

Digitale Anbindung von Hochspannungs-Betriebsmitteln nach IEC 61850

Digital connection of high-voltage equipment according to IEC 61850

Jochen Haude, RWE Westfalen-Weser-Ems Netzservice GmbH, Dortmund
Dr. Ulrich Sundermann, RWE Transportnetz Strom GmbH, Dortmund

Kurzfassung

Die IEC 61850 bietet erstmals eine umfassende standardisierte Bus-Schnittstelle, mit der sich konventionelle primärtechnische Betriebsmittel aber auch unkonventionelle Messwandler direkt an einen Bus anschalten lassen. Hierbei müssen große Datenmengen, synchronisiert auf nur wenige Mikrosekunden, schnell, sicher und unterbrechungsfrei übertragen werden. Neue Funktionen z.B. Monitoring lassen sich ebenfalls einbinden. Die bisherigen Redundanzanforderungen der Schutzsysteme müssen erfüllt werden und auch die unterschiedlichen Lebensdauern der Hochspannungs- und der Digitaltechnik sind zu beachten. In einem F&E-Projekt stattet RWE einen 380/110-kV-Transformator inklusive seiner Schaltfelder mit dieser neuen Technik aus. Dabei wird die Machbarkeit und die Interoperabilität zwischen den acht beteiligten Lieferanten getestet.

Abstract

The IEC 61850 provides for the first time a complete standardized bus-interface, which enables the direct digital connection of conventional primary equipment as well as non-conventional instrument transformers. Large quantities of data, synchronized to only a few microseconds, need to be transmitted fast, reliably and without interruption. New functions like monitoring can also be integrated. The existing redundancy requirements for protection systems must be met, and the different life-cycles of the high-voltage equipment and the electronic components must be observed. In an R&D project RWE will equip a 380/110 kV power transformer and the related switchgear with this new technology. The feasibility and the interoperability among the eight participating vendors will be investigated.

1 Einführung

Die digitale Stationsleittechnik ist in Schaltanlagen mittlerweile weit verbreitet. Bis zur Einführung der IEC 61850 waren die Feldleitgeräte und das Stationsleitgerät meist über einen hersteller-spezifischen Stationsbus miteinander verbunden. Genormte digitale Schnittstellen existierten nur für die Anbindung von Schutzgeräten und für die Leitstellen-Ankopplung. Die Hochspannungs-Geräte sind mit den Schutz- und Leitgeräten üblicherweise parallel verdrahtet (**Bild 1**).

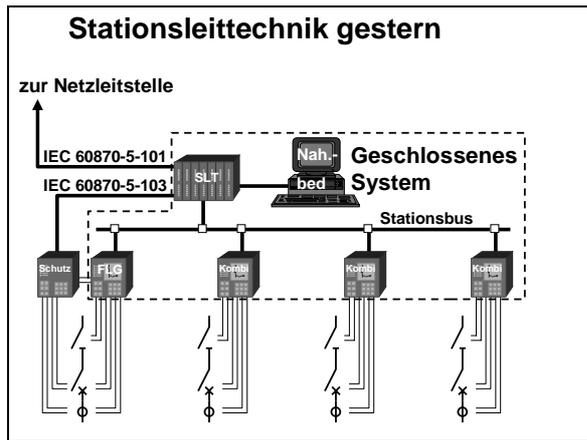


Bild 1 Digitale Stationsleittechnik vor Einführung der IEC 61850

Anmerkung: Bei den hier dargestellten Bussen handelt es sich nur um logische Darstellungen. Physikalisch kann es sich dabei auch um Ring-, Stern-, oder kombinierte Strukturen handeln.

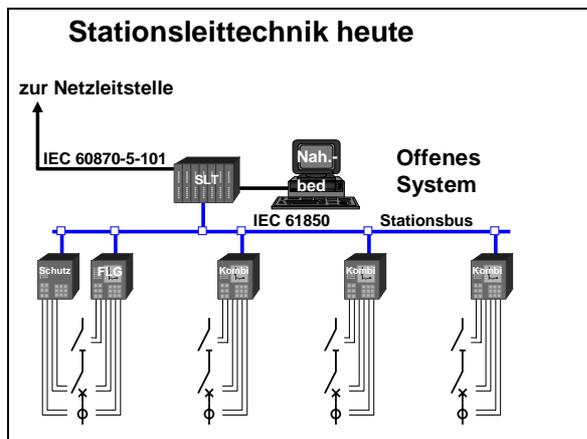


Bild 2 Digitale Stationsleittechnik mit Einführung der IEC 61850

Mit Einführung der IEC 61850 existiert nun ein offener Standard, nach dem Schutz- und Leitgeräte über einen Bus kommunizieren. In den meisten der heute realisierten Projekte erfolgt die Prozessanbindung sowie die Übertragung der Echtzeitsignale weiterhin über parallele Kabelverbindungen (**Bild 2**). Der neue Standard beschreibt erstmals Verfahren, nach denen

auch die Echtzeitanforderungen beim direkten Anschluss der primärtechnischen Betriebsmittel mit einer Busverbindung erfüllt werden sollen. Hierbei ist häufig vom „Prozessbus“ die Rede. Dieser Begriff entstand aus der Idee, dass die feldübergreifende Kommunikation über einen „Stationsbus“ i.d.R. ohne Echtzeitanforderungen erfolgt, während die feldinterne Kommunikation über einen „Prozessbus“ läuft (**Bild 3**). Nach heutigem Stand der Technik werden die Prozessbusse und der Stationsbus von einem gemeinsamen Switched Ethernet realisiert. Die Switch-Technologie ermöglicht dabei die gezielte Steuerung des Datenflusses in einzelnen Busabschnitten.

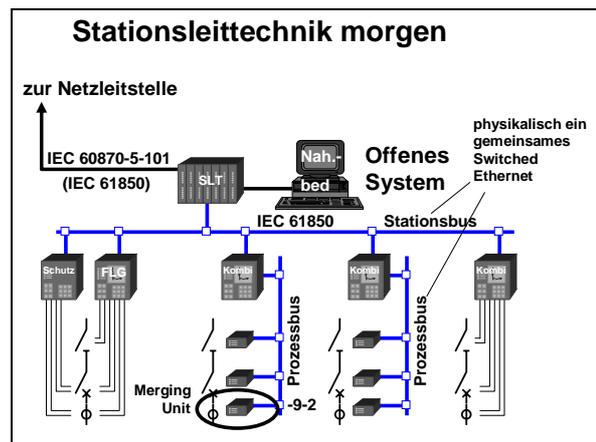


Bild 3 Digitale Anbindung der primärtechnischen Betriebsmittel über einen „Prozessbus“

2 Digitale Messwandler-Anbindung

Die digitale Anbindung der Messwandler stellt die mit Abstand höchsten Anforderungen an die Kommunikation. Einerseits müssen permanent große Datenmengen in „Echtzeit“ übertragen werden, andererseits müssen die Strom- und Spannungsverläufe an den verschiedenen Messwandlern synchron zueinander abgetastet werden. Die ersten Ideen der digitalen Ankopplung entstanden mit der Entwicklung von unkonventionellen Messwandlern. Die derzeit übliche 100V/1A Schnittstelle konventioneller Wandler müsste bei unkonventionellen Sensoren erst durch Zwischenverstärker nachgebildet werden. Da diese Signale in der heutigen Sekundärtechnik aber ohnehin wieder digitalisiert werden, liegt es nahe, sofort eine digitale Übertragung zu realisieren.

