2005

Case Studies
für SIPROTEC-Schutzrelais und Power Quality

SIEMENS

SIEMENS
siemens-russia.com

Case Studies für Schutztechnik & Power Quality

In dieser Broschüre stellen wir Ihnen eine Auswahl ausgeführter Projekte mit SIPROTEC Schutzgeräten im Anwendungsbereich Netz- und Maschinenschutz vor. Ferner erhalten Sie einen Überblick von ausgeführten Projekten im Bereich der Power Quality.

SIPROTEC hat sich als Standard für digitale Schutztechnik in allen Anwendungsbereichen hervorragend im Markt etabliert. Ganz gleich ob Sie Leitungen, Transformatoren Schaltanlagen oder Sammelschienen schützen wollen, mit dem Einsatz von SIPROTEC-Geräten erhalten Sie stets optimale und wirtschaftliche Lösungen.

Die beschriebenen Case Studies fokussieren folgende Themen:

- Die hohe Funktionsvielfalt der Schutzgeräte ermöglicht häufig den Einsatz eines Multifunktionsschutzes pro Schaltfeld.
- Die einfache Realisierung von Logik-Funktionen mit dem CFC Editor vereinfacht den Aufwand für die Anlagenprojektierung deutlich.
- Mit flexiblen und nachrüstbaren Kommunikationsmodulen können Sie die SIPROTEC Schutzgeräte einfach mit dem benötigten Protokoll an Ihre Leittechnik ankoppeln.
- Netzstörungen oder Schwankungen der Netzqualität sind unerwünschte Effekte. Mit den digitalen SIMEAS Power Quality Produkten werden Schwachstellen schnell und präzise registriert und gemeldet.

Entdecken Sie beim Lesen in den Case Studies die vielfältigen und flexiblen Anwendungsmöglichkeiten der SIPROTEC Schutzgeräte und Power Quality-Lösungen. Nicht nur Einsparungen beim Betrieb und der Wartung, sondern auch reduzierte Komplexität und langfristige Erweiterbarkeit stellen sicher, dass Sie auch morgen zu den Gewinnern im Energiemarkt zählen.

So einfach kann Fortschritt sein.

Paulo Ricardo Stark
Vice President
PTD Energy Automation
Protection Division

SIEMENS

Case Studies für SIPROTEC-Schutzrelais und Power Quality 2005

Inhalt

Netzschutz

SIPROTEC Leitungsdifferentialschutz für 5 Enden und Distanzschutz 3

Höchste Versorgungssicherheit in der Petrochemie durch SIPROTEC 4 7

Einpolige Trennersteuerung im Projekt Kasachstan 11

Distanzschutz SPROTEC 7SA6 mit Fernkommunikation 15

Die neue Generation von Siemens-Schutzgeräten in Argentinien im Einsatz 17

Intelligente Schutztechnik erspart der LEW teuren Netzausbau 21

Sichere Schutztechnik für die Deutsche Steinkohle AG 25

7SA6 mit AWE auf gemischten Leitungen 29

Einsparpotentiale durch neue Konzepte in der Schutztechnik 33

Differentialschutz über konventionelle Hilfsadern in der Papier- und Kartonfabrik Varel 37

Differentialschutz SIPROTEC 7UT635 für die Allgäuer Überlandwerke 41

Schutzdatenübertragung über Satellit und Power Line Carrier in Peru 45

Umschaltautomatik für Einspeisungen 49

Kraftwerk-Systemlösung mit dynamischen Lastabwurf auf Malta 51

Maschinenschutz

Sicherer Betrieb des Wasserkraftwerkes „Drei Schluchten" durch SIPROTEC 4 53

Schutz- und Leittechnik als Gesamtsystem für Wasserkraftwerke der Energie AG Oberösterreich 57

Power Quality

Störschreibung in den Blindleistungskompensationsanlagen SVC 61

Störschreibung bei HGÜ-Anlagen 63

Störschreibersystem bei CERN im Einsatz 67

Fehleranalyse mit Hilfe der Störschreiber und Schutzgeräte in Zürich 71

Stör- und Netzqualitätsregistrierung bei der Pfalzwerke AG 75

Überwachung des Rechenzentrums der DEVK Versicherung Köln 79

Flächendeckende Störwerterfassung mit modernster Technik 81

Das Stör- und Netzqualitätsregistriersystem bei der CFE 85

Geschäftsprozesse

Entwicklung von eProcurement – die elekronische Beschaffung 89

© Siemens AG 2005

SIEMENS
siemens-russia.com

SIEMENS
siemens-russia.com

Mit maximaler Flexibilität auf jede Situation vorbereitet

SIPROTEC Leitungsdifferentialschutz für 5 Enden und Distanzschutz

Das Unternehmen

Die flächendeckende Versorgung mit Energie ist Aufgabe der Energieversorgungsunternehmen. Und sie ist Basis für wirtschaftliches Wachstum. Der staatliche Energieversorger Electricity of Vietnam (EVN) baut deshalb sein Energieversorgungsnetz stetig aus. Gegenwärtig entsteht im Industriepark Phu My ein Kraftwerkskomplex, der nach Fertigstellung bis zu 3 600 MW in das 500-kV- und 220-kV-Übertragungsnetz einspeisen wird.

Mit dabei: Siemens Power Generation (PG). PG hat hier das derzeit größte private GUD-Kraftwerk Vietnams „Phu My 3“ etwa 70 km südöstlich von Ho Chi Minh City in Betrieb gesetzt. Drei Kraftwerksblöcke speisen 720 Megawatt in das Höchstspannungsnetz ein.

LSP2740.tif

Bild 1 Industriekomplex Phu My mit GUD Kraftwerk im Vordergrund

Die Ausgangssituation

Vom Auftraggeber wurde die Anforderung definiert, ein vollständig redundantes Schutzsystem aufzubauen. Zudem wurde nach einer wirtschaftlichen Lösung zur Fernübertragung von Auslösekommandos zu den Leistungsschaltern am jeweils gegenüberliegenden Leitungsende gesucht. Über Binäreingänge der Schutzgeräte sollen dazu Auslösekommandos vom Sammelschienen- und Schalterversagerschutz aus der 500-kV-Station zu den Leistungsschaltern vor den Kraftwerksblöcken übertragen werden. In Gegenrichtung sind Auskommandos vom Schutz der Kraftwerksblock-Transformatoren sowie vom Schalterversagerschutz zu den Leistungsschaltern in der 500-kV-Station zu übertragen. Auf der 500-kV-Seite der Blocktransformatoren wurden aus Kostengründen keine Leistungsschalter vorgesehen. Im Erdseil der 500-kV-Leitung stehen für Schutzzwecke entsprechende Lichtwellenleiter-Fasern zur Verfügung.

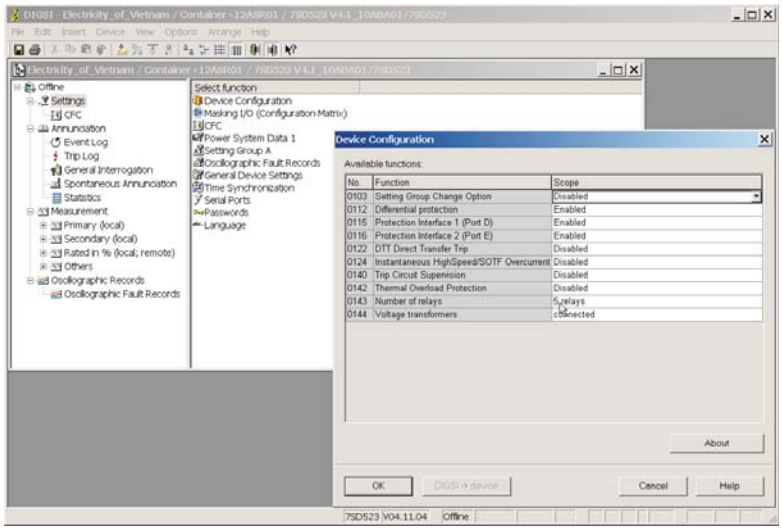
Das Konzept

Nach der Analysephase präsentierte Siemens Power Automation Wien ein umfassendes Schutzsystem mit folgenden Komponenten (siehe Bild 4):

- Für die zwei Enden der Freileitung 11 je ein Leitungsdifferentialschutzgerät 7SD523 sowie je ein Distanzschutzgerät 7SA522. Beide Gerätetypen werden mit je einer Lichtwellenleiterverbindung ausgestattet.
- Für die drei Enden des Schutzbereichs bestehend aus Freileitung 12 sowie den Abgängen der Blocktransformatoren T2 und T3 wurden 3 Leitungsdifferentialschutzgeräte 7SD523 und 3 Distanzschutzgeräte 7SA522 vorgeschlagen. Je ein optischer Ring pro Schutzsystem sorgt für eine doppelt redundante Kommunikationsverbindung.

SIPROTEC-Leitungsschutzgeräte schützen die beiden wichtigen 500-kV-Kraftwerksableitungen. Mit insgesamt 10 Leitungsdifferential- und Distanzschutzgeräten vom Typ 7SD523 und 7SA522 hat Siemens Power Automation (PTD PA) ein modernes und flexibles Schutzsystem aufgebaut. Zudem können SIPROTEC 4-Leitungsschutzgeräte über optische Ringe miteinander verbunden werden. Der Ausfall eines Kommunikationsweges wird somit von den Geräten sofort erkannt. Innerhalb weniger Millisekunden schalten die Schutzgeräte von der gestörten Ringverbindung in eine Kettenverbindung um. Weder die Schutzfunktionen noch die Fernsignalübertragung werden durch diese Störung beeinflusst. Dies ist insbesondere bei der Übertragung von Fernauslösekommandos unverzichtbar.

SIEMENS
siemens-russia.com



LSP2709.tif

Bild 2 Bedienprogramm DIGSI für Konfiguration, Parametrierung, Test und Betrieb

LSP2710.tif

Bild 3 Haupt- und Reserveschutz 7SD523/7SA522 an der Einspeisung zweier Kraftwerksblöcke

Eine weitere innovative Detaillösung: Die voneinander unabhängigen Kommunikationsverbindungen für die Fernsignalwege zur Auskommando-Übertragung. Diese findet zum einen über den Hauptschutz 7SD523 und zum anderen über den Reserveschutz 7SA522 statt.

■ *Die besonderen Vorteile*

Flexibel, sicher und schnell durch vorgefertigte Parametrierung mit DIGSI.

In Abhängigkeit vom Grad der Fertigstellung des Primärsystems lassen sich die SIPROTEC-Schutzgeräte schnell und zuverlässig umstellen. Die Vorbereitung der Parametersätze kann bereits in der Projektierungsphase erfolgen. Mit dem universellen Bedienprogramm DIGSI werden alle Schutzgeräte von Siemens konfiguriert, parametriert, getestet und sicher in Betrieb gesetzt.

■ *Aus der Praxis*

Übertragung der Energie ohne Station.

Die Flexibilität der SIPROTEC-Gerätereihe hat gerade in diesem Projekt sämtliche Vorteile ausspielen können – und vieles Unmögliche möglich gemacht. Zum Zeitpunkt der langfristig geplanten Inbetriebnahme des Kraftwerks beispielsweise war der Bau der 500-kV-Station sowie neuer 500-kV-Übertragungsleitungen zum Transport in die Ballungszentren noch nicht abgeschlossen. Die Ingenieure entschieden sich deshalb, neben der Baustelle der neuen 500-kV-Station ein Provisorium zu errichten. Zwei vorübergehend installierte Transformatoren mit je 450-MVA-Übertragungsleistung speisen so über eine nahe liegende Station die Kraftwerksenergie von Phu My 3 in das 220-kV-Netz ein.

Testlauf des Kraftwerks unter schwierigsten Bedingungen.

