

GOOSE Nachrichten bringen Schutzkommunikation auf Trab

Fred Steinhauser, OMICRON electronics GmbH, Austria
fred.steinhauser@omicron.at

Keywords: IEC 61850, GOOSE, Schutzkommunikation, Schutzsignalübertragung, Weitverkehrsnetzwerk, MPLS, UDP, Verzögerungszeit

In der Vergangenheit war der Einsatz kommunikationsgestützter Schutzsysteme aufgrund eingeschränkter Verfügbarkeit, hoher Kosten und bescheidener Leistungsfähigkeit der Kommunikationskanäle relativ begrenzt. Auch wenn der Schutz für wichtige Leitungen bereits durch Schutzkommunikation unterstützt wurde, wurden bei späteren Erweiterungen dieser Systeme die zugehörigen Schutzgeräte oftmals nicht in diese Systemkommunikation eingebunden. Doch genau die aus solchen Erweiterungen entstehende Komplexität und die Herausforderung, diese modifizierten Systeme ebenfalls adäquat zu schützen, machten den Einsatz von Schutzkommunikation noch erstrebenswerter.

Herkömmliche Schutzgerätekommunikation

Vor der Einführung schneller Peer-to-Peer-Nachrichtenübermittlung in Schutzrelais wurden die hierfür erforderlichen Kommunikationsgeräte an die binären Ein- / Ausgänge der Relais angeschlossen. Die Kommunikationsgeräte waren auf die optimale Nutzung des zur Verfügung stehenden Kommunikationskanals ausgelegt. Dieser stellte oft nur eine geringe Bandbreite zur Verfügung, so dass nur wenige Bits zwischen den Relais übertragen werden konnten. Die Konfiguration dieser Kommunikationsgeräte hing eng mit den zu übermittelnden Informationen zusammen.

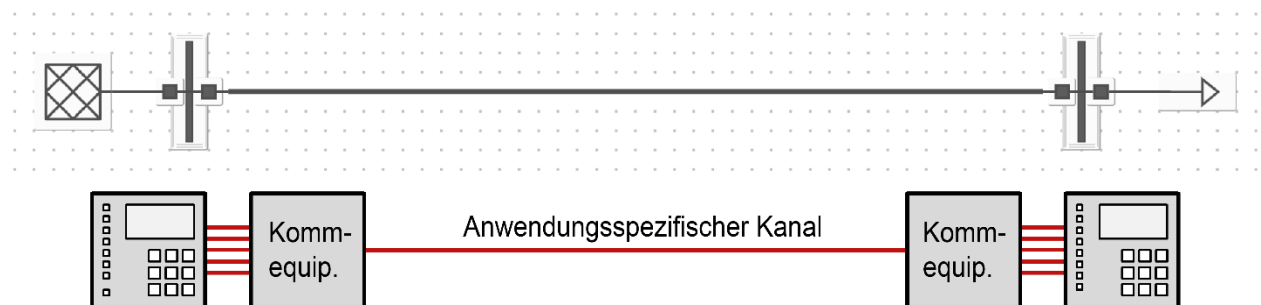


Bild 1. Herkömmliches kommunikationsunterstütztes Leitungsschutzsystem

Der Kommunikationsaufbau erfolgte beispielsweise über eine Trägerfrequenz auf den Stromleitungen. Bei den Kommunikationsgeräten handelte es sich im Wesentlichen um spezielle Modulatoren / Demodulatoren, die als jeweils zusammengehörige Paare installiert wurden.

Doch selbst als die zugrunde liegende Kommunikationsinfrastruktur ausgereifter und standardisiert war (z. B. SONET / SDH), gab es in vielen Fällen noch immer Probleme mit der Interoperabilität zwischen den

Kommunikationsgeräten verschiedener Hersteller. Zur Lösung dieser Problematik wurde die Norm IEEE C37.94 entwickelt. Allerdings werden die auf dieser Norm basieren Geräte meist nur im Energieversorgungsbereich eingesetzt und sind daher eher exotisch.

Moderne Schutzgerätekommunikation über WANs

Heutzutage sind GOOSE Nachrichten der Stand der Technik für Peer-to-Peer-Kommunikation zwischen IEDs. Obwohl dieser Mechanismus ursprünglich für den Einsatz in lokalen Netzwerken konzipiert wurde, eignet er sich auch hervorragend für die Schutzsignalübertragung.

Doch selbst mit der steigenden Verfügbarkeit von IP-Netzwerken konnte GOOSE Messaging nicht direkt für die Schutzsignalübertragung genutzt werden. Der Grund dafür ist, dass GOOSE auf der Netzschicht 2 des OSI-Modells übermittelt wird und somit nicht zwischen unterschiedlichen lokalen Netzwerken in einem IP-WAN weitergeleitet wird. Daher bieten einige Netzwerk-Router, die für die Datenübertragung mit IEC 61850 im Bereich der Energieversorgung eingesetzt werden, entsprechende Funktionen an, mit deren Hilfe GOOSE-Nachrichten in IP-Pakete verpackt werden, um sie dann über ein WAN zu übertragen.