2.1 Normierung der Schnittstelle

Ende der neunziger Jahre erarbeitete das Gerätekomitee TC 38 „Instrument transformers“ den neuen Teil 8 „Electronic current transducers“ [1], in dem auch eine digitale Kommunikations-Schnittstelle beschrieben

wurde. Leider erfolgte dies nicht in Abstimmung mit dem zeitgleich tätigen Komitee TC 57, welches die gesamte Stationskommunikation in der IEC 61850 normierte. Da beide Ansätze inkompatibel waren, entstand als zusätzliche „Kompromisslösung“ der Teil 61850-9-1. Ein durchgängiger Ansatz, der zu den grundsätzlichen Datenmodellen der IEC 61850 passt, wurde dann im Teil 9-2 [2] standardisiert. Die Schnittstellen in [1] und im Teil 9-1 beschreiben lediglich eine digitale Punkt-zu-Punkt-Verbindung. Der Teil 9-2 ermöglicht dagegen eine echte Bus-Kommunikation. Diesem Verfahren gehört gegenüber den anderen beiden klar die Zukunft. Wie die grundlegenden Modelle im Teil 7 der IEC 61850, so lässt aber auch der darauf basierende Teil 9-2 quasi noch beliebig viele Varianten zu, die sich aus verschiedenen Freiheitsgraden ergeben. Um diese für den praktischen Einsatz einzuzugrenzen, erstellten verschiedene Lieferanten in der UCA International Users Group eine „Implementation Guideline“ [3]. Die dortigen Definitionen werden auch „9-2LE“ (Light Edition) genannt.

2.2 Aufbau und Funktionsweise

Der digitale Anschluss eines Messwandlers erfolgt immer über eine „Merging Unit“. Diese stellt die genormte Schnittstelle zum Bus zur Verfügung. Die Verbindung zwischen Merging Unit und Messwandler ist nicht standardisiert. Wenn ein unkonventioneller Wandler zum Einsatz kommt, ist daher die gesamte Sensortechnik inklusive Steuer-Elektronik und Merging Unit als eine Einheit anzusehen (Bild 4). Bedeutsam ist dies für die langfristige Austauschbarkeit. Für die Sensoren und je nach Konstruktion auch für den zugehörigen primärtechnischen Aufbau muss daher mit der Lebensdauer der digitalen Sekundärtechnik gerechnet werden.

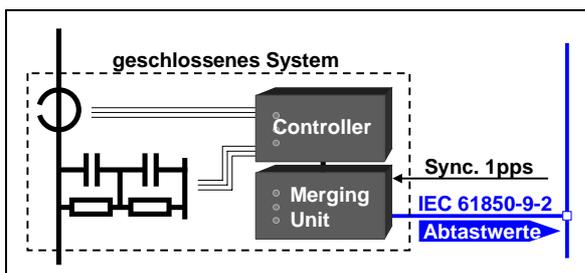


Bild 4 Busanpassung unkonventioneller Messwandler

Aber auch konventionelle Messwandler lassen sich mit Hilfe von Merging Units digital an einen Bus anschließen (Bild 5). Primärseitig erfolgt der Anschluss dann über die bekannte 100V / 1A Schnittstelle. Gegenüber heutigen Systemen würde die Merging Unit dann einen dezentral ausgelagerten A/D-Wandler darstellen.

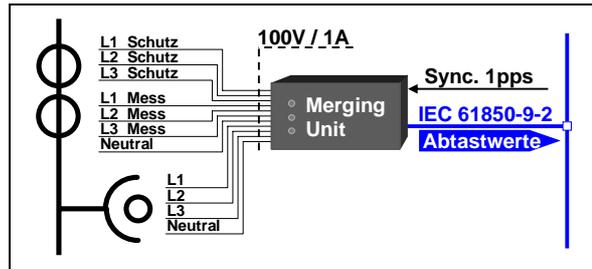


Bild 5 digitale Ankopplung konventioneller Wandler über eine Merging Unit

Für bestimmte Anwendungen (z.B. Synchronisier-Einrichtung oder Differentialschutz) ist es erforderlich, dass Messwerte unterschiedlicher Wandler zeit-synchron verarbeitet werden können. Gemäß 9-2LE darf die zeitliche Abweichung der Abtastwerte (Phasenverschiebung) zwischen den unterschiedlichen Merging Units maximal $\pm 4\mu\text{s}$ betragen. Erreicht wird diese hohe Genauigkeit durch Einspeisung von Synchronisierungsimpulsen in die Merging Units (einmal pro Sekunde, 1 pps), die wiederum eine Genauigkeit von $\pm 1\mu\text{s}$ aufweisen müssen. Nach 9-2LE ist hierfür derzeit ein separater Synchronisierungseingang vorgesehen, über den jede Merging Unit direkt mit einem Taktgeber verbunden wird. Der Synchronisierungsmechanismus SNTP (Simple Network Time Protocol), der in der IEC 61850 verwendet wird, um über den Ethernet-Bus die angeschlossenen Schutz- und Leitgeräte zu synchronisieren, ist für die Merging Units zu ungenau. Es gibt aber unterschiedliche Verfahren verschiedener Hersteller, mit denen es auch möglich sein soll, eine Synchronisierung mit der Genauigkeit von $1\mu\text{s}$ über den Bus vorzunehmen. Diese Verfahren sind derzeit jedoch kein Bestandteil der IEC 61850.