Wie übergibt man jedoch ein Kraftwerk an den Auftraggeber, das nicht bei Nennlast getestet werden kann? Die Herausforderung: 570 MVA Leistung aus den beiden Kraftwerksblöcken 2 und 3 über die 500-kV-Leitung 12 und den unterdimensionierten 450-MVA-Transformator zu übertragen. Die Lösung: Parallelschaltung der beiden 500-kV-Leitungen während der Testphase von Phu My 3. Somit konnte die Reservekapazität des zweiten 450-MVA-Transformators an Leitung 11 genutzt werden. Bei einem Kurzschluss in der Testphase im Gesamtsystem, das aus 3 Blocktransformatoren, zwei 500-kV-Leitungen, den beiden provisorischen Transformatoren und Zuleitungen auf der 220-kV-Seite besteht, könnte das Kraftwerk jedoch nur durch Schnellschluss abgeschaltet werden. Deshalb wurde entschieden, die Parallelschaltung der beiden 500-kV-Leitungen nach Beendung der Testphase wieder aufzuheben. Bis zur Fertigstellung der neuen 500-kV-Station wird das Kraftwerk so betrieben, dass der provisorische 450-MVA-Transformator an Leitung 12 nicht überlastet wird.

SIPROTEC 7SD523 und 7SA522 schützen übergangsweise das Übertragungssystem mit 5 Enden.

Siemens Power Automation nahm die Herausforderung für den Schutz dieses 5-Enden Systems gerne an. Die Schutzschränke waren bereits fertig projektiert, aufgebaut und getestet als die neue Anforderung der Betreiber einging. Die Flexibilität der SIPROTEC-Geräte ermöglichte hier die schnelle und problemlose Umstellung auf ein Schutzsystem für 5 Enden.

SIEMENS
siemens-russia.com

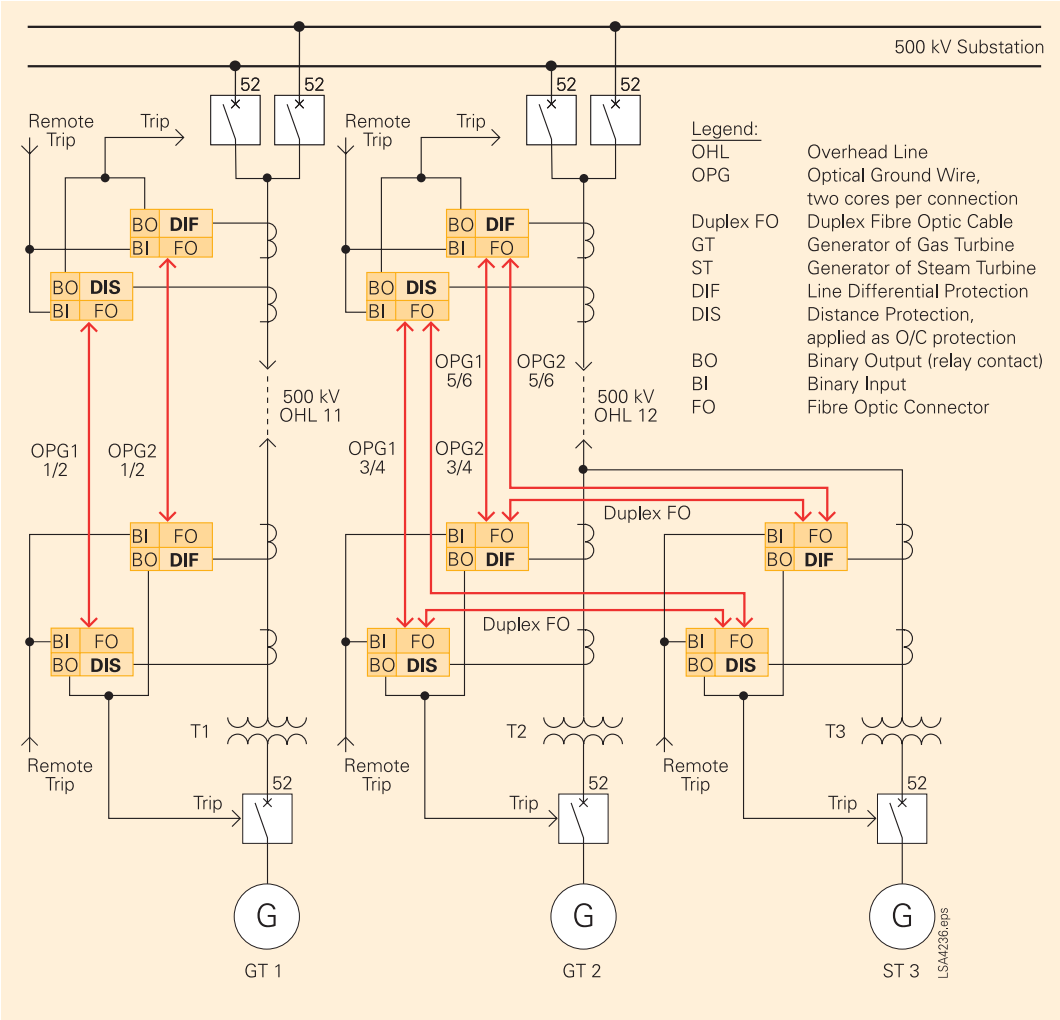


Bild 4 SIPROTEC Leitungsschutz für 500-kV-Einspeisung

Die Mehrenden-Differentialschutzgeräte vom Typ 7SD523 lassen sich ohne Zusatzkosten jederzeit zum 2 bis 6 Enden-Schutz zusammenschalten und parametrieren. Die Distanzschutzgeräte 7SA522 können in der Kombination aus je einer optischen Zwei- und Drei-Enden-Verbindung mittels Kupferdrahtverbindungen über konventionelle Kontakte ebenfalls zum 5 Enden Schutz verbunden werden.

In kürzester Zeit konnte den Auftraggebern die schutztechnische Lösung für die neue Situation vorgelegt und das Schutzsystem ohne wesentliche Zusatzkosten in drei Phasen an die veränderte Topologie des Primärsystems angepasst werden:

- Phase 1: Schutz des 5 Enden- Übertragungssystems während der Testphase des Kraftwerks (Bild 5).
- Phase 2: Schutz des 2- und 3-Enden Übertragungssystems mit Fernsignalübertragung der Kommandos vom Schutz der provisorisch installierten 500 kV/220 kV Transformatoren und der provisorischen 220-kV-Zuleitung.
- Phase 3: Schutz des endgültigen 2- und 3-Enden Übertragungssystems (Bild 4).

SIEMENS
siemens-russia.com

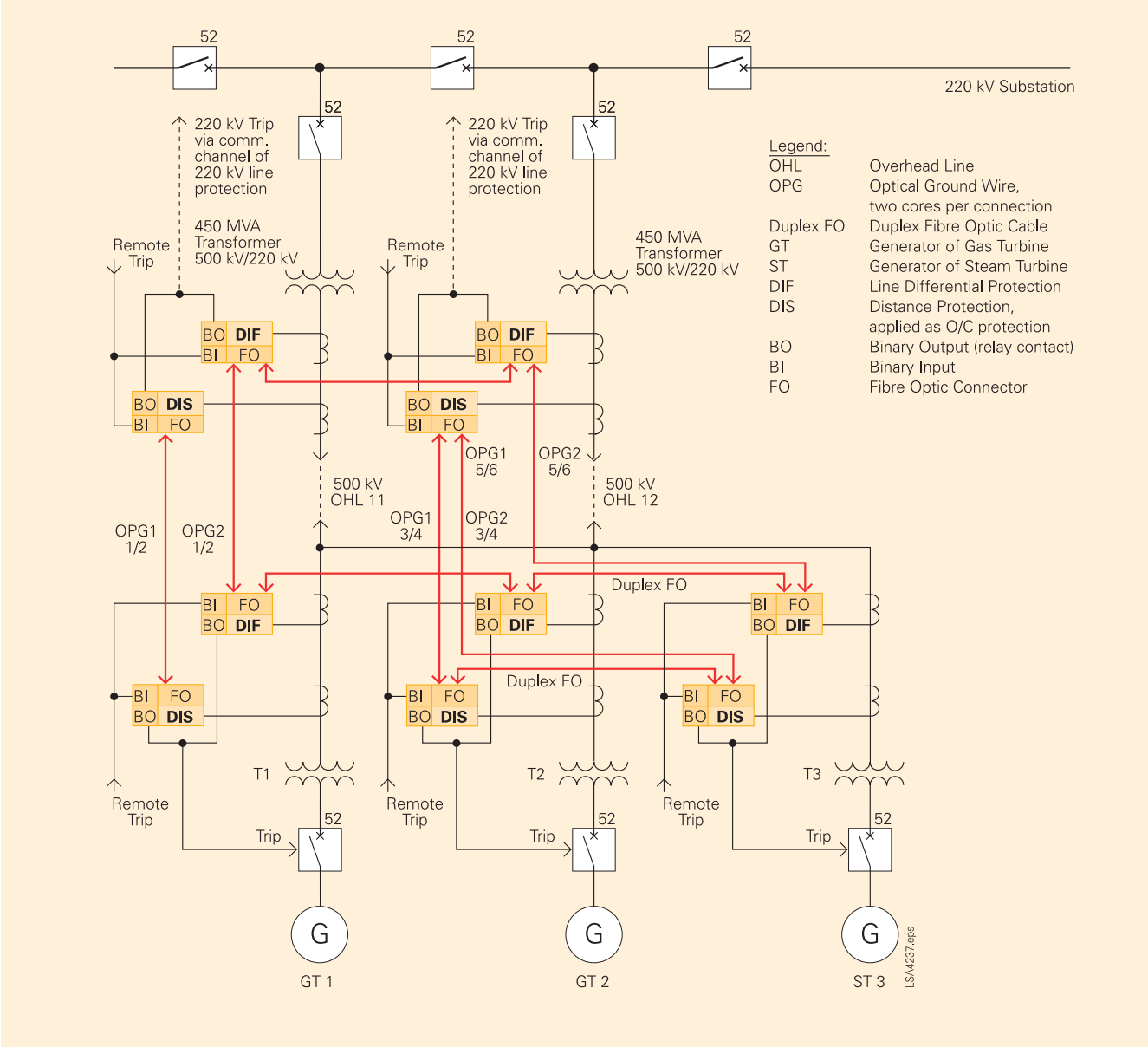


Bild 5 SIPROTEC Leitungsschutz für Schutzbereich mit 5-Enden

Das Fazit

Die Kombination aus der Vielseitigkeit unserer Produkte und dem Know-how unserer Ingenieure verkürzte die Inbetriebnahme des fertig gestellten Kraftwerks erheblich, trotz einer noch nicht ausgebauten Infrastruktur. Das Stromnetz Vietnams wurde verstärkt, die Basis für die boomende Wirtschaft verbessert.

Übrigens

Mittlerweile wurden die SIPROTEC-Geräte auf den Parametersatz für Betriebsphase 2 umgestellt. Der Test des Kraftwerks konnte erfolgreich abgeschlossen werden, so dass die Parallelschaltung der beiden Übertragungsleitungen wieder aufgehoben wurde. Bis zur vollständigen Fertigstellung des 500-kV-Systems werden nun die Schutzkommandos der SIPROTEC-Geräte zur 220-kV-Station übertragen.

SIEMENS
siemens-russia.com

Einfachstes Handling für mehr Sicherheit

Höchste Versorgungssicherheit in der Petrochemie durch SIPROTEC 4

Das Unternehmen

Die in Worringen, einem Vorort von Köln ansässige BP Köln ist eine 100-prozentige Tochter der Deutsche BP AG. Als fünftgrößter Petrochemiestandort in Westeuropa ist die BP Köln mit rund 1 900 Mitarbeitern ein wichtiger Rohstofflieferant der chemischen Industrie. Ausgangsstoff ist vor allem das in Raffinerien bei der Erdölverarbeitung anfallende Leichtbenzin. Im Kölner Werk der BP entstehen daraus jährlich über 4 Millionen Tonnen chemischer Rohstoffe. Sie dienen der Chemie-Industrie als Grundbausteine für die Herstellung von Kunststoffen und Fasern. Der Standort ist an das Nordwesteuropäische Ethylenpipelinenetz angebunden und liefert über dieses Netz rund ein Drittel der Produktion an weiterverarbeitende Chemieunternehmen. Voraussetzung für eine wirtschaftliche und sichere Betriebsführung ist unter anderem eine zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie. Dazu ist bei BP Köln ein Energiebedarf von etwa 160 MW notwendig.