In jüngster Zeit wurden MPLS (Multi Protokoll Label Switching) - Netzwerke von Energieversorgern evaluiert und eingesetzt. Solche Netzwerke bieten die Möglichkeit, alle möglichen Arten von Diensten miteinander zu verbinden, die es bei einem Energieversorger gibt, nicht nur die Schutzsignalübertragung. Diese Technologie ermöglicht die Einrichtung von Pfaden zwischen Schaltanlagen, welche den Layer-2-Verkehr durch das WAN transportieren können. Dadurch wird das LAN effektiv in entfernte Schaltanlagen erweitert. IEDs, die über GOOSE kommunizieren, können dann Informationen mit dem entfernten Gerät austauschen, so als ob sie sich alle im gleichen lokalen Netzwerk befinden würden.

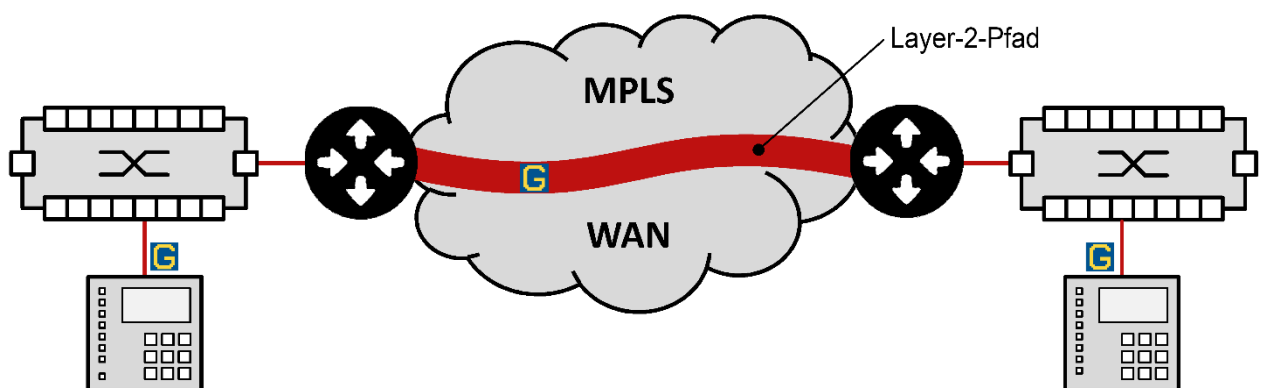


Bild 2. GOOSE-Kommunikation zwischen Umspannwerken über Layer-2-Pfade

Solche Layer-2-Pfade in MPLS-Netzwerken bieten einen guten Durchsatz und eine gute Dienstgüte. Sie müssen jedoch ausdrücklich eingerichtet werden, da sie üblicherweise ohne dynamisches Routing für die Auswahl der Pfade für die Datenpakete arbeiten. Deshalb sind diese Pfade besser definiert als Routen über IP-Netzwerke.

Allerdings ist die Verfügbarkeit von IP-Netzwerken höher als die von MPLS-Netzwerken und der Wunsch, GOOSE-Nachrichten über IP-Netzwerk zu senden, besteht weiterhin. IEC 61850-90-5 definiert solch eine "routbare GOOSE", abgekürzt "R-GOOSE".

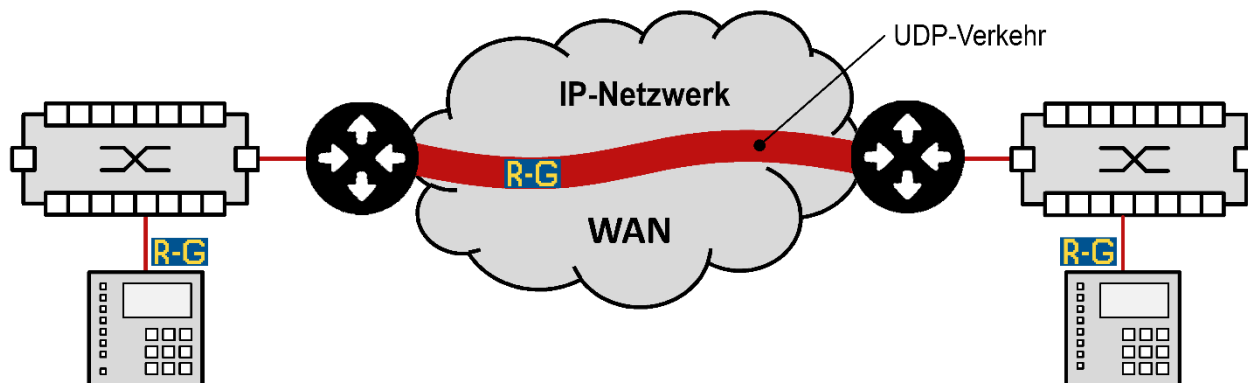


Bild 3. Weiterleitbare GOOSE-Kommunikation zwischen Umspannstationen über eine IP-Route

Die Funktionalität der oben genannten speziellen Router wird nun durch die Netzwerksoftware in den IEDs selbst umgesetzt, die solche R-GOOSE-Nachrichten senden und empfangen können. Dies ermöglicht den Aufbau verteilter Systeme mit Schutzsignalübertragung, lediglich unter Nutzung von standardisierter IP-Netzwerk-Infrastruktur.