<i>Sampled-values-ID</i>	
Sample-counter	0 .. 3999
<i>Configuration-revision</i>	
Samples-synchronized	global synchronisiert / lokal synchronisiert / nicht synchronisiert
I1 / Qualität	
I2 / Qualität	
I3 Qualität	Test / kein Test
IN / Qualität	gültig / ungültig
U1 / Qualität	gemessen / berechnet
U2 / Qualität	...
U3 / Qualität	
UN / Qualität	
Σ ca. 91 Byte	

Bild 6 Datenblock (APDU) zur Übertragung der Wandler-Abtastwerte nach IEC 61850-9-2 LE bei 80 Abtastungen pro Periode

Zur Übertragung werden die Daten blockweise zusammengefasst. In Bild 6 ist ein Datenblock nach 9-2LE dargestellt. Er enthält die drei Leiterströme und -spannungen, sowie Spannung und Strom des Stern-

punktes. Falls bestimmte Größen nicht als Messwert vorliegen, können sie im Datenblock als ungültig oder berechnet markiert werden. Eine Unterscheidung zwischen Mess- und Schutzsignal ist nicht mehr vorgesehen. Falls hierfür noch getrennte Sensoren verwendet werden, so werden beide Messgrößen in der elektronischen Verarbeitung des Messwandlers zu einem Wert mit ausreichender Genauigkeit für beide Anwendungen zusammengefügt. Jeder Abtastwert wird außerdem mit einem Qualitätsattribut versehen, wodurch den Empfängern z.B. die Gültigkeit des Wertes mitgeteilt wird. Der „Sample-counter“ ermöglicht es den Empfängern, die Abtastwerte unterschiedlicher Merging Units in der richtigen Reihenfolge einander zuzuordnen. Dieser Wert wird mit jedem Synchronisierungsimpuls auf Null gesetzt und dann mit jeder Abtastung um eins erhöht. Ein weiteres Attribut (Samples-synchronized) kennzeichnet, ob die Abtastwerte global synchronisiert (wichtig für Leitungsdifferentialschutz), nur lokal in der Station synchronisiert (z.B. bei Ausfall des GPS-Empfängers) oder bei Fehler im Taktgeber gar nicht synchronisiert sind. Auf die weiteren in Bild 6 dargestellten Steuerattribute wird hier nicht weiter eingegangen.

In 9-2LE sind zwei Varianten beschrieben: Bei der ersten Variante werden pro Periode 80 Abtastungen vorgenommen (≈ 4 kHz), bei der zweiten 256 Abtastungen ($\approx 12,8$ kHz). Der kleinere Wert reicht für die üblichen Schutz- und Steueraufgaben aus. Die höhere Abtastrate könnte z.B. für Anwendungen aus dem Bereich der Power Quality interessant sein. Heutige Schutzgeräte arbeiten typischerweise mit Abtastraten von 1 kHz. Für die Erdschlusswischererfassung wären gemäß [4] 24 kHz erforderlich. Das Datenaufkommen einer Merging Unit lässt sich für die niedrigere Abtastrate wie folgt abschätzen:

$$f \cdot smpRate \cdot l = 4,13 \text{ Mbit/s}$$

Netzfrequenz: $f = 50$ Hz

Abtastrate: $smpRate = 80$ pro Periode

Länge eines Datenblockes:

$$l = l(APDU) + l_E = 91 \text{ byte} + 38 \text{ byte} = 129 \text{ byte}$$

$l(APDU)$: Länge des Anwendungs-Datenblockes

l_E : Summe der Ethernet-Steuerinformationen

Als Bus steht dem heute standardgemäß ein 100 Mbit/s Switched Ethernet gegenüber. Hierbei kommt der Ethernet-Standard IEEE 802.1Q zur Anwendung, nach dem jeder Ethernet-Datenblock um 4 Bytes ergänzt wird, die einerseits eine Aufteilung eines Busses in virtuelle Netze erlaubt (VLAN: Virtual Local Area Network), andererseits kann jeder Nachricht eine von 8 möglichen Prioritäten zugeordnet werden. Die Prioritätensteuerung ermöglicht, dass die Echtzeitdaten, wie Abtastwerte oder GOOSE (siehe nächstes Kapitel) nicht von anderen Daten ohne besondere Geschwindigkeitsanforderung ausgebremst werden, z.B. beim Auslesen großer Datenmengen eines Störschreibers.

Dennoch zeigt sich, dass bei dieser heutigen Übertragungstechnik nicht beliebig viele Merging Units über ein gemeinsames Bus-Segment senden können. Die Kommunikation zwischen einer Merging Unit und den entsprechenden Empfängern innerhalb eines einzelnen Schaltfeldes ist vermutlich unproblematisch. Die Realisierung eines Sammelschienenschutzes einer großen Anlage über 9-2 stellt dagegen noch eine Herausforderung dar.

3 Transformatoren und Schaltgeräte

3.1 Aufbau

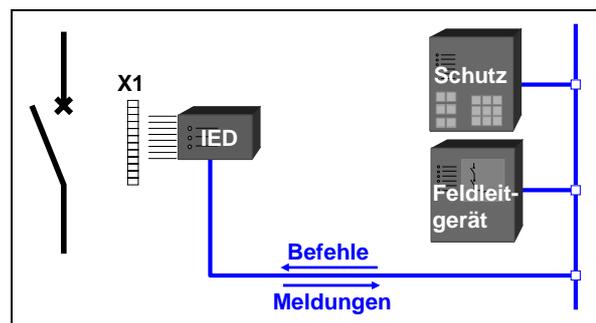
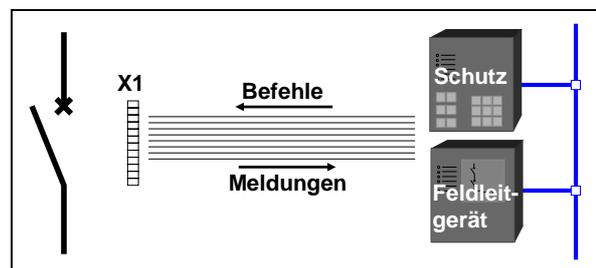


Bild 7 Anschaltung eines Leistungsschalters an die Schutz- und Leittechnik: oben konventionell, unten per Busankopplung unter Beibehaltung der konventionellen Klemmleiste

Grundsätzlich lassen sich auch alle weiteren primärtechnischen Betriebsmittel wie Schaltgeräte und Transformatoren direkt an einen Bus anschließen. Die Befehle und Meldungen des Schalters sind üblicherweise über eine Klemmleiste (X1) mit der Schutz- und Leittechnik verdrahtet. Möglich wäre es aber auch, diese Informationen digital nach IEC 61850 zu übertragen. Hierzu würde der Leistungsschalter mit einem elektronischen Gerät (IED, Intelligent Electronic Device) versehen, das die Busschnittstelle zur Verfügung stellt (**Bild 7**). Hierbei sind wiederum die unterschiedlichen Lebensdauern der Primär- und der Sekundärtechnik zu beachten. Während für z.B. einen Leistungsschalter eine Lebensdauer von 35 bis 40 Jahren angenommen werden kann, so gilt für die Elektronik nur etwa die Hälfte dieser Zeit. Während der Lebensdauer des Schalters wäre also nicht nur die

Schutz- und Leittechnik, sondern auch sein IED ca. einmal auszutauschen. Aus diesem Grund, wegen der Kombinierbarkeit mit konventioneller Technik und auch für die Ersatzteilverhaltung zum schnellen Austausch eines defekten IEDs, kann es vorteilhaft sein, die Klemmleiste X1 beizubehalten und das IED daran anzuschließen. Andererseits kann es vorteilhaft sein, auf Teile der Relais-Steuertechnik im Steuerschrank des Schalters zu verzichten und diese Funktionen digital im IED zu realisieren.