Die Ausgangssituation

Untrennbar mit dem eigentlichen chemischen Prozess sind die Zufuhr von Rohstoffen und der Abtransport der erzeugten chemischen Produkte verbunden. Die Stromversorgung des Leichtbenzintanklagers und der Verdichterstationen erfolgte bisher von einer gekapselten Einfachsammelschienenanlage. Im Zuge der Ausweitung der Produktion bei gleichzeitiger Erhöhung der Versorgungssicherheit und geringeren verfügbaren Personalressourcen für Betrieb und Wartung, stiegen die Anforderungen an die Schaltanlage und deren Primär- und Sekundärtechnik. Ausfälle in diesen Bereichen haben direkte Auswirkung auf die Produktion mit großen Schäden und hohen Kosten. Aus diesem Grund wurde eine Schaltanlage an zentraler Stelle errichtet, die die zuverlässige Versorgung der Krackerproduktion mit Leichtbenzin garantiert und andererseits die Abgabe des erzeugten Ethylens (ca. 1 000 000 t/a) an das oben beschriebene ca. 500 km lange Ethylenpipelinenetz sicherstellt.

LSP2758.tif

Höchste Versorgungssicherheit kann am besten durch moderne und kostengünstige Standardlösungen eines Systemanbieters erzielt werden. Als Basis hierfür eignet sich optimal eine Doppelsammelschienenanlage mit 4 Sammelschienenabschnitten, die von 4 Einspeiseleitungen versorgt wird. Von dieser Sammelschiene sollten die Hochspannungsmotoren der Verdichteranlagen und das Niederspannungsnetz für die Versorgung der Pumpen des Tanklagers gespeist werden. Voraussetzung für die Schaltanlage ist dabei der Einsatz kompakter und wartungsfreier Technik.

Neben dem neuen Lösungsansatz für die Primärtechnik war auch sekundärtechnisch aktuellste und effizienteste Technik gefragt. Darüber hinaus musste berücksichtigt werden, dass sich die Motoren der Verdichterstation in explosionsgeschützter Umgebung befinden. Daher sind Motorschutzgeräte einzusetzen, die die Anforderungen der ATEX 100 erfüllen und durch die PTB zertifiziert sind.

SIEMENS
siemens-russia.com

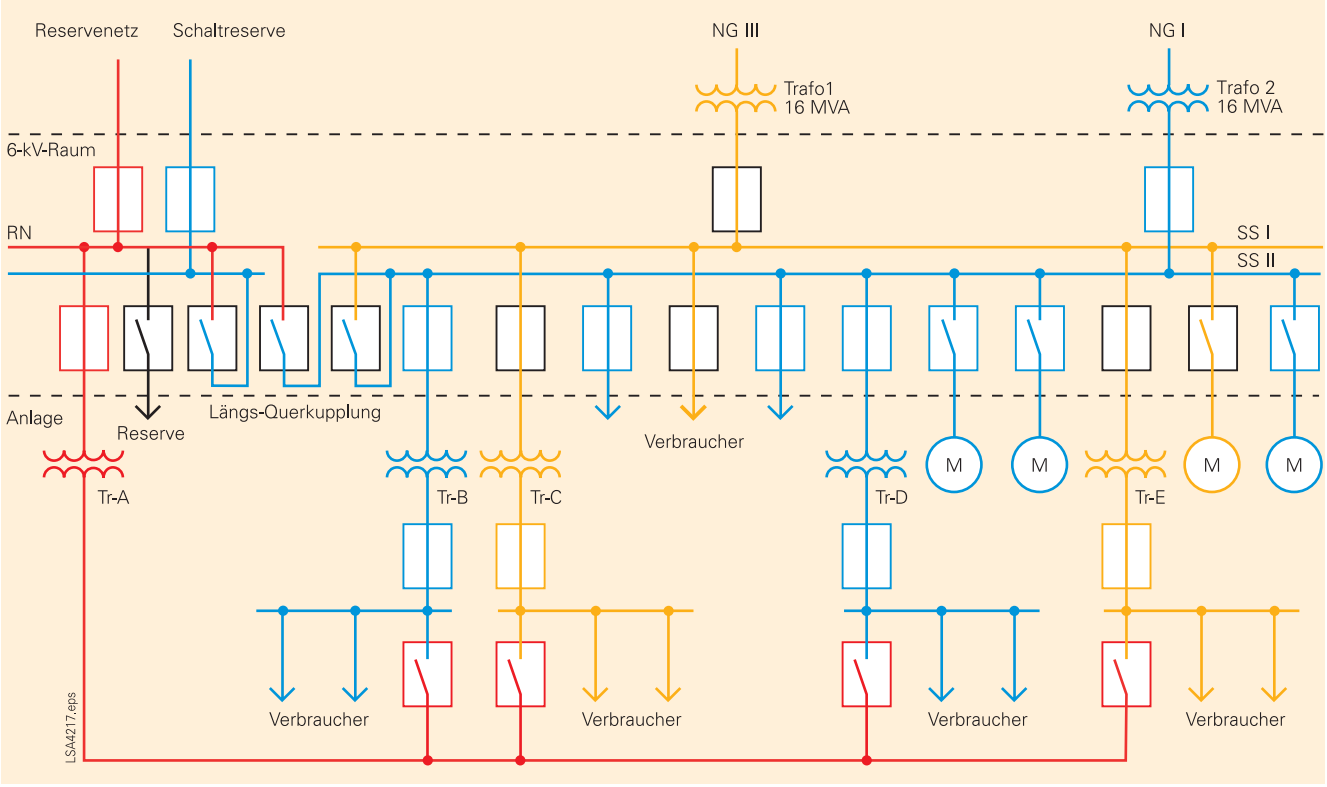
Das Konzept

Gemeinsam mit dem Auftraggeber wurde ein optimales Lösungskonzept in Bezug auf Zuverlässigkeit und Kosten erarbeitet, das folgende Funktionen und Vorteile bietet:

- Schutz und Steuerfunktion werden aus Kostengründen als Kombigeräte realisiert.
- Die Kommunikation der Stationsleittechnik mit der Netzleitstelle erfolgt über störunempfindliche, vorhandene und gebäudeübergreifende LWL-Leitungen.
- Die Schaltanlage wird im Normalbetrieb über die Netzleitstelle gesteuert. Hierzu wird die Stationsleittechnik mittels 2 Leitstellenanschlüssen und genormtem IEC60870-5-101-Telegramm an die Netzleittechnik und an die Meldeanlage angeschlossen. Als Notfallebene verfügen die Feldgeräte über komfortable und sichere Vor-Ort Steuermöglichkeiten.
- Die kombinierten Schutz- und Steuergeräte werden in Steuer- und Melderichtung über das standardisierte Protokoll IEC 60870-5-103 an die Stationsleittechnik (Stationsebene) angebunden.
- Eine einfache, einheitliche und intuitive Bedienbarkeit der Schutz- und Steuergeräte schont die knappen Personalressourcen. Durch die umfangreichen Selbstüberwachungsmechanismen der Geräte kann vorsorglicher Wartungsaufwand reduziert werden.
- Durch den Einsatz der gleichen Software für die Parametrierung aller Schutz- und Steuergeräte kann der Schulungsaufwand reduziert werden.
- Die Abgänge werden durch Überstrom- bzw. durch geeignete Motorschutzfunktionen sicher und zuverlässig geschützt.
- Der neue phasenselektive Differentialschutz der vier Einspeiseleitungen nützt die vorhandenen und gebäudeübergreifenden LWL-Leitungen. Dadurch ergeben sich höchste Versorgungssicherheit bei Nutzung der vorhandenen Infrastruktur und damit Reduzierung der Investitionskosten.
- Die Einspeisefelder werden zusätzlich mit Überstromzeitschutz in den Feldsteuereinheiten geschützt. Die integrierte Synchrocheck-Funktionalität ermöglicht die Prüfung der Synchronbedingungen vor Zuschaltung und schützt damit das eingesetzte Investment vor Fehlbedienung.
- Zum sicheren Betrieb der Schaltanlage werden feldinterne Verriegelungen in den Geräten per Software realisiert.

Im Detail wurde als Schaltanlage die wartungsfreie und kompakte Doppelsammelschienenschaltanlage vom Typ NXPLUS gewählt. In Verbindung mit den darauf abgestimmten digital arbeitenden Schutzgeräten der SIPROTEC 4-Reihe wird die geforderte hohe Zuverlässigkeit erfüllt.

Bild 1
Netzfahrweise im Normalbetrieb



SIEMENS
siemens-russia.com

Aus dem Gerätespektrum der SIPROTEC 4-Reihe, wird die Gehäusebauform mit abgesetztem großen Bediendisplay gewählt. Diese Bauform ermöglicht eine ergonomisch günstige Einbauposition in der Schranktür. Darüber hinaus ergeben sich Vorteile hinsichtlich Bedienung, Relaiseinbauposition und mechanischer Belastung der Schaltanlagentür.

Bild 2
NXPLUS mit SIPROTEC 4-Relais

Die Steuerungs- und Überwachungsaufgaben können am Geräte-Display einfach und sicher erfüllt werden. Alle erforderlichen Bedienelemente, wie z.B. Vor-Ort Schlüsselschalter, sind integriert, so dass externe Zusatzelemente entfallen können. Die anwenderfreundliche Gestaltung erlaubt die intuitive Bedienung der Geräte auch unter Notfallbedingungen und unterstützt hierdurch die zuverlässige Versorgung des Produktionsprozesses mit elektrischer Energie.

Die erforderlichen Schaltverriegelungen werden mittels der integrierten grafischen Logikebene (CFC) und einer feldübergreifenden Kupferringleitung realisiert. Durch die Verriegelungsprüfung wird z.B. vermieden, dass Sammelschienenabschnitte versehentlich über die beiden Abgangstrenner eines Abzweiges gekuppelt werden, bzw. während eines solchen Betriebszustandes der Kupplungsleistungsschalter geöffnet wird.

Aufgrund der Modularität der Schutzfunktionen in den verwendeten SIPROTEC 4-Kombigeräten können einheitlich Überstromzeitschutzgeräte vom Typ 7SJ6 eingesetzt und an das Schutzobjekt angepasst werden. Durch die einheitliche Bedienung konnte der erforderliche Schulungsaufwand deutlich reduziert und die knappen Personalressourcen geschont werden. Darüber hinaus werden die Risiken einer Fehlbedienung reduziert.
Ein zusätzlich positiver Einfluss auf die Mittelbindung des Assets ergibt sich durch die geringe Ersatzteilhaltung.

Zum Schutz der Hochspannungs-Motoren in den explosionsgeschützten Bereichen der Verdichterstation verfügen die 7SJ6-Geräte über geeignete und bewährte Motorschutzfunktionen, die auch für Schutzobjekte in explosionsgeschützten Bereichen gemäß ATEX100 zertifiziert sind.

Für diesen Einsatz werden die Geräte 7SJ63 mit Anlaufzeitüberwachung und Wiedereinschaltsperre ausgerüstet. Erstere schützt den Motor vor zu langen Anlaufvorgängen und ergänzt somit den Überlastschutz. Die Wiedereinschaltsperre verhindert eine Wiedereinschaltung des Motors, wenn bei diesem Anlauf eine Überschreitung der zulässigen Läufererwärmung zu erwarten ist.

