61850.

## ■ 6. Zusammenfassung

Es lassen sich Anforderungen bei der Umsetzung und Anwendung der IEC 61850 ableiten.

- Interoperabilitätstests werden in der ersten Zeit der weltweiten Einführung der Norm, in der ständig neue Gerätetypen der Hersteller mit IEC 61850 ausgerüstet werden, das Risiko von Interoperabilitätsproblemen zwischen Geräten verringern. Das gilt vor allem, wenn erstmalig neue Gerätetypen zusammenschaltet werden, die noch keine Normkonformität zertifiziert bekommen haben.
- Das System Configuration Tool steht im Mittelpunkt des Engineeringprozesses nach IEC 61850. Es wird vom Systemintegrator verwendet, um aus einzelnen Geräten ein Stationsautomatisierungssystem mit funktionierender Kommunikation zu bilden. Die Benutzung des System Configuration Tools soll so benutzerfreundlich sein wie möglich und dementsprechend dem Anwender nur das zeigen, was für die Lösung der Aufgabe notwendig ist. Andererseits soll auch die Möglichkeit bestehen, einen sogenannten Expertenmodus einzuschalten.
- Die Prüfung auf Normgültigkeit (Validierung) der Engineeringdateien (ICD, SCD, SSD und CID) bei jedem Import in ein Konfigurationstool wird die Arbeit mit den Daten erleichtern. Fehler werden frühzeitig erkannt und Folgefehler vermieden.

## Literatur:

- [1] KEMA Netherland – <http://www.kema.com>
- [2] UCA International Users Group – <http://ucausersgroup.org>
- [3] IEC 61850-6 Communication networks and systems in substations – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs. Genf/Schweiz: Bureau Central de la Commission Electrotechnique
- [4] Etz-Report 34 „Offene Kommunikation nach IEC 61850 für die Schutz- und Stationsleittechnik“, 2004, K.-H. Schwarz u. a., Artikel 11: Engineering und Konfiguration von Schaltanlagen-Leittechnik, Dr. W. Wimmer, H. Dawidczak
- [5] SIPROTEC. Siemens AG, Energy Sector Power Distribution Division Energy Automation (E D EA), Nürnberg: <http://siemens.com/siprotec>



## IEC-Browser – Ein mächtiges Testtool für IEC 61850

### ■ IEC-Browser Ein mächtiges Testtool für IEC 61850

Der IEC-Browser wurde für SICAM PAS als Testtool entwickelt. Das PC-Programm arbeitet als IEC 61850-Client und stellt im Online-Betrieb alle Datenobjekte eines IEC 61850-Servers, z. B. eines SIPROTEC 4-Gerätes, dar. Wie mit einem Internet-Browser können Sie sich mit dem IEC 61850-Server, der auf dem EN100-Ethernet-Modul eines SIPROTEC 4-Gerätes läuft, verbinden und alle Datenobjekte lesen und sogar einige Datenobjekte ändern. Im linken Fenster erhält man in einer Baumstruktur die Logical Devices und Logical Nodes eines Servers. Im rechten Fenster sieht man die Werte der Datenobjekte, die man links markiert hat.

Der IEC-Browser steht auf der DIGSI-Programm-CD ab Version 4.80 als kostenlose Freeware zur Installation bereit. Zuerst importieren Sie die ICD-Dateien einzelner Geräte einer IEC 61850-Station. Dann erstellen Sie eine Verbindung mit den Geräten, die im selben Netzwerk angeschlossen sind. Noch einfacher geht es aber, wenn Sie gleich die komplett konfigurierte Station, also ihre zugehörige SCD-Datei laden. Denn hier sind alle IP-Adressen hinterlegt, ein einfaches „Connect“ zur Verbindungsaufnahme genügt.

Schnell und leicht finden Sie, was Sie suchen: denn die IEC 61850-Datenobjekte werden übersichtlich strukturiert in einer Baumansicht dargestellt, zusammen mit ihren aus dem Gerätekontext gewohnten Beschreibungstexten (Description). Im sogenannten Auto-Refresh-Modus werden Änderungen im IEC 61850-Objektverzeichnis ohne manuellen Anstoß sofort angezeigt.