Es gibt auch Überlegungen, ob z.B. Schutz- oder Steuerfunktionen (z.B. Verriegelung) mit in einem Leistungsschalter-IED untergebracht werden sollten. Dies stellt aber nur eine Funktionsverschiebung von einem zu anderen Gerät dar. Würden die gesamten Schutz- und Steuerfunktionen zum Schalter-IED hin verschoben, so stellt dies eigentlich keine digitale Prozessanbindung dar, sondern nur eine dezentrale Anordnung der Sekundärtechnik.

Vorteilhaft ist eine Busverbindung gegenüber einer parallelen Verdrahtung immer dann, wenn eine hohe Anzahl unterschiedlicher Meldungen bzw. Befehle vorliegt. Bei Leistungsschaltern hat sich die Anzahl der konventionellen Meldungen durch den Übergang von der Hydrauliktechnologie hin zur Federspeichertechnologie allerdings deutlich verringert. Die Busverbindung ermöglicht aber die Übertragung der komplexen Informationen von bislang autarken online Monitoringsystemen. Außerdem können zusätzliche Funktionen und Diagnosemöglichkeiten geschaffen werden, die sich erst aus dem gegenseitigen Datenaustausch der am Prozessbus angeschalteten Betriebsmittel ergeben (z.B. das gesteuerte phasenweise Einschalten im Stromnulldurchgang, oder die Berechnung der Kontaktabbrände bei Leistungsschaltern). **Bild 8** zeigt die mögliche Konfiguration einer digitalen Prozessanbindung eines Transformators.

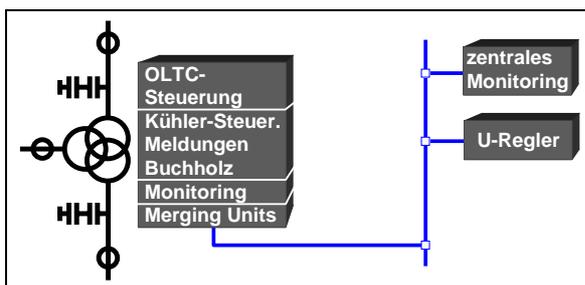


Bild 8 Digitale Ankopplung eines Transformators (OLTC = Stufenschalter)

In diesem Beispiel kommuniziert ein zentral angeordneter Spannungsregler mit einer dezentralen Stufenschalter-Steuerung. Die am Transformator erfassten Messgrößen für das Monitoring werden einem zentralen Monitoringrechner zugeführt, der gleichzeitig auch für die Zustandserfassung anderer Betriebsmittel genutzt werden kann. In dieser Konfiguration stehen die am Transformator erfassten Ströme (über Durch-

führungsstromwandler) und Spannungen (über die Messabgriffe der Kondensatordurchführungen) allen am Prozessbus angeschalteten Geräten zur Verfügung. Zusätzliche Wandler speziell für Monitoringzwecke werden nicht benötigt.

3.2 Funktionsweise

Die oben beschriebenen Informationen können in folgende Gruppen eingeteilt werden:

- Befehle und Meldungen ohne Echtzeitanforderungen
- Befehle und Meldungen mit Echtzeitanforderungen
- Datei-Transfer

Die zugehörigen Übertragungsmechanismen nach IEC 61850 sind auch in den heutigen reinen „Stationsbus-Anwendungen“ schon weit verbreitet, so dass die hier beschriebenen Erweiterungen zum „Prozessbus“ aus Sicht der Datenübertragung keine besonderen zusätzlichen Anforderungen mit sich bringen.

Für den Informationsaustausch ohne Echtzeitanforderungen wird eine Client-Server-Verbindung über TCP/IP aufgebaut. Hierbei ist es möglich, dass der Client vom Server eine positive oder negative Bestätigung erhält. Auch sind z.B. zur Befehlsabarbeitung bestimmte Sequenzen von auszutauschenden Nachrichten in IEC 61850 festgelegt.

Für Befehle oder Meldungen mit Echtzeitanforderungen kommt der in IEC 61850 definierte „GOOSE“-Mechanismus zur Anwendung (Generic Object Oriented Substation Event). Hierbei wird eine entsprechende Nachricht ohne Client-Server-Verbindung und ohne Bearbeitung durch die TCP/IP-Protokolle direkt auf den Ethernet-Bus gesendet. Hierzu wurden global gültige Typenkennungen für die GOOSE- und die Abtastwert-Ethernet-Datenpakete (sogenannte Ethernets) durch das IEEE vergeben. Der Verzicht auf die Verarbeitung durch TCP/IP spart wertvolle Zeit. Die GOOSE-Nachricht kann außerdem im Gegensatz zu den oben beschriebenen verbindungsorientierten Nachrichten von mehreren Empfängern gleichzeitig empfangen werden (Multicast). Übertragungssicherheit soll durch zyklisch wiederholtes Senden der Nachricht erreicht werden. Hierbei wird den Empfängern die maximale Zeit bis zur nächsten GOOSE-Nachricht mitgeteilt. Empfängt ein Gerät während dieser Zeit keine weitere GOOSE-Nachricht, so weiß es, dass die Übertragung gestört ist. Liegt ein neues Ereignis vor, so wird die Nachricht anfangs mit kürzeren Pausenabständen versendet. Anhand von Zählerattributen erkennt ein Empfänger, ob sich der Inhalt einer GOOSE-Nachricht geändert hat und um die wievielte Wiederholung es sich handelt. Zeitkritische GOOSE-Nachrichten, z.B. ein Schutz-Aus-Kommando, werden mit der höchsten Priorität übertragen. Diese Nachrichten werden in den Sende-

puffern der Ethernet-Switches immer ganz vorne eingereiht. Lediglich Datenpakete, die gerade gesendet werden, werden abgewartet. Wenn z.B. auf ein gerade zu senden begonnenes Abtastwert-Datenpaket (129 byte) gewartet werden muss, so bedeutet das eine Verzögerung im Switch eines 100 Mbit/s Ethernet von etwa 10 μ s. Die maximale Länge eines Ethernet-Datenpaketes beträgt 1530 byte. Dies ergäbe im Worst-Case eine Verzögerung von ca. 120 μ s.