Bild 3
SIPROTEC 4-Gerät mit abgesetztem Display

Der Überlastschutz hat die Aufgabe, eine thermische Überbeanspruchung des zu schützenden Betriebsmittels zu verhindern. Die Schutzfunktion stellt ein thermisches Abbild des zu schützenden Objektes (Überlastschutz mit Gedächtnisfunktion) dar. Es werden sowohl die Vorgeschichte einer Überlast als auch die Wärmeabgabe an die Umgebung berücksichtigt. Dies ist vor allem in explosionsgeschützten Bereichen von entscheidender Bedeutung, da hier sichergestellt werden muss, dass Explosion auslösende Temperaturen in den Betriebsmitteln nicht erreicht werden.

Die vier Einspeisefelder werden mit den digitalen Überstromzeitschutzgeräten 7SJ64 und den Leitungsdifferentialschutzgeräten 7SD610 der SIPROTEC 4-Reihe ausgestattet. Dank einheitlicher SIPROTEC 4-Techniken können diese Geräte nach der gleichen Philosophie leicht und intuitiv bedient und mit der für alle digitalen Siemens-Relais einheitlichen DIGSI-Software einfach parametriert und ausgelesen werden.

SIEMENS
siemens-russia.com

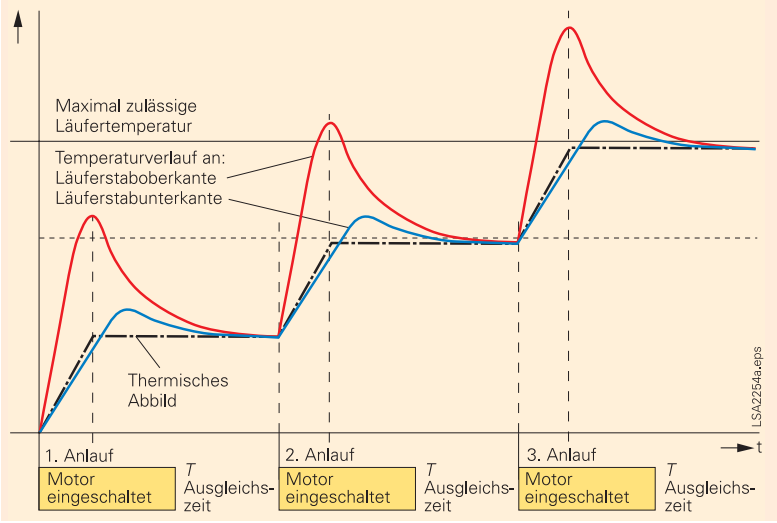


Bild 4 Läufertemperaturverlauf

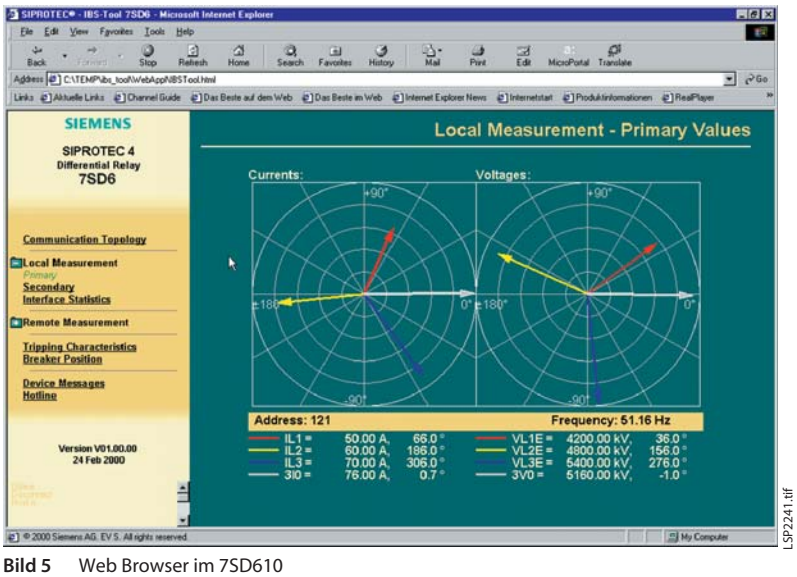


Bild 5 Web Browser im 7SD610

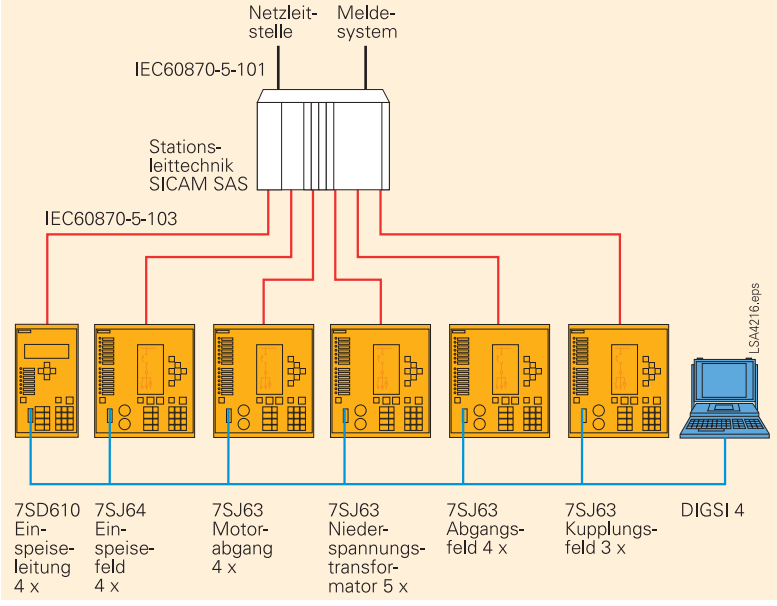


Bild 6 Konfiguration Sekundärtechnik

Der Leitungsdifferentialschutz 7SD610 kommuniziert über die vorhandenen, gebäudeübergreifenden LWL-Kommunikationsleitungen.
Die integrierten Inbetriebsetzungs- und Beobachtungshilfen auf Web-Technologie unterstützen eine effiziente Inbetriebsetzung der Leitungsstrecken. Mit Hilfe der Web-Technologie eröffnen sich für das IBS- bzw. Wartungspersonal u.a. folgende neue Möglichkeiten und führen zu reduzierten IBS-Zeiten:

- Messwerte (lokal und fern) werden graphisch als Zeigerdiagramm dargestellt
- Einfach Prüfung der Polung der Wandleranschlüsse
- Stabilitätstest mit Anzeige der Arbeitspunkte in der Auslösecharakteristik

Alle SIPROTEC 4-Geräte werden sternförmig mittels LWL an die Stationsleittechnik SICAM SAS angebunden. Die Kommunikation in Steuer- und Melderichtung erfolgt mit dem genormten Protokoll IEC 60870-5-103 zwischen Feld- und Zentraleinheit. Die Anbindung der Stationsleittechnik SICAM SAS an die Netzleitstelle und die Meldeanlage erfolgt über IEC 60870-5-101.

Fazit

Durch die einheitliche Gerätetechnik kann mit geringem Schulungsaufwand die Anlage auch unter Notfallsituationen sicher bedient werden. Dies kann entweder von der Warte oder vor Ort erfolgen. Die eingesetzten SIPROTEC 4-Relais unterstützen dies durch Selbstüberwachung und eine umfassende Protokollierung von Ereignissen und Meldungen.
Die für die Produktion wichtigen elektrischen Betriebsmittel, wie Schaltanlage, Abgangsleitungen und Motoren werden durch die modular angepassten und bewährten Schutzfunktionen optimal geschützt. Eventuelle Störungen werden sofort protokolliert und über die Leittechnik gemeldet. Dadurch können diese umgehend analysiert, entsprechend reagiert und Produktionsausfälle vermieden werden. Die gewählte, durchgängige Systemlösung von Primär- und Sekundärtechnik garantiert eine hohe Zuverlässigkeit der Gesamtanlage. Dadurch kann die Stromversorgung der Verdichterstationen und der Tanklager sicher und effizient gewährleistet werden.

SIEMENS
siemens-russia.com

Intelligente Technik für ungewöhnliche Anforderungen

Einpolige Trennersteuerung im Projekt Kasachstan

Das Unternehmen

Der kasachische Netzbetreiber Kazakhstan Electricity Grid Operation Company (KEGOC) ist verantwortlich für die Energieversorgung des gesamten Landes. Neben dem Ausbau des Netzes ist die Sicherung der Zuverlässigkeit der Stromversorgung ein wichtiger Baustein für die weitere wirtschaftliche Entwicklung des noch jungen Staates.

Die Ausgangssituation

Vorrangiges Ziel war es, die Zuverlässigkeit der Energieübertragung und die Verfügbarkeit der elektrischen Anlagen im Netz zu verbessern. Siemens Power Transmission and Distribution (PTD) erhielt deshalb vom KEGOC den Auftrag zur Modernisierung der Stationsleit- und Schutztechnik aller Umspannwerke des Stromübertragungsnetzes Kasachstans. Die Schaltanlagen selbst sollten jedoch unverändert weiter bestehen bleiben, was eine besondere Anforderung an die Feldgeräte darstellte, da die Schaltgeräte nur einpolig angesteuert werden können.

Das Konzept

Um höchstmögliche Netzsicherheit und -stabilität zu gewährleisten, wurden alle 68 Umspannwerke der Hoch- und Höchstspannungsebene (110 kV bis 1150 kV) mit digitalen Schutz- und Steuergeräten sowie Stationsleitsystemen der neuesten Generation ausgerüstet. Die analog arbeitenden elektronischen Schutzgeräte wurden durch digitale SIPROTEC-Systeme ersetzt.

Die Geräte wurden in Schaltschränke eingebaut und direkt auf den Baustellen montiert und in Betrieb genommen. In den Schaltwarten der Umspannwerke werden zusätzlich die konventionellen Steuertafeln gegen moderne Bildschirmarbeitsplätze für das Wartungspersonal ausgetauscht. Zum Einsatz kam hier das Stationsleitsystem SICAM SAS. Es stellt auf der Basis der Komponenten SICAM und SIPROTEC eine durchgängige Lösung für das Steuern und Überwachen der elektrotechnischen Übertragungs- und Verteilungsanlagen dar. Auch die einfache Handhabung der Systemkomponenten, ihre Zuverlässigkeit, Langlebigkeit und die Möglichkeit, Betriebs- und Diagnosedaten bereitstellen zu können, waren für den kasachischen Betreiber ausschlaggebend, sich für die Stationsleit- und Schutztechnik von Siemens zu entscheiden.

Bild 1 220-kV-Schaltanlage in Kasachstan

Aus der Praxis

Aufgrund der Anforderung nach Beibehaltung der alten Schaltanlagen entwickelten unsere Ingenieure eine Lösung, die bestehenden Schaltanlagen mit den modernen SIPROTEC 4-Feldgeräten zu steuern. Als Besonderheit weicht die Ansteuerung der Trenner der KEGOC vom Standard ab. Statt durch einen Doppelbefehl für Ein und Aus werden die Trenner hier nur einpolig angesteuert. Die Schaltrichtung ist abhängig vom aktuellen Zustand, d.h. wenn der Trenner eingeschaltet ist, bewirkt das Kommando eine Öffnung. Ist er ausgeschaltet, so bewirkt dasselbe Kommando, dass der Trenner schließt. Einen solchen Befehlstyp gibt es jedoch heute im Informationskatalog von DIGSI nicht.

Zusätzlich sollen die SIPROTEC-Geräte für den Fall der manuellen Vor-Ort-Steuerung den Schaltfehlerschutz übernehmen, dazu werden dieselben Kontakte wie für die Fernsteuerung verwendet. Die Konfiguration ist in Bild 2 dargestellt.