Der vermehrte Einsatz von WANs bei den Energieversorgern und deren immer besser werdende Leistungsfähigkeit ermöglichen auch die zunehmende Nutzung kommunikationsgestützter Schutz- und Automatisierungsfunktionen.

Eine neue Leistungsklasse

Zur Bestimmung der Leistungsfähigkeit eines über ein WAN aufgebauten Kommunikationskanals, der beispielsweise bei der Schutzsignalübertragung die Verbindung zwischen verschiedenen Stationen herstellt, wird ein verteilter Testaufbau verwendet. Dafür kommen mehrere, genau zeitsynchronisierte Erfassungsgeräte zum Einsatz.

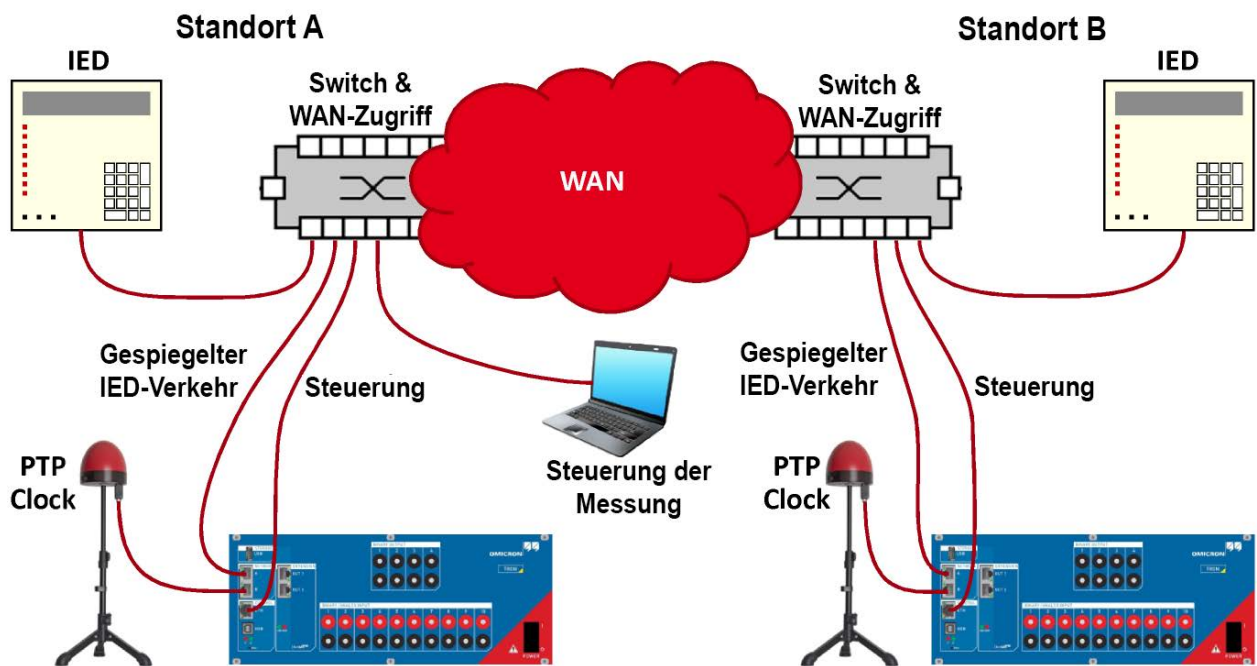


Bild 4. Messung der Ausbreitungszeit über ein WAN.

Das gesamte Messsystem wird von einem einzigen Rechner aus gesteuert, was die Bedienung erheblich vereinfacht. Natürlich kann ein derartiger verteilter Messaufbau, wie er bei einem WAN erforderlich ist, auch in einem LAN (z.B. in einer großen Schaltanlage) verwendet werden, wenn die Erfassungsstellen zu weit voneinander entfernt sind.

Um eine Vorstellung zu erhalten, wie sich die Laufzeiten über größere Entfernungen auswirken, wurde eine Messung der Zeitverzögerung zwischen zwei Orten durchgeführt, die sich auf zwei unterschiedlichen Kontinenten befinden. Es ist zwar eher unwahrscheinlich, dass zeitkritische Daten für Schutz, Automatisierung und Steuerung über solch eine Entfernung ausgetauscht werden, aber es verdeutlicht die Größenordnungen, die für die Übertragungszeit der Information erwartet werden können. Die folgende Abbildung zeigt die geografische Lage der beiden beteiligten Standorte in Österreich und in Texas.