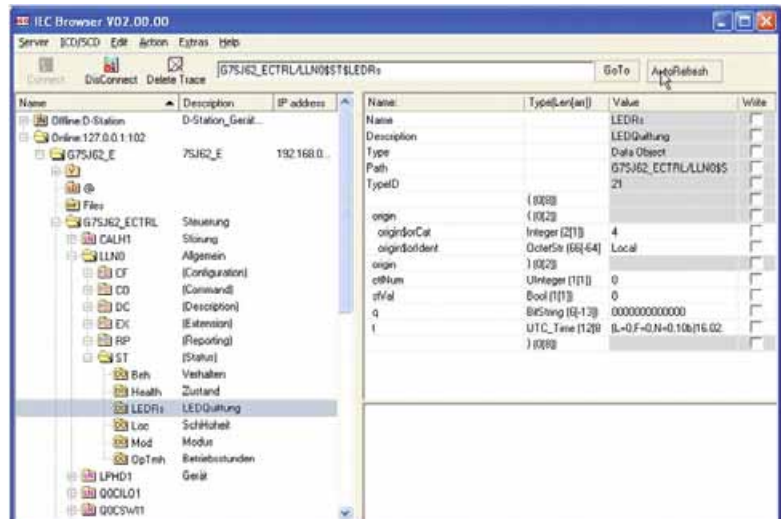


Bild 1

Ferner lassen sich dynamische Reports konfigurieren, die das Gerät dann spontan an den Browser verschickt, wenn sich abonnierte Datenobjekte geändert haben. Diese Reports können direkt vom IEC-Browser aus verändert oder gelöscht werden, ohne sie zuvor im Systemkonfigurator anlegen zu müssen. Aber auch die über den Systemkonfigurator projektierten Reports und GOOSE-Applikationen zeigt der Browser im Online-Betrieb an. Steuerbare Datenobjekte können Sie über den IEC-Browser verändern. Damit ist es möglich, Befehle testweise ins Gerät zu übertragen.

Der IEC-Browser ist ein mächtiges Werkzeug zur Analyse und zum Test der IEC 61850-Kommunikation. Dieses Programm ist für jeden DIGSI-User kostenlos. Es kann parallel zu DIGSI betrieben werden, so dass sich Änderungen an der IEC 61850-Parametrierung unmittelbar im Browser verfolgen lassen.

### *Haftungsausschluss*

Wir haben den Inhalt der Druckschrift auf Übereinstimmung mit der beschriebenen Hard- und Software geprüft. Dennoch können Abweichungen nicht ausgeschlossen werden, so dass wir für die korrekte Funktion der beschriebenen Applikationen in einer Anlage keine Gewähr übernehmen können.

### *Copyright*

Copyright © Siemens AG 2010.  
All rights reserved

Weitergabe und Vervielfältigung dieser Unterlage, Verwertung und Mitteilung ihres Inhalts ist nicht gestattet, soweit nicht ausdrücklich zugestanden. Zuwiderhandlungen verpflichten zu Schadenersatz. Alle Rechte vorbehalten, insbesondere für den Fall der Patenterteilung oder GM-Eintragung.

### *Eingetragene Marken*

SIPROTEC, SICAM und DIGSI sind eingetragene Marken der SIEMENS AG. Die übrigen Bezeichnungen in diesem Handbuch können Marken sein, deren Benutzung durch Dritte für deren Zwecke die Rechte der Inhaber verletzen können.



Herausgeber und Copyright © 2010:

Siemens AG  
Energy Sector  
Freyeslebenstraße 1  
91058 Erlangen, Deutschland

Siemens AG  
Energy Sector  
Power Distribution Division  
Energy Automation  
Postfach 48 06  
90026 Nürnberg, Deutschland  
[www.siemens.com/energy/siprotec](http://www.siemens.com/energy/siprotec)

Wünschen Sie mehr Informationen,  
wenden Sie sich bitte an unser  
Customer Support Center.  
Tel.: +49 180 524 70 00  
Fax: +49 180 524 24 71  
(Gebühren in Abhängigkeit vom Provider)  
E-mail: [support.energy@siemens.com](mailto:support.energy@siemens.com)

Bestell-Nr. E50001-K4455-A101-A2  
Printed in Germany  
Dispo-Stelle 06200, c4bs 7442  
KG 12.10 1.0 48 De  
003600/31964

Gedruckt auf elementar chlorfrei gebleichtem Papier.

Alle Rechte vorbehalten.

Soweit auf den einzelnen Seiten dieses Kataloges  
nichts anderes vermerkt ist, bleiben Änderungen,  
insbesondere der angegebenen Werte, Maße und  
Gewichte, vorbehalten.

Die Abbildungen sind unverbindlich.

Alle verwendeten Erzeugnisbezeichnungen sind  
Warenzeichen oder Erzeugnisnamen der Siemens AG  
oder anderer zuliefernder Unternehmen.

Alle Maße in diesem Katalog gelten, soweit nicht  
anders angegeben, in mm.

Änderungen vorbehalten.

Die Informationen in diesem Dokument enthalten  
allgemeine Beschreibungen der technischen Möglichkeiten,  
welche im Einzelfall nicht immer vorliegen.

Die gewünschten Leistungsmerkmale sind daher im  
Einzelfall bei Vertragsschluss festzulegen.