SIEMENS
siemens-russia.com

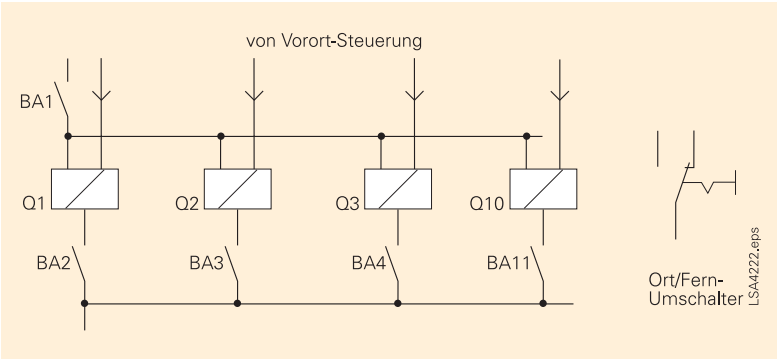


Bild 2 Trennersteuerung der KEGOC

Die Rechtecke „Trenner Q1“ bis „Trenner Q10“ in Bild 2 symbolisieren die Anschlusskästen der Trenner. Diese können entweder direkt von der Leittechnik oder von der Vor-Ort-Steuerung (Taster direkt in den Schaltkästen) angesteuert werden. Die Umschaltung zwischen Orts- und Fernsteuerung erfolgt mittels Fern/Ort-Umschalter (im Bild 2 rechts), der vom SIPROTEC-Gerät eingelesen wird.

In der Betriebsart „Fern“ werden die Trenner vom SIPROTEC-Gerät angesteuert, d.h. die mit Pfeil dargestellten Verbindungen zur Vor-Ort-Steuerung sind wirkungslos.

In dieser Betriebsart sorgt jedes Schaltkommando für den Wechsel des Schaltgerätezustandes. Die Rückmeldungen werden dabei ganz normal über zwei Binäreingänge erfasst (Aus, Ein, Stör). Zum Beispiel wird der Trenner Q1 über die Kontakte BA1 und BA2 eingeschaltet, wenn er Aus ist, und umgekehrt ausgeschaltet, wenn er Ein ist. Die Schalthandlungen laufen unter Berücksichtigung der projektierten Verriegelungsbedingungen ab (Schaltfehlerschutz).

In der Betriebsart „Ort“ werden die Trenner durch Taster direkt am Schaltkasten gesteuert. Dabei sollen die Verriegelungsbedingungen im SIPROTEC-Gerät trotzdem wirksam sein. Deshalb muss durch Umschalten des Fern/Ort-Umschalters in Stellung „Ort“ die Bedeutung der Befehlsausgänge BA2 bis BA11 geändert werden: Nun werden sämtliche Kontakte vom SIPROTEC 4-Gerät geschlossen, für deren zugeordnete Trenner die Verriegelungsbedingungen erfüllt sind. Damit können diejenigen Trenner gesteuert werden, deren Schaltfehlerschutz-Bedingung momentan erfüllt ist.

Lösung

Durch die Flexibilität der Bediensoftware DIGSI 4, dem darin angebotenen CFC-Editor und der neuesten Gerätefirmware 4.50 konnte, diese komplexe Anforderung schnell und problemlos gelöst werden. Eine projektspezifische Softwareerweiterung oder Geräteänderung (mehr Kontakte) konnte so vermieden werden.

Rangierung

1. Die ungewöhnliche Trenneransteuerung erfordert die Rangierung von EIN und AUS auf einen einzigen Kontakt. Das ist bisher nicht möglich. Über den Umweg einer CFC-Logik allerdings kann ein eingehender Befehl auf eine Einzelmeldung abgebildet werden, die auf den einen Kontakt rangiert wird. Nachteil: der Befehl muss bisher nicht nur auf Ziel CFC, sondern zusätzlich auf Binärausgänge rangiert werden, damit er angestoßen werden kann. Mit neuen Geräten (Firmware ab V4.60) und DIGSI 4 (ab V4.60) ist dieses Problem behoben, die zusätzliche Rangierung auf Binärausgänge ist nicht mehr erforderlich.
2. Durch die Verwendung der Befehle „Q1 EIN/AUS“ bis „Q10 EIN/AUS“ erfolgt die Protokollierung zur Leittechnik wie gewohnt.
3. Über die CFC-Logik werden die entsprechenden Ausgänge, die mit den Trennerkontakten „BA2“ bis „BA11“ verbunden sind, gesetzt, ebenso natürlich der gemeinsame Kontakt „BA1“.
4. Alle Befehle sind verriegelt. Die in der Rangiermatrix in einer eigenen Gruppe angelegten Bedingungen werden ebenfalls in einer CFC-Logik gebildet.
5. Der externe Fern/Ort-Umschalter wird über die Einzelmeldung „Fern->Ort“ an einem Binäreingang erfasst.
6. Bei Steuerung Vor-Ort („LOCAL”) werden unter der Gruppen-Überschrift Local Release ebenfalls Einzelbefehle im CFC gebildet, die die Verriegelungsfreigabe repräsentieren.

SIEMENS
siemens-russia.com

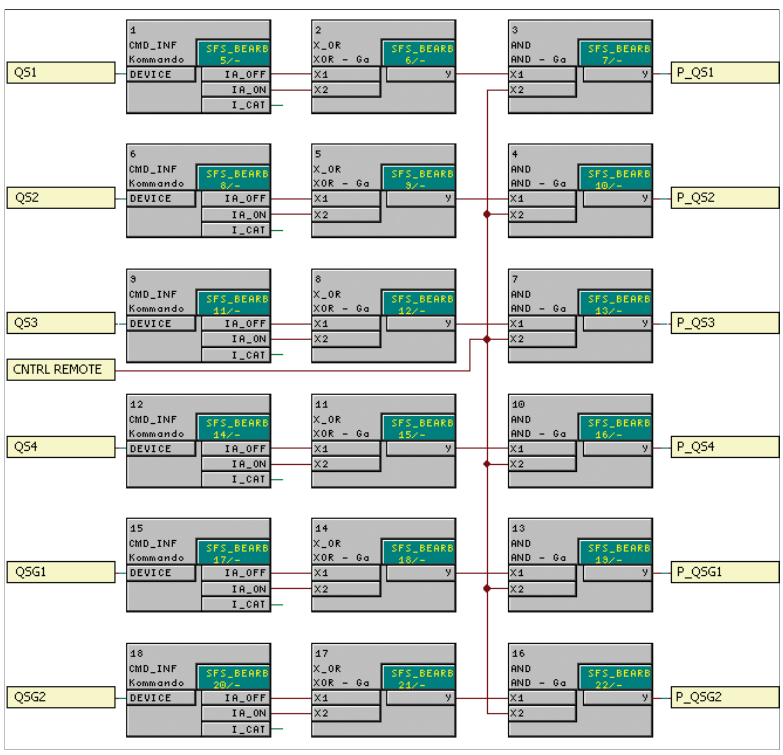
	Information			Quelle																											Ziel																									
	Displaytext	L	Typ	BE																								F	S	C	BA																						LE	P	S	C
				14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22				
User-def.BF	BI34		EM																					H																												U				X
	BI35		EM																						H																															X
	BI36		EM																							H																														X
	BO22		AM																											X																						U				
	BO15		AM																											X															U											
Ort/Modus																													*																											*	
Schaltobjekte	EntrMMSp		IE																										X	X																									X	
	Q0		BR_D2																										X						A	E																				X
	Q0		DM_S																																																				X	X
	QS1		BR_D2																										X																											X
	QS1		DM_S																																																			X	X
	QS2		BR_D2																										X																											X
	QS2		DM_S			X	X																																																X	X
	QS3		BR_D2																										X																											X
	QS3		DM_S												X	X																																							X	X
	QS4		BR_D2																										X																											X
	QS4		DM_S																																																				X	X
	QSG1		BR_D2																										X																											X
	QSG1		DM_S																																																				X	X
	QSG2		BR_D2																										X																											X
	QSG2		DM_S					X	X																																												X	X
	QSG3.1		BR_D2																										X																											X
	QSG3.1		DM_S														X	X																																					X	X
	QSG3.2		BR_D2																										X																											X
	QSG3.2		DM_S																X	X																																		X	X
	QSG4		BR_D2																										X																											X
	QSG4		DM_S	X	X																																																		X	X
CmdPulseOutput	P_QS1		AM																											X	U																									
	P_QS2		AM																											X								U																		
	P_QS3		AM																											X			U																							
	P_QS4		AM																											X												U														
	P_QSG1		AM																											X		U																								
	P_QSG2		AM																											X									U																	
	P_QSG3.1		AM																											X										U																
	P_QSG3.2		AM																											X											U															
	P_QSG4		AM																											X													U													
	P_OFF_ON		AM																											X															U	U									
Local Release	LR_QS1		B_E																											X	E																									
	LR_QS2		B_E																											X								E																		
	LR_QS3		B_E																											X			E																							
	LR_QS4		B_E																											X												E														
	LR_QSG1		B_E																											X		E																								
	LR_QSG2		B_E																											X									E																	
	LR_QSG3.1		B_E																											X										E																
	LR_QSG3.2		B_E																											X											E															
	LR_QSG4		B_E																											X													E													

LSP2760.tif

Bild 3 Rangierung der Befehle und Kontakte sowie Verriegelungsbedingungen

Fazit:

Dank der außerordentlichen Flexibilität der SIPROTEC-Produkte und der DIGSI-Software ist es den Ingenieuren gelungen, ohne aufwendige Software-Neuentwicklungen oder dem teuren Austausch von Hardware die gestellten und sehr speziellen Anforderungen zügig und zuverlässig zu lösen. Durch die Installation von Siemens-Schutztechnik konnten Netzausfälle in Kasachstan deutlich reduziert und weitere Argumente für Investoren geschaffen werden.



LSP2761.tif

Bild 4 CFC-Plan zur Erzeugung von Einzelbefehlen aus Doppelbefehlen

SIEMENS
siemens-russia.com

SIEMENS
siemens-russia.com

Kommunikation zwischen Schutzgeräten beherrscht spezielle Netzzustände

Distanzschutzrelais SIPROTEC 7SA6 mit Fernkommunikation

Die Ausgangssituation

Mit der zunehmenden Komplexität der Energieversorgungssysteme wächst auch der Bedarf an spezieller Logik für Notsituationen im Netz. Die Kommunikation zwischen den Stationen ist für diese Verfahren eine notwendige Voraussetzung. Die Funktionalität des Siemens-Distanzschutzrelais SIPROTEC 7SA6 erfüllt diese besonderen Anforderungen, die gewünschten Zusatzfunktionen sind problemlos realisierbar.

In einem Fall errichtete unser Kunde eine CIC-Station, um die Energieübertragung von einem Wärmekraftwerk mit GG-1/2 und GT1 sicherzustellen. Die Station wurde jedoch nicht rechtzeitig fertig gestellt, so dass der CSN-Kunde nicht an die Sammelschiene angeschlossen wurde. Infolgedessen waren die Lasten auf der CCO-Seite des Systems zu gering.

In dieser Situation würde ein Lastabfall der Übertragungsleitung zwischen den Stationen GRL und CCO eine Überlastung der Übertragungsleitung zwischen GRL und CSO bedeuten (siehe Bild 2). Dieser Fall tritt ein, wenn die im Wärmekraftwerk erzeugte Energie beim Auftreten eines Fehlers größer ist als 290 MVA. Daher war es erforderlich, eine weitere Last an das Netz anzubinden.

Das Konzept

Im Rahmen der Lösung wurden die Stationen GRL und UMB angebunden. Falls bei der Übertragungsleitung GRL-CSO ein Problem auftritt, wird diese Übertragungsleitung getrennt und die Übertragungsleitung GRL-UMB angeschlossen. Damit ist das ursprüngliche Problem gelöst, da die Wärmeeinheit der Übertragungsleitung GRL-UMB höher ist.