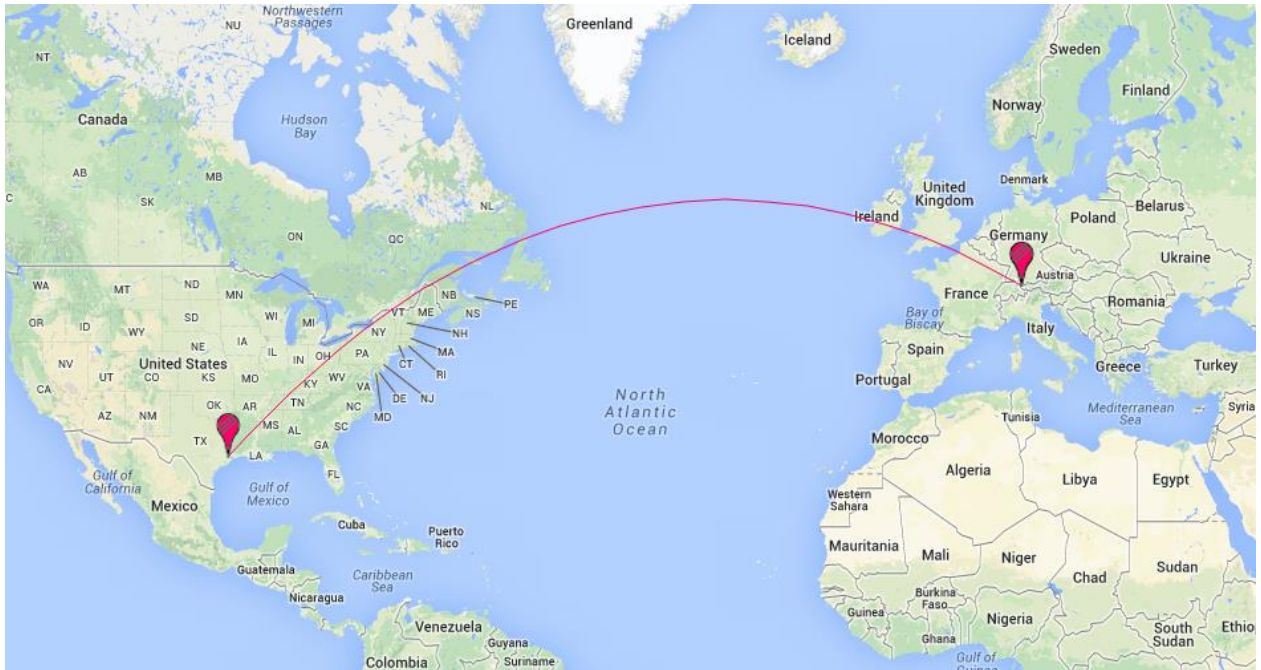


Bild 5. Standorte und der kürzeste Weg (Luftlinie) zwischen ihnen
 Map data © 2014 Google. Draft Logic distance calculator © 2014 draftlogic.com

Die Verbindung zwischen den beiden Standorten erfolgt über „das Internet“. Es handelt sich also um ein für den Bürogebrauch optimiertes IP-Netzwerk, das in keiner Weise für die Anwendung bei der Schutzsignalübertragung abgestimmt ist. Die gemessenen Übertragungsverzögerungen liegen im Bereich von 80 ms bis 100 ms, was eigentlich sehr beeindruckend ist.

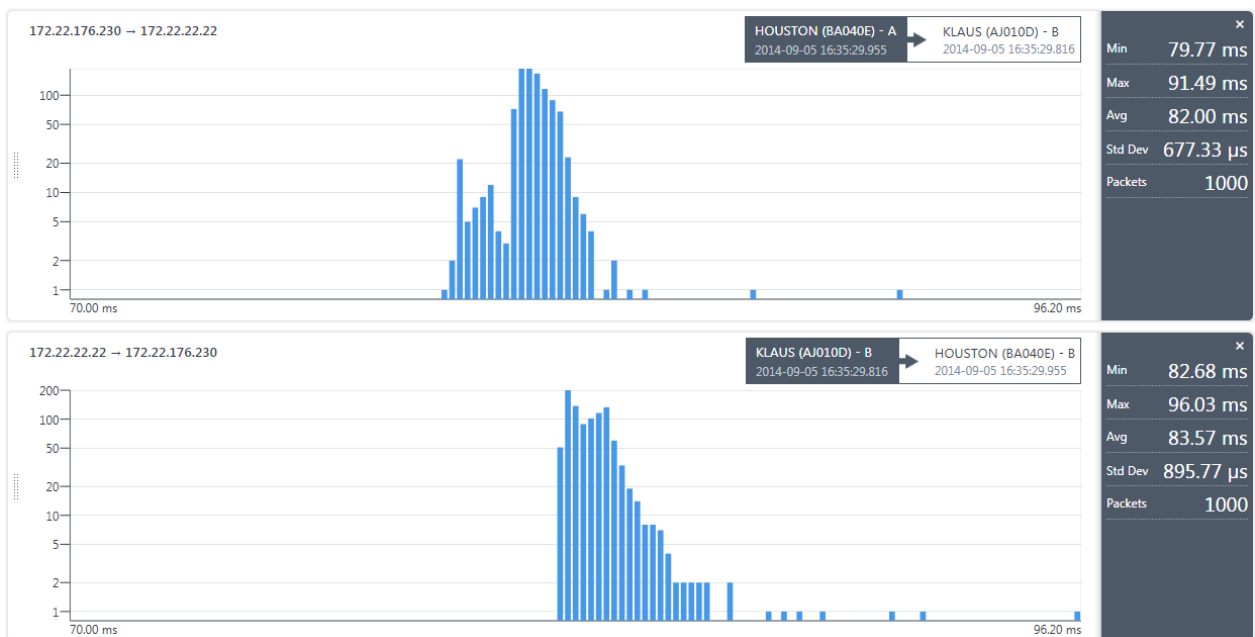


Bild 6. Ausbreitungsverzögerungen für die jeweiligen Richtungen zwischen Texas und Österreich