Neu gegenüber den meisten Stationsbus-Anwendungen ist beim Prozessbus, dass dieser Mechanismus nicht nur für Meldungen, sondern auch für Befehle z.B. auch für die Schutzauslösung benutzt wird. Hierbei ist besonders darauf zu achten, dass bei der wiederholten Aussendung der gleichen GOOSE-Nachricht auch bei Störeinflüssen der Befehl nur einmal ausgeführt wird.

Bei Monitoring Daten kann es sich um große Datenmengen handeln (z.B. Kurvenverläufe), die als Datei übertragen werden. Hierzu kann der in IEC 61850 definierte Filetransfer-Mechanismus verwendet werden. Denkbar sind aber auch andere Standardverfahren, die über den Ethernet-Bus laufen. Der Datei-Transfer erfolgt mit niedriger Priorität.

Das Datenmodell der IEC 61850 weist in der aktuellen Fassung noch einige Lücken auf, wenn es um die Modellierung von Überwachungsmeldungen der primärtechnischen Betriebsmittel geht. Auch für den erweiterten Informationsumfang eines Geräte-Monitorings existierte bisher nur ein Teil der wesentlichen Informationen im Standard-Datenmodell. Aus diesem Grund hat der DKE-Arbeitskreis „IEC 61850 Prozessbus“ (AK 952.0.2) entsprechende Vorschläge zur Erweiterung der Norm in der zweiten Ausgabe erarbeitet.

4 Redundanzen / Verkabelung

Grundsätzlich gelten für eine Prozessbus-Anbindung die gleichen Redundanzanforderungen wie bei konventionellem Aufbau. Redundanzen werden je nach Bedarf für folgende Bereiche gefordert:

1. Schutz
2. Meldungen
3. Steuerung

Die Anforderungen an den Aufbau des redundanten Schutzes sind in [4] beschrieben. Wird ein redundanter Schutz z.B. für eine 380-kV-Anlage gefordert, so bedeutet dies eine vollständige physikalische Doppelung der gesamten Schutzkette: doppelt auszuführen sind daher:

- ggf. Stromsensoren
- Merging-Units
- Taktgeber (1 pps) inkl. Verbindungen
- Busse
- Schutzgeräte
- Leistungsschalter-IEDs

inklusive einer Stromversorgung über redundante Gleichstromkreise (Bild 9). Sobald Schutzgeräte Signale mehrerer Wandler verarbeiten müssen (z.B. Differentialschutz) oder auf mehrere Leistungsschalter gleichzeitig wirken, lässt sich die Redundanz der Busse nur durch eine vollständige physikalische Doppelung der Busse realisieren. Ein einzelner Ring-Bus kann die geforderte Sicherheit nicht bieten.

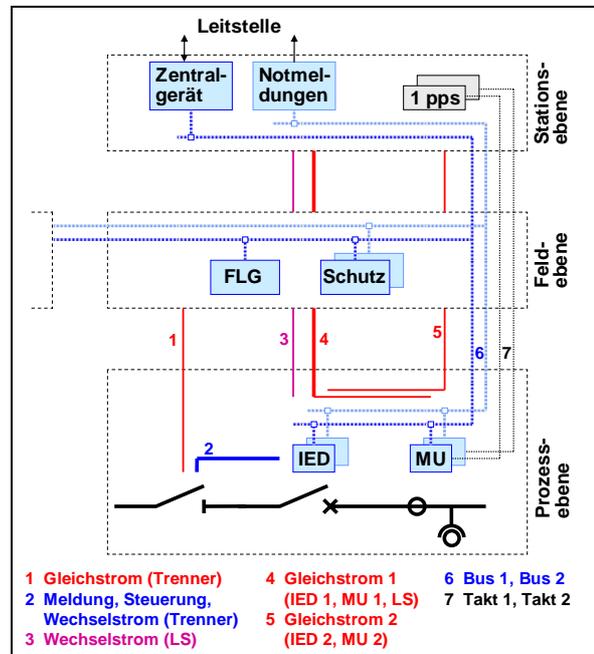


Bild 9 Digitale Prozessanbindung über redundante Busse. 1 pps (pulse per second) = Taktgeber, FLG = Feldleitgerät, MU = Merging Unit, IED (intelligent electronic device)

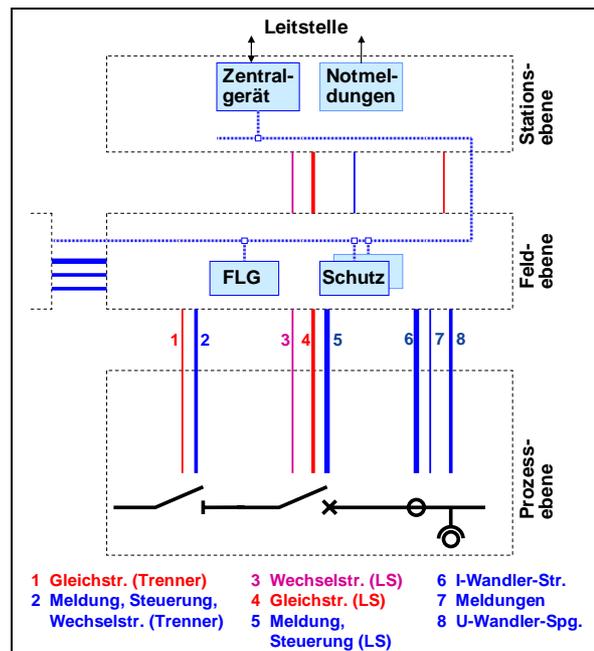


Bild 10 Konventionelle Prozessanbindung über parallele Verdrahtung

In Melderichtung wird häufig eine Notmeldeeinrichtung aufgebaut, die bei Ausfall von Teilen der Stationsleittechnik die wichtigsten Meldungen (z.B. Feld-Störung oder Leistungsschalter-Auslösung) an die Netzleitstelle überträgt. In konventioneller Technik (**Bild 10**) werden dazu z.B. einzelne Meldungen mit einem Notmeldesystem parallel verdrahtet. Falls für den Schutz bereits ein redundanter Bus gefordert ist, so lässt sich der zweite Bus auch für einen Teil der Notmeldungen verwenden.

Auch in Bedienrichtung wird häufig eine Redundanz gefordert. So soll es z.B. möglich sein, den Leistungsschalter aus sicherer Entfernung auszuschalten, wenn das zugehörige Feldleitgerät ausgefallen ist. Auch hierzu ließe sich der redundante Bus nutzen, wenn ein Aus-Signal auch am Schutzgerät eingegeben werden kann.