Über die 7SA6-Kommunikationsfunktion werden Informationen zwischen den Stationen GRL und CCO ausgetauscht. Wenn nun der Hauptleistungsschalter oder der Lastumschalter in der Station CCO ausgelöst und geöffnet wird, empfängt das GRL-Relais die Informationen per Inter Relay Kommunikation. Dadurch wird ein spezielles Notfallverfahren aktiviert. Sobald das Notfallverfahren aktiviert ist, wird der Relaisausgang zurückgesetzt.

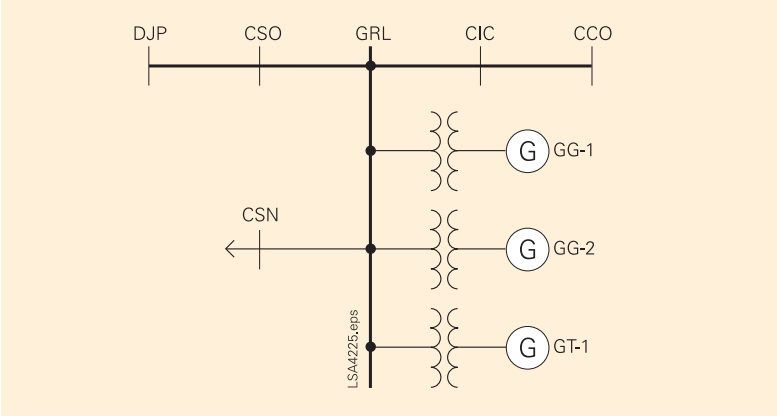


Bild 1 Netzkonfiguration

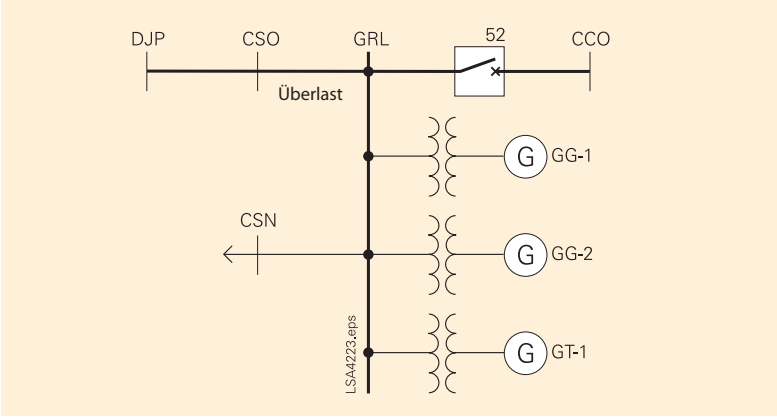


Bild 2 Netzkonfiguration im Überlastfall

SIEMENS
siemens-russia.com

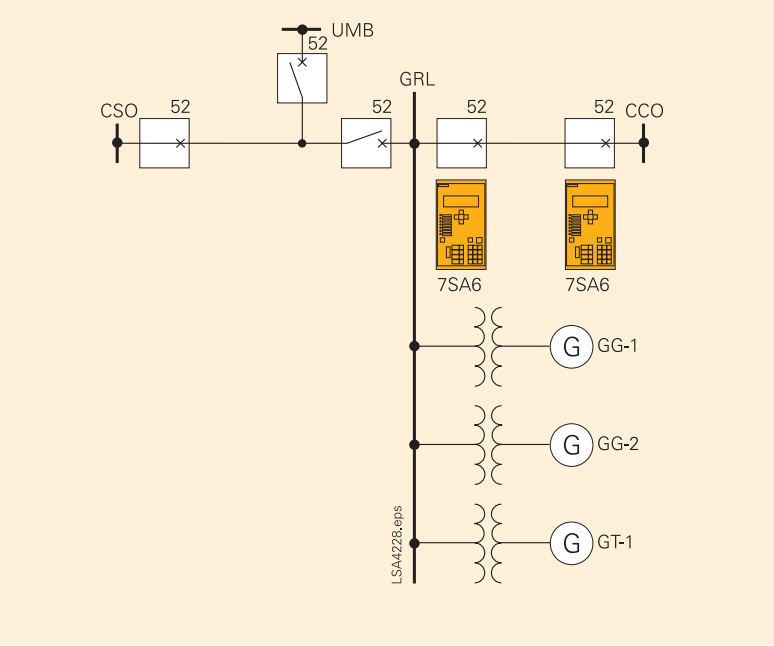


Bild 3 Lösung mittels Inter Relay Kommunikation

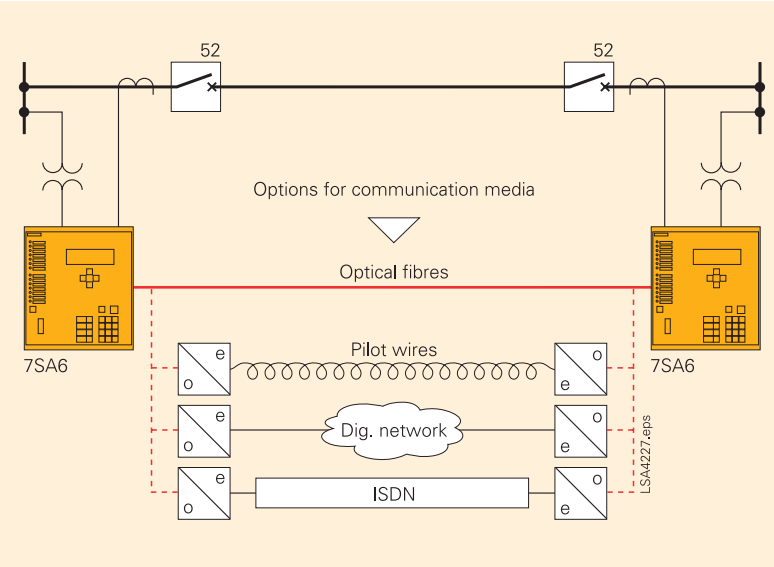


Bild 4 Nutzung verschiedener Übertragungsmedien

Besondere Vorteile:

Inter Relay Kommunikation bietet eine einfache Möglichkeit zum Austausch von Informationen zwischen Stationen und zur internen Ausführung der Logikabläufe in den Relais. Die Applikation nutzt lediglich zwei Fernsignale, so dass 26 weitere verfügbare Signale für andere Applikationen frei bleiben. 7SA6 und 7SD6 arbeiten mit einem schnellen und sicheren Protokoll. Aufgrund ihrer Flexibilität ermöglichen sie außerdem die Kommunikation über unterschiedliche Medien (siehe Bild 4).

Fazit:

In diesem Fall hat Siemens das Notfallverfahren des Kunden mit dem Distanzschutzrelais 7SA6 neu konfiguriert und damit die Anforderungen des Kunden erfüllt. Das neue Verfahren ermöglicht die Kommunikation zwischen Stationen und damit im Bedarfsfall die automatische Aktivierung von Notfallverfahren.

SIEMENS
siemens-russia.com

Moderner Schutz für die Schaltanlage Cafayate

Die neue Generation der Siemens-Schutzsysteme in Argentinien im Einsatz

Das Unternehmen

Im Nordwesten Argentiniens wird Strom in erster Linie aus Wärme erzeugt. Charakteristisch für das Stromnetz sind Übertragungsleitungen von durchschnittlich 100 km Länge, eine hohe Last in den größeren Städten und über ein großes Gebiet verstreute mittlere Verbraucher.

EDESA ist ein Stromversorgungsunternehmen in der Provinz Salta. Die Integration der lokalen Inselstromanlagen in das argentinische Stromnetz (SADI) war eine große Herausforderung für das Unternehmen, insbesondere, da neue Stationen besondere Vorschriften erfüllen und wie alle privaten Investitionen profitabel arbeiten müssen. EDESA hat Siemens mit der Unterstützung bei der Anbindung der Stadt Cafayate an das SADI-Netz betraut.

Die Ausgangssituation

EDESA stand vor der Aufgabe, in Cafayate eine Station mit den folgenden Merkmalen einzurichten:

- Optimaler Schutz
- Hohe funktionale Integration zur Minimierung des Platzbedarfs
- Fernbedienungsfunktionalität
- Wirtschaftlichkeit

Für die Station Pampa Grande, an die die Station Cafayate angeschlossen werden sollte, benötigte EDESA eine Lösung, die sich durch Zuverlässigkeit und betriebliche Effizienz auszeichnete.

Das Konzept

Das Projekt Station Cafayate umfasste die Einrichtung einer Stichleitung in der Mitte einer 132-kV-Übertragungsleitung, die zwei Stationen miteinander verbindet – Trancas in der Provinz Tucuman und Cabra Corral in der Provinz Salta. Ausgangspunkt der neuen 130 km langen Übertragungsleitung ist die Station Pampa Grande.

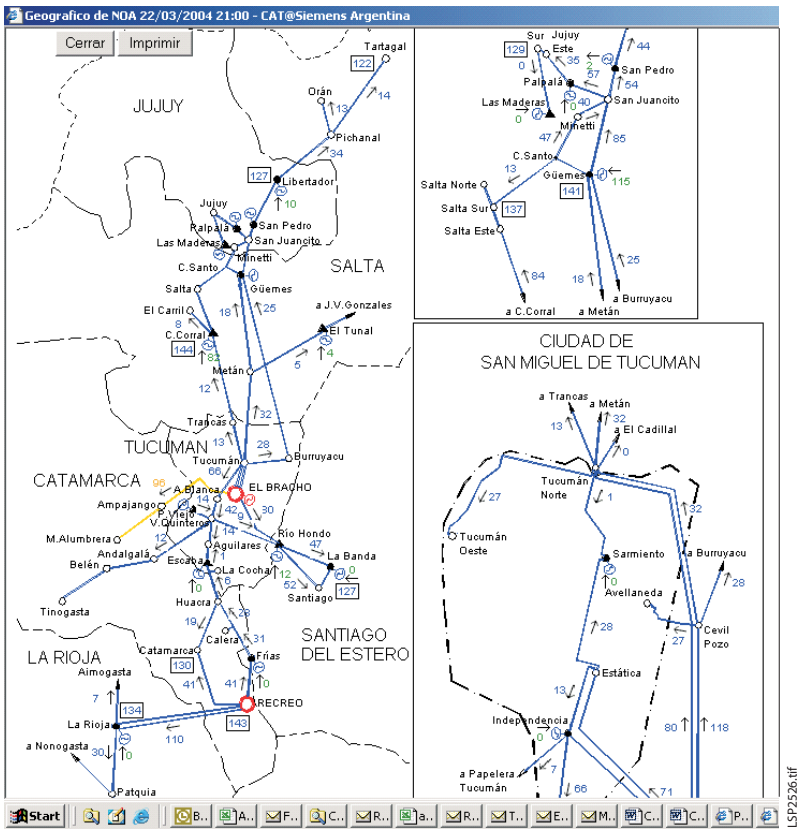


Bild 1 Lage der Schaltanlage Cafayate

Die Station Cafayate wies folgende Merkmale auf:

- Feld für einen Leistungstransformator (132 kV/33 kV, 20 MVA)
- Zugehöriger Hochspannungs-Leistungsschalter
- Mittelspannungsschaltanlage mit Trafofeld und drei Feldern für Abgänge, die den Bereich Cafayate mit Energie versorgen
- Inselbetrieb mit lokaler Energieerzeugung ausschließlich als Reserveoption

Die Kommunikationsverbindung zwischen den Stationen Cafayate-Pampa Grande, Pampa Grande-Cabra Corral und Cabra Corral-San Francisco wurde mit Hilfe des Siemens Digital Power Line Carrier ESB2000i mit SWT3000 realisiert.
Über einen Schutzdaten-Übertragungskanal des SWT 3000 werden 4 unabhängige Befehle übertragen..