Interessant ist, dass die gemessenen Übertragungszeiten mit weniger als 100 ms weit unterhalb der typischen Zone-2-Auslösezeiten von Distanzschutzrelais liegen. Außerdem sind die Verzögerungszeiten über den Atlantik nicht so verschieden von typischen Werten, wie sie in der Vergangenheit für Kommunikationskanäle zutrafen, die beispielsweise für Leitungsschutzsysteme eingesetzt wurden.

Zum Vergleich sind hier die Ergebnisse für Messungen an einem Leitungsschutzsystem im Stadtgebiet Wien dargestellt, das im Jahr 2000 in Betrieb genommen wurde [14]. Dabei handelt es sich um einen Schutz für ein 110 kV-Kabel mit einer Länge von nur 4 km. Die Distanzschutzrelais wurden modernisiert, die bestehende Kommunikation hingegen wiederverwendet. Die Prüfung des Schutzsystems erfolgte mit einer End-to-End-Prüfung.

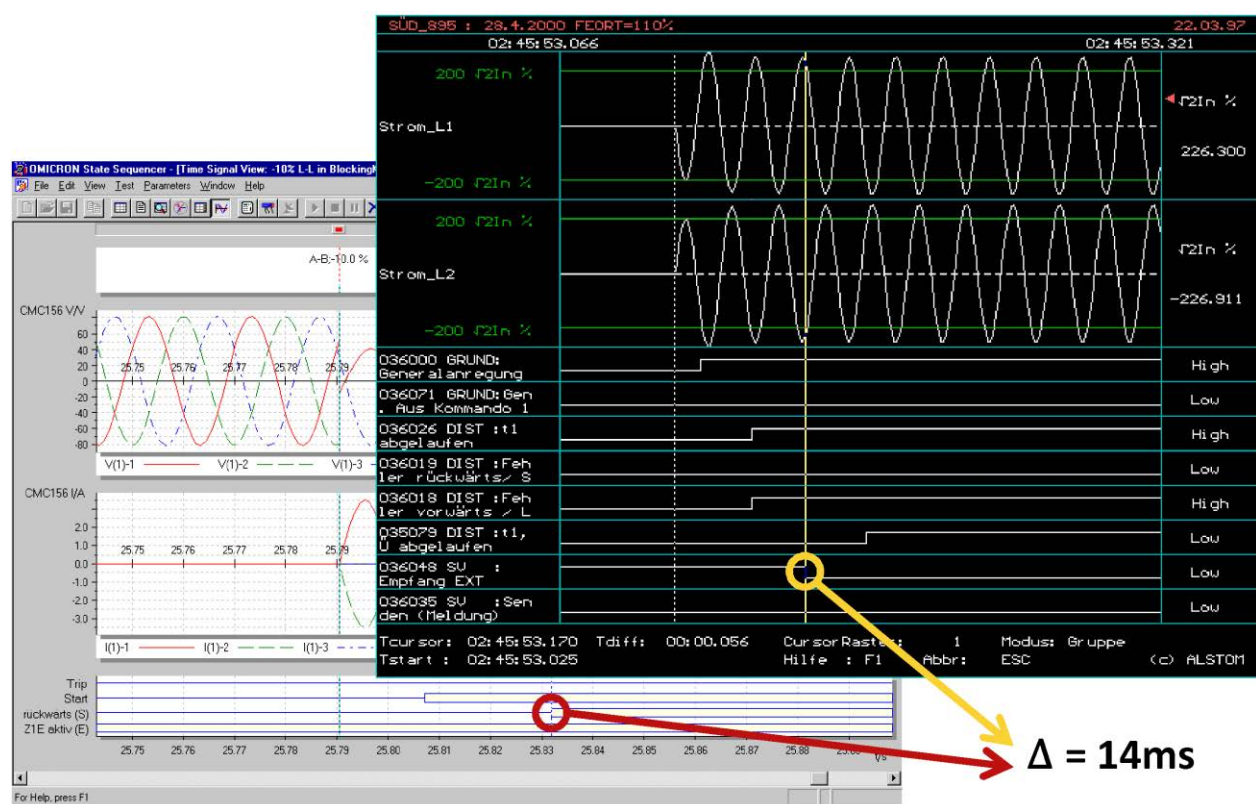


Bild 7. Aus Störschrieben ermittelte Übertragungszeit eines Blockier-Signals

Aus den Störungsaufzeichnungen ließ sich die Ausbreitungszeit des Sperrsignals von einer Unterstation zur anderen ableiten. Der Wert betrug etwa 14 ms.