Durch die Busverbindungen können prinzipiell alle Steuer- und Meldekabel ersetzt werden, sofern auch die oben geschilderten Redundanzen digital ausgeführt werden. Dies gilt sowohl für die Verbindungen zwischen einer Feld- und Prozessebene, als auch für die Verbindungen zwischen verschiedenen Feldern. Nach wie vor sind die Schaltgeräte natürlich mit Hilfsenergie in Form von Gleich- und Wechselstrom zu versorgen. Für die redundante Merging Unit, das zweite Leistungsschalter-IED und deren Ethernet-Switch ist die zweite redundante Gleichstromversorgung zu verkabeln, die bisher normalerweise nicht auf Prozessebene vorliegt.

Eine Busverbindung ist gegenüber einer parallelen Verkabelung umso vorteilhafter, je mehr unterschiedliche Informationen übertragen werden sollen. Falls ein Leistungsschalter mit einem Monitoring-System ausgerüstet werden soll, bietet sich daher eine Busverbindung an. Bei einem Trennschalter ist zwar keine Redundanz gefordert. Es ist aber fraglich, ob es wirtschaftlich sein kann, die relativ einfache Verkabelung durch ein eigenes Trenner-IED zu ersetzen. Bei großer Entfernung zwischen Feld- und Prozessebene wäre es aber z.B. möglich, die Trenn- und Erdungsschalter mit an einem gemeinsamen Schalter-IED anzuschließen (**Bild 9**). Falls die Geräte der Feldebene bereits prozessnah in der Anlage angeordnet sind, so macht ein separates Leistungsschalter-IED wenig Sinn. Diese Funktionen könnten aber mit im Feldleitgerät integriert werden. Im Unterschied zur heutigen Technik würden dann z.B. Schutz-Aus-Kommandos, insbesondere von Schutzeinrichtungen aus benachbarten Feldern per GOOSE an dieses kombinierte Feldleit- und Prozessgerät gesendet. Die konventionelle Verdrahtung findet dann nur noch zwischen diesem Gerät (ggf. gedoppelt) und den Schaltgeräten statt.

5 Inbetriebnahmen / Prüfungen

Inbetriebnahmen und besonders Prüfungen an Komponenten müssen durchführbar sein, ohne die Funktion der benachbarten Komponenten zu beeinträchtigen. Außerdem sollten Prüfungen möglichst ohne Änderungen an der Verdrahtung oder am physikalischen Aufbau der Busverbindungen möglich sein. Der Standard IEC 61850 stellt dazu folgende Objekte zur Verfügung:

Einerseits kann in jedem logischen Gerät zwischen verschiedenen Modi (On, Blocked, Test, Test/Blocked und Off) unterschieden werden. Außerdem wird jede Information, auch jeder einzelne Abtastwert, mit einem Attribut übertragen, das einen Testbetrieb anzeigen kann.

Für alle Prüfungen, die Wandlersignale benötigen, müssen auch die Prüfgeräte eine entsprechende digitale Schnittstelle nach IEC 61850-9-2 aufweisen. Bei einer Überprüfung der Merging Units muss ein Prüfgerät in der Lage sein, die Abtastwerte mit einem äußeren Referenzsignal zu vergleichen. Für eine Schutzprüfung würde das Prüfgerät bestimmte simulierte Fehlerfälle als Abtastwerte auf den Bus legen. Gleichzeitig müsste es die ebenfalls auf dem Bus übertragene Schutzauslösung erfassen. Um das Prüfgerät anzuschließen, müssen an geeigneten Stellen freie Ethernet-Ports zur Verfügung stehen. Außerdem muss den Empfängern der simulierten Abtastwerte die Adresse des Prüfgerätes am Bus mitgeteilt werden, so dass es zwischen Merging Unit und Prüfgerät umschalten kann.

6 Das RWE F&E-Projekt

Im Jahr 2006 wurde durch die RWE Energy das Forschungs- und Entwicklungs-Projekt "intelligentes Schaltfeld" mit folgenden Zielen initiiert:

- Es soll die Machbarkeit der Prozessbusanbindungen nach IEC 61850 überprüft werden. Dies gilt für die Übertragung von Abtastwerten als auch für die Befehle inklusive der Schutz-Aus Kommandos zum Leistungsschalter.
- Es soll das Betriebsverhalten von unkonventionellen Messwandlern untersucht werden.
- Das bei RWE standardisierte Monitoring-System für Transformatoren soll nach IEC 61850 in die Stationsleittechnik eingebunden werden.
- Es sollen Erfahrungen mit der neuen Technik in einer realen Anlage gewonnen werden. Bei erfolgreichem Verlauf soll das System in "scharfen" Betrieb gehen.

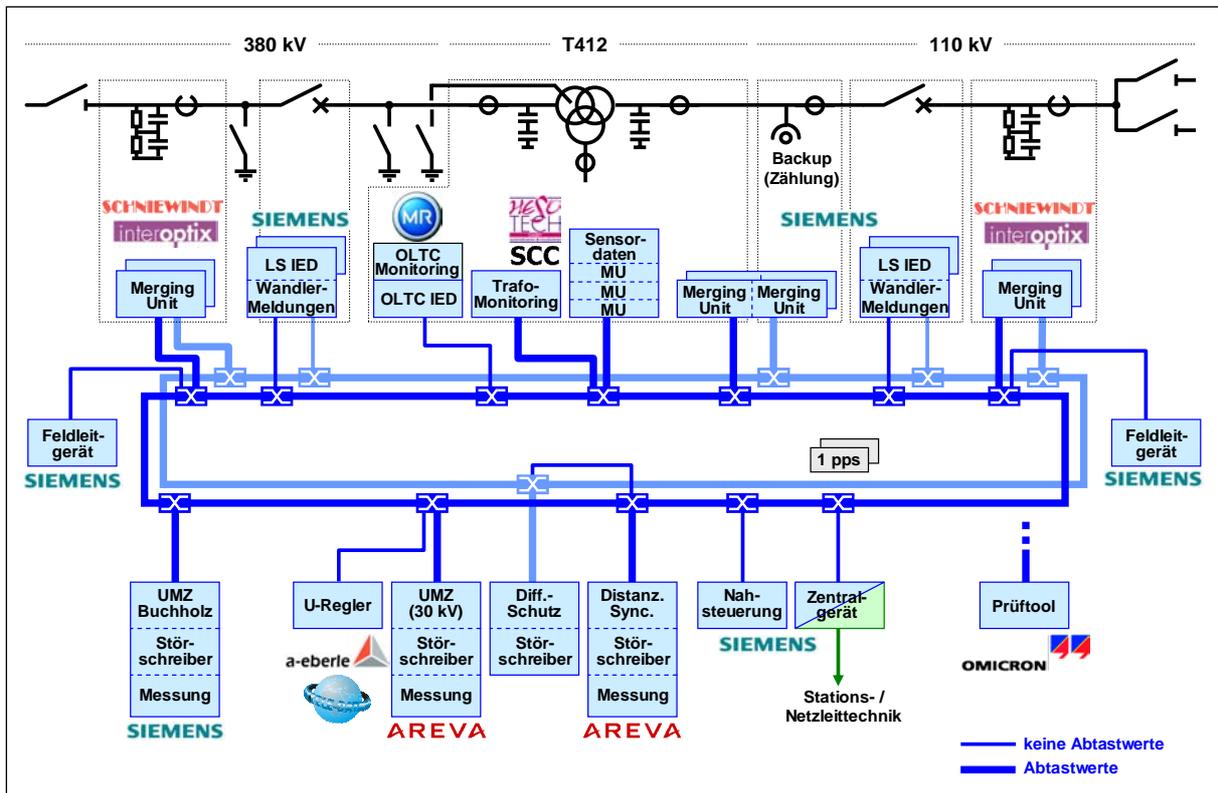


Bild 11 Konfiguration des F&E Projektes, Abkürzungen: OLTC = Stufenschalter, LS-IED = Leistungsschalter-IED, MU = Merging Unit, 1 pps = Taktgeber