SIEMENS
siemens-russia.com

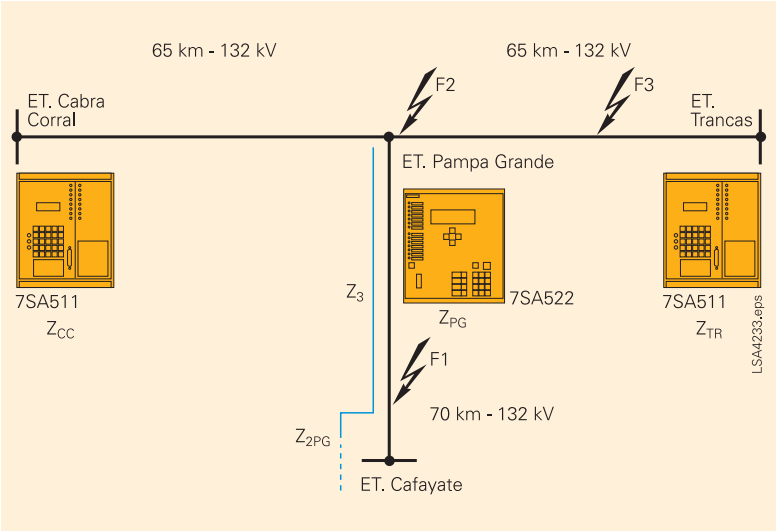


Bild 2 Zoneneinstellung des 7SA522

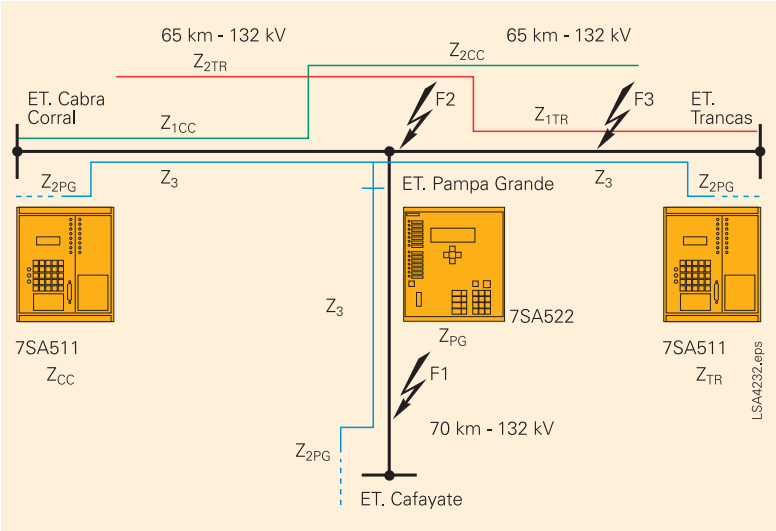


Bild 3 Zoneneinstellung gemäß Kriterium A

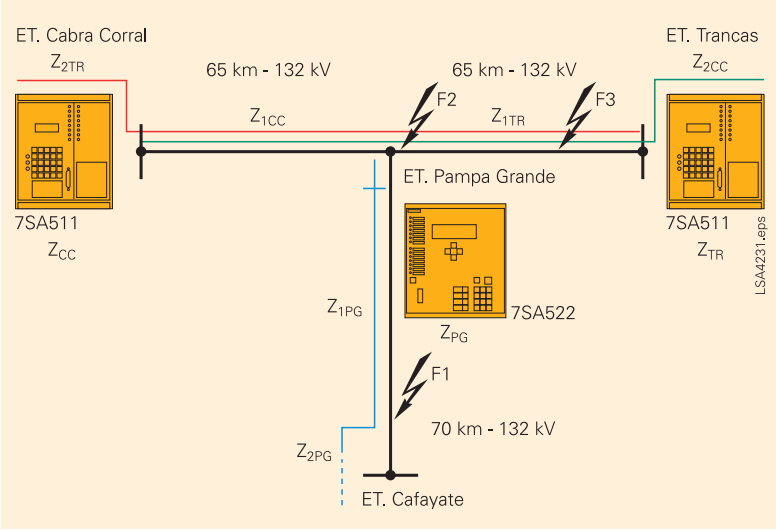


Bild 4 Zoneneinstellung gemäß Kriterium B

Siemens bot für die Station Cafayate eine integrierte Lösung mit der folgenden Ausstattung an:

- Multifunktionsschutz 7SJ63 für die Mittelspannungs-Schaltanlage (13,2 kV), einschließlich Mess- und Leittechnikfunktionen sowie Anschluss zur Fernwirktechnik.
  Folgende Schutzfunktionen wurden genutzt:
  - Gerichteter und ungerichteter Überstromschutz
  - Wiedereinschaltvorrichtung
  - Über- und Unterspannungs- sowie Über- und Unterfrequenzschutz
- 7UT633 für Schutz und Steuerung des Leistungstransformators mit Differentialschutz für einen Dreiwicklungstransformator und Überstromschutz als Reserveschutz

EDESA konnte die Transformatorschutzfunktionen, die automatische Spannungsregelung, die Thermorelais und den Schutz im selben Feld unterbringen. Steuerung und Schutz erfolgen lokal sowie von fern mittels Fernwirktechnik.

Für die Station Pampa Grande wurde das umfassendste Schutzrelais 7SA522 ausgewählt, das folgende Funktionalität aufweist:

- Distanzschutz mit sechs Messsystemen
- Fünf unabhängige Distanzzonen
- Wiedereinschaltvorrichtung (einpolig und dreipolig) mit adaptiver, spannungsloser Pause
- Synchronüberwachung
- Zuschalten auf einen Kurzschluss
- Hochohmiger Erdkurzschlussschutz (gerichtet oder ungerichtet)
- Phasen-Überstromschutz
- Pendelerfassung/Pendelsperre
- Signalübertragungsverfahren (PUTT, POTT usw.)
- Fehlerortung

Die Fernbedienung erfolgt durch Abfragen des Distanzschutzes 7SA522 in Pampa Grande im Fernbedienungsmodus mit der Software DIGSI 4. Dabei kann der Bediener die Einstellungen kontrollieren und ändern sowie die Fehler- und Ereignisprotokolle herunterladen.

Angesichts der Tatsache, dass der Distanzschutz 7SA522 in der ersten Zone in Richtung der Leitung zur Station Cafayate misst, was 80 % der Leitungslänge entspricht, musste die Dauer der Fehlerabschaltung für die Leitungsabschnitte von Pampa Grande nach Cabra Corral und Trancas von dem am weitesten entfernten Schutz minimiert werden (Leitungsabschnitt Pampa Grande-Trancas für den in Cabra Corral installierten Schutz und Leitungsabschnitt Pampa Grande-Cabra Corral für den in Trancas installierten Schutz (Bild 2).

SIEMENS
siemens-russia.com

Dabei wurden vor allem zwei Kriterien berücksichtigt:

Kriterium A: (siehe Bild 3)

1. Distanzschutz Z_{PG} (7SA522) misst in der ersten Zone (Z_1) 80 % der Leitungslänge in Richtung der Station Cafayate (vorwärts). In der zweiten Zone (Z_2) erfolgt die Messung für die übrigen 20 % der Leitung. Zone Z_2 dient gleichzeitig als Reserveschutz für den Leistungstransformator. In der dritten Zone (Z_3) werden 60 % der von Pampa Grande aus gemessenen Leitungslänge in Rückwärtsrichtung gemessen.
2. Die Distanzschutzgeräte Z_{CC} und Z_{TR} messen in Vorwärtsrichtung in der ersten Zone (Z_1), und zwar 80 % der Leitung Cabra Corral-Pampa Grande bzw. Trancas-Pampa Grande. In der zweiten Zone (Z_2) bilden sie eine Übergreifzone von 15 % mit der Station am Gegenende.
3. Bei den Distanzschutzgeräten Z_{CC} und Z_{TR} entsprechen die Einstellungen der unabhängigen Zone Z_{1B} denen der zweiten Zone Z_2 ($Z_{1B} = Z_2$).

Mit diesen Einstellungen wurden verschiedenartige Fehler untersucht (Bild 3), bei denen die Schutzgeräte folgendes Verhalten zeigen:

1. Fehler in 1: Der Distanzschutz Z_{PG} löst in der ersten Zone (Z_1) aus. Da die beiden anderen Schutzgeräte in der zweiten Zone Z_2 messen, löst Z_{PG} zuerst in t_{Z1} aus.
2. Fehler in 2: Der Distanzschutz Z_{PG} misst den Fehler in der dritten Zone (Z_3) in Rückwärtsrichtung und sendet ein Signal an die Schutzgeräte Z_{CC} und Z_{TR}. Diese schalten an die unabhängige Zone Z_{1B} und beide Schutzgeräte lösen den Fehler aus. Die Reaktionszeit ist demnach = Signalübertragungszeit + Auslösezeit von Z_{1B} (t_{Z1B}).
3. Fehler in 3: In diesem Fall löst der Distanzschutz Z_{TR} in der Mindestzeit (t_{Z1}) aus. Die Auslösezeit des Distanzschutzes Z_{CC}, der in die unabhängige Zone Z_{1B} geschaltet wurde, ist = Signalübertragungszeit + Auslösezeit von Z_{1B} (t_{Z1B}).

Kriterium B: (siehe Bild 4)

1. Der Distanzschutz Z_{PG} (7SA522) misst in der ersten Zone (Z_1) 80 % der Leitungslänge in Richtung der Station Cafayate (vorwärts). In der zweiten Zone (Z_2) erfolgt die Messung der übrigen 20 % der Leitung. Sie dient gleichzeitig als Reserveschutz für den Leistungstransformator.
2. Die Distanzschutzgeräte Z_{CC} und Z_{TR} messen in der ersten Zone (Z_1) in Leitungsrichtung, und zwar 120 % in Richtung der Leitungen Cabra Corral-Trancas und Trancas-Cabra Corral. Beide arbeiten mit dem Distanzschutzverfahren POTT (es muss ein Freigabesignal vom Gegenende eingehen, damit der Distanzschutz den Leistungsschalter lokal auslöst). Die Auslösezeit für die erste Zone Z_1 sollte bei beiden Schutzgeräten (Z_{CC} und Z_{TR}) die der ersten Zone des Schutzgeräts Z_{PG} übersteigen. Daraus ergibt sich eine zeitliche Selektivität zwischen den Leitungen Pampa Grande-Cafayate und den beiden anderen Leitungen in Bezug auf die Fehler in der ersten Leitung.

Mit diesen Einstellungen wurden verschiedenartige Fehler untersucht (Bild 4), bei denen die Schutzgeräte folgendes Verhalten zeigen:

1. Fehler in 1: Distanzschutz Z_{PG} löst in der ersten Zone (Z_1) aus. Da die Zeit für die Auslösung der ersten Zone bei den anderen beiden Schutzgeräten größer ist, löst Z_{PG} als erster Distanzschutz in t_{Z1} aus.
2. Fehler in 2: Die Distanzschutzgeräte Z_{CC} und Z_{TR} messen den Fehler in der ersten Zone Z_1 und nach Eingang des Freigabebefehls schalten beide Schutzgeräte den Fehler ab. Die Auslösezeit ist daher = Signalübertragung + Auslösezeit Z_1 (t_{Z1}).
3. Fehler in 3: wie 2.

Nach der Analyse dieser beiden Kriterien fiel die Entscheidung für Kriterium B, um die Homogenität der Systemphilosophie zu gewährleisten.

SIEMENS
siemens-russia.com

Besondere Vorteile

Der von 7SA522 bereitgestellte Distanzschutz bietet:

- Minimierte Abschaltzeiten für die Fehler in den verschiedenen Abschnitten der Leitung von Pampa Grande zu anderen Stationen.
- Vermeidung unnötiger dreiphasiger Auslösungen aufgrund gleichzeitiger einphasiger Fehler in unterschiedlichen Phasen bei beiden Leitungen.
- Reduzierung erfolgloser Wiedereinschaltungen, die die Lebensdauer des Leistungsschalters verkürzen.

Fazit

Die Stationen Pampa Grande und Cafayate sind seit Januar 2004 erfolgreich in Betrieb. Durch den Einsatz von SIPROTEC-Schutzgeräten wurde die Schaltanlage Cafayate optimal und kostengünstig geschützt. Mit der zügigen Realisierung des Projektes durch die EDESA wurde die Stromversorgung der Stadt Cafayate in das argentinische Stromnetz integriert.