Bei der Prüfung eines Schutzsystems für eine 380 kV-Freileitung in Deutschland im Jahr 1999 wurden für den Kanal der Schutzsignalübertragung [15] Ausbreitungsverzögerungen von ca. 60 ms gemessen.

Ein weiterer Vergleichswert ergibt sich aus einer Messung zwischen zwei Standorten in Mitteleuropa, die etwa 275 km voneinander entfernt liegen. Das ist eine Distanz, wie sie auch bei verteilten PAC-Anwendungen vorkommen kann. Die gemessenen Verzögerungszeiten lagen zuverlässig unter 20 ms.

Auch hier wurden IP-Pakete über das Internet übertragen, die Übertragung innerhalb des Kommunikationsnetzes eines Umspannwerkes wäre aber höchstwahrscheinlich noch leistungsfähiger und mit besäße eine höhere Dienstgüte.

Die Ergebnisse von Messungen mit Kommunikationstechnologien unterschiedlicher Generationen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Technologie-Ära	
1990er	2010
60 ms für 120 km Schutzsystem für 380 kV-Freileitung	< 100 ms für 9000 km IP-Verkehr über WAN
14 ms für 4 km Schutzsystem für 110 kV-Kabel	< 20 ms für 300 km IP-Verkehr über WAN

Bild 8. Typische Übertragungszeit und Distanzen aus unterschiedlichen Epochen

Technologien, die sich für die Kommunikation in Energieanlagen optimieren lassen, z.B. MPLS, können mit noch geringeren Verzögerungen arbeiten. Hier wurden bereits Werte im Bereich von nur 5 ms über mehrere 100 km erreicht.

Die aktuelle Entwicklung der Kommunikationsnetze ermöglicht nun deren Anwendung für bewährte Schutzarchitekturen bei noch größeren Entfernungen. Und bestehende Systeme können durch den Einsatz der jetzt verfügbaren schnelleren Kommunikationskanäle sogar noch beschleunigt werden. Im Vergleich zu dem oben beschriebenen Fall aus Wien ist es nun möglich, die gleichen Übertragungszeiten über mehrere 100 km zu erreichen, wie sie vor 20 Jahren für nur 4 km erzielt wurden.

Durch Ausnutzung dieser Fortschritte bei der Leistung von Kommunikationsnetzen, können die Schutz- und Automatisierungsexperten nun sehr viel bessere Schutzsysteme entwerfen und umsetzen. Konzepte, die aufgrund der Leistungsanforderungen an die Kommunikationskanäle früher nur lokal oder über kurze Strecken nutzbar waren, sind durch die verbesserte Weitbereichskommunikation heute für große Entfernungen umsetzbar. Dies führt schlussendlich zu zuverlässigeren und stabileren elektrischen Energiesystemen.

Eine Fallstudie

Ein 110 kV-System in Österreich soll als Beispiel für den erfolgreichen Einsatz der neuen Kommunikationstechnologie dienen. Das System wurde von einer Leitung mit zwei Enden auf eines mit drei Enden erweitert und erhielt später noch zwei zusätzliche Abzweige. Der Schutz an den beiden Hauptsammelschienen stammte noch aus der Generation statischer Relais, während es sich beim Schutz für den dritten (neueren) Zweig bereits um ein numerisches Relais handelte. Keines dieser Relais verfügte über integrierte Kommunikationsfunktionalität. Die Schutzkommunikation für das Mitnahmeschema der

ursprünglichen Konfiguration wurde durch externe Kommunikationsgeräte bereitgestellt, die nur ein paar Bits von Punkt zu Punkt übertragen konnten.

Andererseits gab es eine Migrationsstrategie, die von dem bestehenden SDH/PDH-Netz, das ohnehin nur von den wichtigsten Anwendungen genutzt werden konnte, wegführen sollte, hin zu einem MPLS-Netzwerk, das eine breite Palette von Anwendungen unterstützt. Die heute mit der MPLS-Infrastruktur verfügbaren Layer-2-Pfade erlauben es sogar, IEC 61850 GOOSE-Nachrichten direkt zwischen Geräten in unterschiedlichen Schaltanlagen auszutauschen. Die folgende Abbildung zeigt, wie die drei ins System eingebundenen Hauptstandorte über das MPLS-Netzwerk verbunden sind.