- Die Einführung der IEC 61850 in das RWE Transportnetz soll vorbereitet werden, mit der Option auch eine Prozessbusanbindung zu realisieren.
- Die Interoperabilität soll durch ein normgerechtes offenes System realisiert werden, an dem verschiedene Lieferanten beteiligt sind.

6.1 Beschreibung

Die Konfiguration des Projektes ist in **Bild 11** dargestellt. Primärseitig handelt es sich um einen Netzkuppl-Transformator mit dem zugehörigen 380-kV- und 110-kV-Schaltfeld. Dieser Anlagenteil ist bereits in Betrieb und wird nun durch die neue Technik ergänzt. Primärseitig werden zwei unkonventionelle Kombiwandlersätze errichtet. Die Anordnung der Wandler in den Feldern ergab sich dabei aus den räumlichen Möglichkeiten in der bestehenden Anlage, die Wandler hochspannungsseitig anzuschließen. Der Spannungswandlerteil besteht aus einem ohmsch-kapazitiven Teiler, der Stromwandlerteil aus auf hohem Potential befindlichen Rogowski-Spulen. Die A/D-Wandlung erfolgt ebenfalls auf hohem Potential. Die Messdaten sowie die Hilfsenergie für die A/D-Wandler werden über im Verbundisolator integrierte Lichtwellenleiter übertragen.

Die Leistungsschalter werden mit entsprechenden IEDs ausgerüstet. Außerdem werden an dem bestehenden konventionellen 110-kV-Kombiwandler Merging Units angeschlossen.

Die Stufenschalter-Steuerung und das Transformator-Monitoring werden mit Schnittstellen nach IEC 61850 ausgerüstet. Außerdem werden an die Durchführungs-Stromwandler und die Messabgriffe der Kondensator-durchführungen Merging Units angeschlossen, die den Monitoring-Rechner mit Abtastwerten versorgen.

Sekundärseitig wird die gesamte Schutz- und Leittechnik mit prozessbus-fähigen Geräten bestückt. Die vier Schutzgeräte erhalten dabei eine Schnittstelle nach 9-2LE. Diese verarbeiten die Abtastwerte und stellen die daraus berechneten komplexen Effektivwerte den anderen Busteilnehmern zur Verfügung. Die Leistungsschalter-IEDs empfangen die Schutz-Aus-Kommandos der Schutzgeräte und alle weiteren Schaltbefehle der Feldleitgeräte als entsprechende GOOSE-Nachrichten. Nur die Trenn- und Erdungsschalter sind mit den Feldleitgeräten konventionell verdrahtet. Der Spannungsregler sendet die Stufungsbefehle in einer Client-Server-Verbindung an die Stufenschaltersteuerung. Im Hand-Modus können diese auch von der Nahsteuerung oder von der Ferne über das Zentralgerät gesendet werden. Im Zentralgerät ist das Gateway realisiert, welches die neue Technik mit der bestehenden Schutz- und Leittechnik der restlichen Anlage koppelt. Über diesen Weg wird auch die Anbindung an die Netzleitstelle hergestellt.

Wie oben beschrieben werden aus Redundanzgründen zwei separate Busse errichtet. Die Kopplung zwischen beiden Bussen ermöglicht, dass Meldungen beider Busse an das Zentralgerät gesendet werden können, das nur einfach an einen Bus angeschlossen ist. Jeder einzelne Bus wird hardwaremäßig zu einem Ring zusammenschaltet. Die sich hieraus ergebende zusätzliche Redundanz in den Übertragungswegen kann jedoch nicht die physikalische Dopplung ersetzen. Dies gilt auch für den Fall, wenn die Umleitung der Messwertübertragung zu den Schutzgeräten innerhalb eines Ringes unterbrechungsfrei realisiert werden kann, da bei Ausfall eines größeren Abschnittes oder eines gesamten Busses, z.B. durch Unterbrechung der Versorgungsspannung, nicht mehr alle erforderlichen Verbindungen zur Verfügung stehen. Die Taktgeber zur Synchronisierung sind ebenfalls gedoppelt und leiten ihre Pulse über LWL an die Merging Units.

Eine besondere Herausforderung in diesem Projekt ist die zeitsynchrone Verarbeitung der Abtastwerte im Differentialschutzgerät und in der Synchrocheck-Funktion. Hierzu werden die erforderlichen Abtastwerte von verschiedenen Merging Units über den selben Bus übertragen.

Sämtliche Kommunikation zu den Geräten und zwischen den Ethernet-Switches erfolgt nach IEC 61850. Zusätzlich können die Switches im dunkel dargestellten Ring aber auch unparametriert werden, wobei dann zwischen diesen Switches in zyklischen Abständen eine definierte Zeitscheibe für eine deterministische Übertragung eingerichtet wird (z.B. zur Übertragung der Abtastwerte, GOOSE-Nachrichten oder des Synchronisierungs-Taktes). In diesem Modus erfolgt die Kommunikation zwischen den Switches dann nicht nach IEC 61850. Vom Switch zum Gerät hin wird aber auch dann die offene normierte Schnittstelle angeboten. Im Fokus des Projektes steht in jedem Fall, wie oben beschrieben, die Offenheit des Systems nach IEC 61850.

Nach einer Vorplanungsphase in 2006 wird die Hardware in 2007 installiert. Hierbei kommen zum großen Teil Prototypen zum Einsatz. Die Aufnahme des Probebetriebes ist für Anfang 2008 geplant.