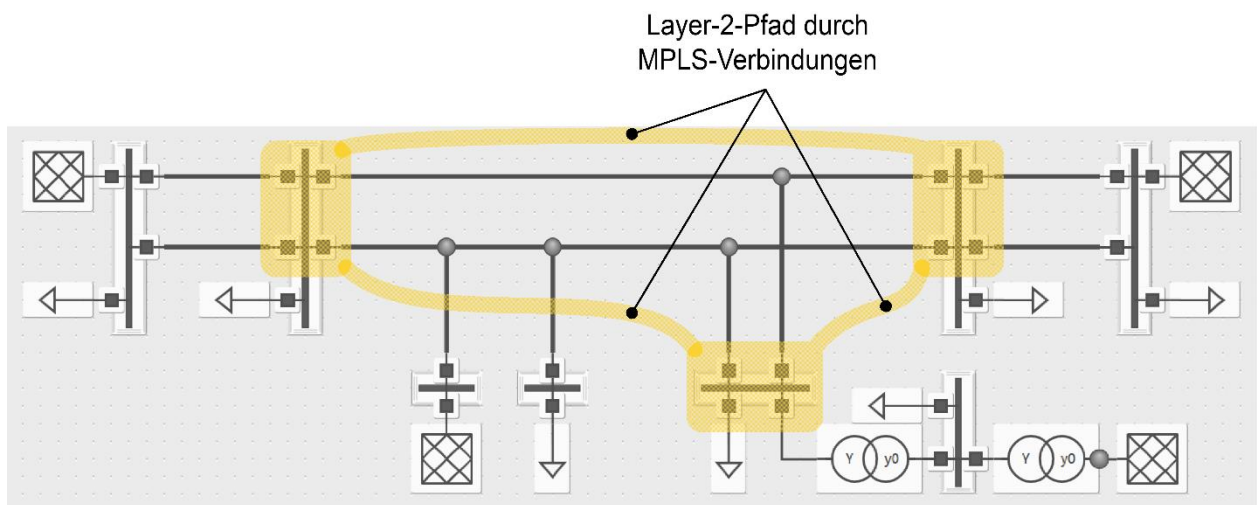


Bild 9. Die IEDs in den drei Hauptstandorten des Systems kommunizieren direkt miteinander mit GOOSE.

Mit einfachen, an die Schutzrelais angeschlossenen Konvertern, die GOOSE in binäre Ein-/Ausgangssignale wandeln, ließ sich ein Schutzsystem mit allen wichtigen Abzweigen mit bescheidenem Aufwand einrichten.

Bei der Inbetriebnahme des Schutzsystems wurden Prüfungen mit einem verteilten Prüf- und Messsystem durchgeführt. Die gleiche Kommunikationsinfrastruktur, welche die Schutzinformationen überträgt, könnte auch zum Verbinden und Steuern der Prüf- und Messgeräte genutzt werden. Neben der Beurteilung der Fähigkeit des Schutzes, Fehler im Stromnetz zu erkennen, wurde auch die Leistungsfähigkeit der Kommunikation gemessen.

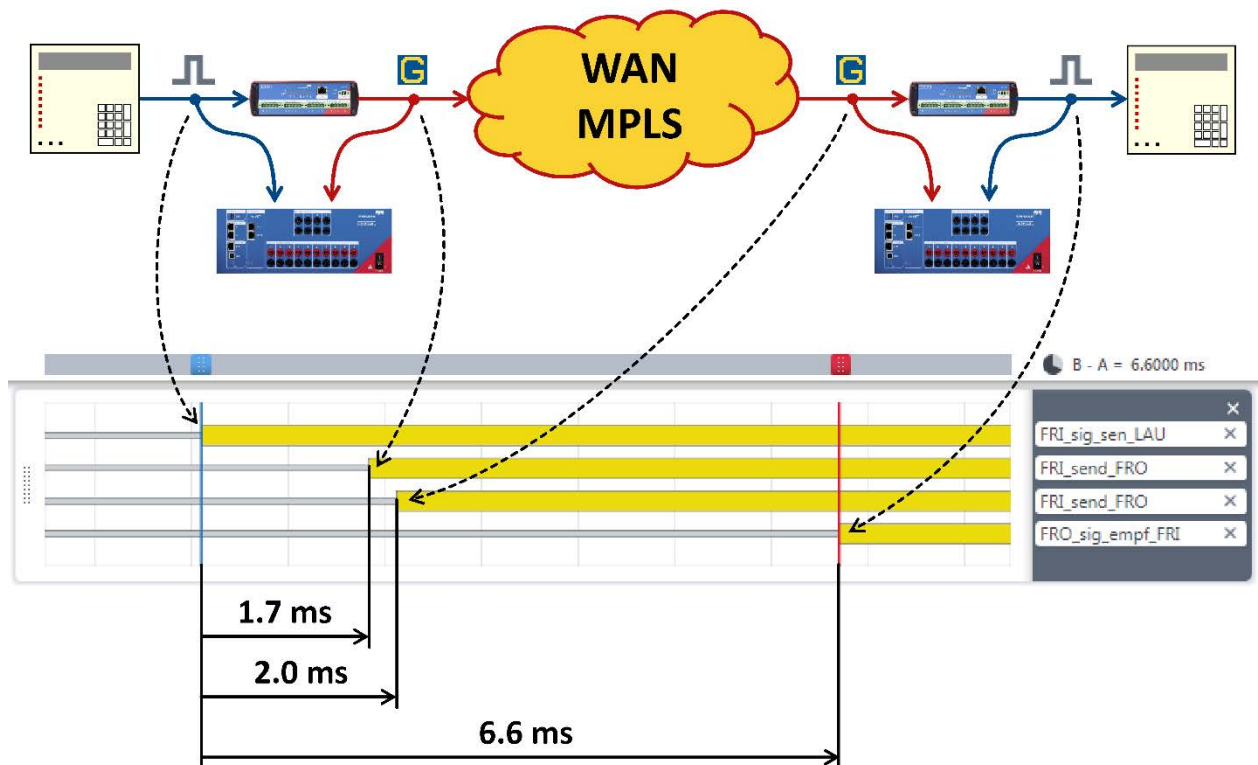


Bild 10. Signalausbreitung im Schutzsystem.

In Bild 10 ist eine typische Ausbreitung eines Signals in diesem System dargestellt. Es zeigt, dass das MPLS-Netzwerk sehr schnell ist, die Übertragungszeit der GOOSE-Nachricht selbst beträgt nur etwa 300 μ s für eine Distanz von ca. 15 km. Die Hybrid-Messgeräte liefern auch das Zeitverhalten der Binärsignale von Relais zu Relais.

Da das System die standardisierte GOOSE-Kommunikation nutzt, besitzt es eine sehr hohe Interoperabilität und wäre sehr einfach mit Geräten anderer Hersteller erweiterbar. Der Aufbau der Pfade durch das MPLS-Netzwerk wurde von der Prozess-IT auf Grundlage der Anforderungen der Schutz-Experten durchgeführt. Die Konfiguration der GOOSE-Kommunikation erfolgte durch die Schutzingenieure selbst.

Das eingesetzte Konzept ergab eine einfache, leistungsstarke und sehr kostengünstige Lösung und soll für weitere Erweiterungen und Modifikationen dieser Art angewendet werden.

Literaturhinweise

- [1] Steinhauser, F., Vandiver, B., Schossig, T.: Accurately Time Stamped Traffic Acquisition and Evaluations to Assess Communication Networks for IEC 61850 Applications. PACW Americas conference 2015, Raleigh

- [2] Steinhauser, F.: Communication Aided Protection Schemes and their Implementation and Testing with State-of-the-Art Technologies. APS 2015, Sydney
- [3] Steinhauser, F., Vandiver, B.: How Fast does the GOOSE Fly? (within the substation or intercontinental). PACWorld Magazine, June 2015
- [4] Steinhauser, F., Schossig, T., Klien, A.: Verifying the Real Time Performance of Power Utility Communication Networks. South African Power Systems Protection Conference 2014.
- [5] Steinhauser, F., Vandiver, B.: Within the substation or intercontinental – How fast does your network transmit data? PACWorld Americas conference 2014, Raleigh
- [6] Steinhauser, F.: From LAN to WAN – assessing the communication network for protection, automation, and control. PACWorld conference 2014, Zagreb
- [7] Steinhauser, F.: Propagation and Interaction of Ethernet Packets with IEC 61850 Sampled Values in Power utility Communication Networks. DPSP 2014, Copenhagen
- [8] Steinhauser, F.: Interaction of Ethernet Traffic in Power Utility Communication Networks. PACWorld conference 2013, Dublin
- [9] Ingram, D., et. al.: Direct Evaluation of IEC 61850-9-2 Process Bus Network Performance. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 3, No. 4, December 2012
- [10] Steinhauser, F.: Measuring the Performance of GOOSE Communication - Assessing IEC 61850 Real Time Messaging, CIGRÉ SEAPAC 2011, Sydney
- [11] Steinhauser, F., Schossig, T.: Coexistence of SCADA-Communication and Process-Level Real-Time-Communication in Substation Networks. PACWorld conference 2010, Dublin
- [12] IEC 61850-5 Communication Networks and Systems for Power Utility Automation - Communication Requirements for Functions and Device Models. IEC, 2013
- [13] Test procedures for Sampled Values Publishers according to the "Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2", Version 0.8. UCA IUG, 2009
- [14] Gludowatz, O.: Prüfung eines Leitungsschutzes mit Signalvergleich.OMICRON User Meeting 2000, Munich
- [15] Fräbel, A., Schreiner, Z.: Einseitig ferngesteuerte und mittels CMGPS synchronisierte Prüfung von Schutzeinrichtungen mit Informationsübertragung.OMICRON User Meeting 1999, Leipzig

OMICRON ist ein weltweit tätiges Unternehmen, das innovative Prüf- und Diagnoselösungen für die elektrische Energieversorgung entwickelt und vertreibt. Der Einsatz von OMICRON-Produkten bietet höchste Zuverlässigkeit bei der Zustandsbeurteilung von primär- und sekundärtechnischen Betriebsmitteln. Umfassende Dienstleistungen in den Bereichen Beratung, Inbetriebnahme, Prüfung, Diagnose und Schulung runden das Leistungsangebot ab.

Kunden in mehr als 140 Ländern profitieren von der Fähigkeit des Unternehmens, neueste Technologien in Produkte mit überragender Qualität umzusetzen. Servicezentren auf allen Kontinenten bieten zudem ein breites Anwendungswissen und erstklassigen Kundensupport. All dies, zusammen mit einem starken Netz von Vertriebspartnern, ließ OMICRON zu einem Marktführer der elektrischen Energiewirtschaft werden.

Mehr Informationen, eine Übersicht der verfügbaren Literatur und detaillierte Kontaktinformationen unserer weltweiten Niederlassungen finden Sie auf unserer Website.