6.2 Spezifikation

In IEC 61850 wurden bewusst nur Teilfunktionen (dort genannt "Logical Nodes") standardisiert, nicht aber deren Verteilung auf komplette Geräte, um zukünftige Entwicklungen nicht zu behindern. Spätestens im Projekt muss aber entschieden werden, welchen Funktionsumfang die einzelnen Geräte haben sollen. Besondere Bedeutung erhält diese Festlegung bei verteilten Funktionen. Und gerade bei Anwendung eines Prozessbusses werden die Funktionen in zu-

nehmendem Maße in Form von Teilfunktionen auf verschiedene Geräte verteilt. Betrachtet man das Beispiel der automatischen Spannungsregelung im F&E-Projekt, so wirken hier zwei Merging Units, die Messwertverarbeitungen zweier Schutzgeräte, der Spannungsregler und das Stufenschalter-IED zusammen, also 6 Geräte. In digitalen Systemen mit konventioneller Prozessanbindung läuft diese Funktion dagegen alleine im Spannungsregler-Gerät ab, das mit den Messwandlern und dem Transformator direkt verkabelt ist.

Damit solche verteilten Funktionen auch funktionieren, muss klar sein, welche Informationen in welcher Reihenfolge ausgetauscht werden und wie darauf reagiert wird. Solche Festlegungen gehören strenggenommen in den Standard IEC 61850, da er den Anspruch hat, die Interoperabilität zwischen Teilfunktionen zu gewährleisten. Die derzeitigen Definitionen sind gerade für die Funktionsverteilung bei einem Prozessbus aber noch nicht immer ausreichend. Der Teufel steckt wie so oft auch hier im Detail. Besonders bei Störungen von Einzelkomponenten muss durch geeigneten Informationsaustausch sichergestellt werden, dass es nicht zu unerwünschten Fehlreaktionen der anderen Geräte kommt. Diese Definitionen betreffen auch das Datenmodell. So sind im Standard-Modell manche Daten nur optional, die zum reibungslosen Zusammenspiel bei verteilten Funktionen aber wichtig sind. Solche ergänzenden Festlegungen sind im F&E Projekt umso wichtiger, da hier Geräte unterschiedlicher Hersteller zu Gesamtfunktionen verbunden werden.

Als Basis für das Projekt wurde in Zusammenarbeit mit den Lieferanten ein Datenmodell des Gesamtprozesses erstellt, welches auf der Ausarbeitung des DKE GAK 15 basiert. Hiermit wird zum einen der Funktionsumfang der Geräte und die Verwendung der im Standard optionalen Daten definiert. Zum anderen wird so aber auch eine einheitliche Modellierung der Funktionen in den Geräten unterschiedlicher Lieferanten sichergestellt. Hier existieren im Standard einige gewollte und ungewollte Freiheitsgrade. Der erstmals durch IEC 61850 mögliche Vorteil eines unabhängigen und einheitlichen Engineerings schmilzt sonst umso mehr dahin, je unübersichtlicher die Systemintegration durch unterschiedliche Datenmodellierung bei verschiedenen Herstellern wird. Bei der Erstellung des Datenmodells wurde besonderer Wert auf die Normkonformität gelegt, um die Offenheit des Systems sicherzustellen. Dies erfordert insbesondere einen restriktiven Umgang mit der Möglichkeit private Daten zu definieren, oder den allgemeinen und semantiklosen Logical Node GGIO (General Input / Output) zu verwenden.

Aus den so erstellten Definitionen lässt sich für RWE eine Spezifikation für die Schutz- und Leittechnik nach IEC 61850 ableiten. Für entsprechende Geräte

wäre somit nicht nur die Interoperabilität, sondern auch die Austauschbarkeit sichergestellt. Im Zusammenhang mit der IEC 61850 wurde immer wieder kontrovers diskutiert, ob solche Spezifikationen nicht nachteilig wären, weil sie die Freiheit zukünftiger Entwicklungen beschränken. Gerade für Betreiber großer Versorgungsnetze ist aber eine standardisierte modulare Bauweise der Netzinfrastruktur von großem Vorteil. Nicht nur Umbauten und Erweiterungen werden so erheblich vereinfacht. Besonders für die schnelle Störungsbehebung ist die langfristige und schnelle Verfügbarkeit von standardisierten austauschbaren Modulen von großem Wert. Durch die zunehmende Auslastung der Netze wird dies zukünftig noch wichtiger.

7 Ausblick

Die digitale Prozessankopplung steckt noch in den Kinderschuhen. Zur Zeit ist es daher kaum möglich, die Wirtschaftlichkeit dieser Technik gegenüber der konventionellen Technik zu betrachten. Durch digitale Ankopplung der Transformatoren und Leistungsschalter können die auch heute teilweise schon vorliegenden Monitoring-Informationen gezielt für den Anlagenbetrieb genutzt werden. Die Vernetzung dieser Informationen ermöglicht außerdem neue Funktionen. Besonders die normierte Übertragung der Wandler-Abtastwerte hat das Potenzial, den Aufbau der Schaltanlagen zu vereinfachen. Über das derzeit in IEC 61850 standardisierte 100 Mbit Ethernet kann nur eine begrenzte Anzahl von Merging Units die Daten gleichzeitig mit hinreichender Geschwindigkeit auf einem Bus-Segment übertragen. Wenn es aber z.B. durch Einführung des Gigabit-Ethernet einmal gelingt, auch bei großen Anlagen die Abtastwerte aller Wandler über einen einfach strukturierten Bus allen "intelligenten" Geräten der Anlage zur Verfügung zu stellen, so könnten alle Steuer- und Schutzfunktionen bis hin zum Sammelschienenschutz auf diesem Weg mit Daten versorgt werden. Die Auswahlhaltung in einzelnen Feldern für Sammelschienenspannungen wäre ohne zusätzlichen Hardware-Aufwand realisierbar. Sofern im Feld keine Parallelschalt-Funktion vorhanden ist und somit auf Feld-Spannungswandler verzichtet werden kann, so ließe sich der verbleibende Stromwandler relativ einfach als unkonventioneller Sensor an bestehenden Betriebsmitteln, wie Trennschaltern oder Leistungsschaltern, integrieren. Dies gilt auch für die Stromwandler in Ringsammelschienen- oder 1½-Leistungsschalter-Anlagen. Der Ersatz von induktiven Spannungswandlern durch Sensoren eliminiert außerdem das Problem der Kippschwingungen. Vor einem verbreiteten Einsatz von Merging Units und unkonventionellen Wandlern sind auch noch entsprechende Entwicklungen auf Seite der Zähltechnik zu leisten. Die digitale Übertragung hat hier den Vorteil, dass es keinerlei Rückwirkungen der

am Bus angeschlossenen Geräte auf die Genauigkeit der Mess- bzw. Zählwerte geben kann.

8 Literatur

- [1] IEC 60044-8 Ed 1.0
Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers, 2002-07
- [2] IEC 61850-9-2 Ed 1.0: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3, 2004-04
- [3] UCA International Users Group:
Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2
- [4] Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW: IEC 61850 - Anforderungen aus Anwendersicht
Juli 2004