SIEMENS
siemens-russia.com

Der digitale Vorsprung für die Schutztechnik

Intelligente Schutztechnik erspart der LEW teuren Netzausbau

Das Unternehmen

Die Lechwerke AG (LEW) ist eines der größten regionalen Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Süden Deutschlands. Das Kerngeschäft ist die Stromversorgung und alle damit zusammenhängenden Dienstleistungen. Das versorgte Netzgebiet mit einer Fläche von 8 245 km^2 deckt sich weitgehend mit dem Regierungsbezirk Schwaben. Darüber hinaus werden noch einige angrenzende Teile Oberbayerns mit Strom versorgt.

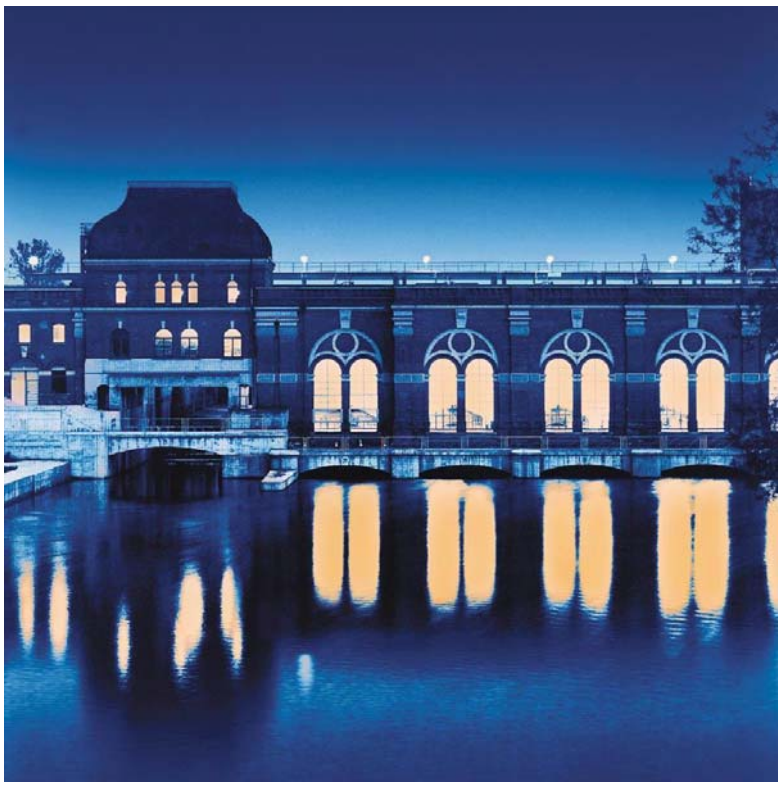
Für die Stromversorgung der 885 000 unmittelbar und 600 000 mittelbar versorgten Kunden unterhält die LEW ein Mittelspannungsnetz mit einer Länge von 7 198 km, ein 380-/220-/110-kV-Hochspannungsnetz mit einer Gesamtlänge von 2 429 km und 104 Umspannwerken (UW).

Die Ausgangssituation

Aus dem UW Lechhausen erfolgt die Energieversorgung eines größeren Stadtwerkes. Im Normalbetrieb wird der Energiebedarf über eine 380-kV/110-kV-Netzkupplung aus dem 380-kV-Netz gedeckt. Eine zweite Netzkupplung steht als Reservetrafo im UW Lechhausen zur Verfügung, ist aber im Normalbetrieb nicht zugeschaltet.

Aufgrund des gestiegenen Leistungsbedarfs durch das Stadtwerk bestand die Gefahr, dass es bei Ausfall des speisenden 380-kV/110kV-Transformators zu Schutzauslösungen auf Grund von Netzüberlastungen im 110-kV-Netz kommt. Das würde einen Versorgungsausfall beim angeschlossenen Stadtwerk zur Folge haben.

Um die Übertragungsleistung aus dem 110-kV-Netz im UW Lechhausen zu erhöhen, wäre ein teurer Netzausbau mit erheblichen Kosten erforderlich gewesen. Maßnahmen wie die Einschleifung einer zusätzlichen Freileitung im Umspannwerk Lechhausen, der Ausbau von zwei zusätzlichen Schaltfeldern mit Leistungsschalter im Umspannwerk usw. wären notwendig geworden.



LSP2757.tif

Bild 1 KW Gersthofen der LEW

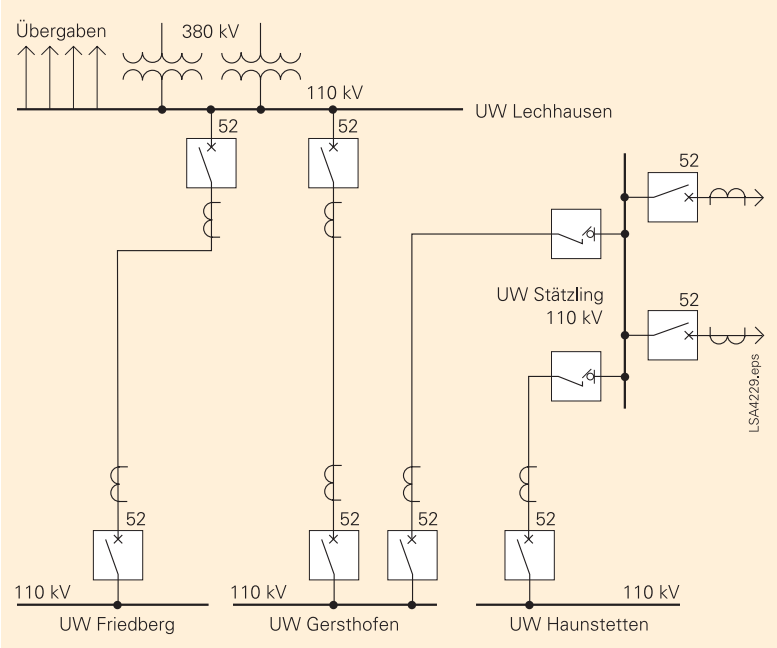


Bild 2 Netzkonstellation 110 kV

SIEMENS
siemens-russia.com

Das Konzept

Auf Grund der zu erwartenden hohen Kosten haben die LEW ein Alternativ-Konzept entwickelt, das einen möglichen Versorgungsausfall ebenfalls effektiv verhindert – allerdings zu deutlich reduzierten Ausgaben.

Die Lösung fand sich in der Einbindung des UW Lechhausen über einen Doppelstich in das 110-kV-Netz, was zu einer Drei- und Vierendenkonfiguration führte. Mit den vorhandenen Leistungsschaltern und Schaltfeldern konnte die verfügbare Übertragungsleistung aus dem 110-kV-Netz erhöht werden. Der Ausfall des 380 kV/110kV-Transformators kann jetzt durch das 110-kV-Netz kompensiert werden, ohne dass es zu Versorgungsausfällen beim versorgten Stadtwerk kommt. Weiterhin konnte durch die Mehrendenkonstellationen die Kurzschlussleistung im 110-kV-Netz erhöht und der Lastfluss optimiert werden.

Um diese Drei- und Vierenden-Netzkonstellation selektiv und schnell schützen zu können, mussten die bereits eingebauten Distanzschutzrelais um einen digitalen Leitungsdifferentialschutz, der auch Drei- und Vierenden schützen kann, ergänzt werden.
Der vorhandene Distanzschutz hätte die neue Netzkonstellation nicht in allen Fällen selektiv und schnell absichern können. In Kombination mit dem Leitungsdifferentialschutz arbeitet der Distanzschutz jetzt auch als Reserveschutz.

Die Lechwerke entschieden sich für den Siemens Mehrendendifferentialschutz 7SD52, der bis zu sechs Enden schützen kann und in seinen Kommunikationsmöglichkeiten einzigartig ist. Je Schaltfeld wurde der bereits vorhandene Distanzschutz um einen Differentialschutz 7SD52 ergänzt.

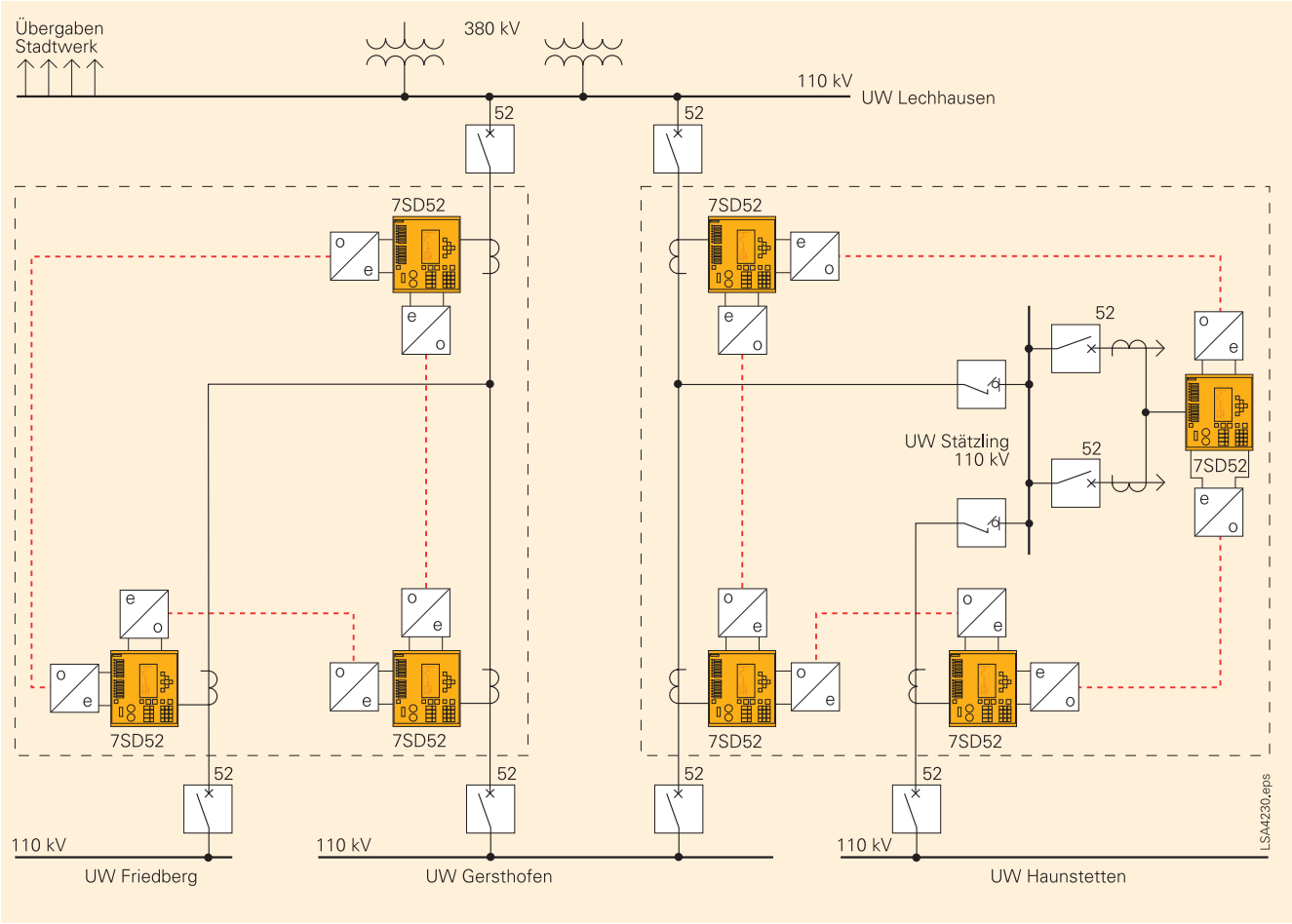


Bild 3 Schutz einer Drei- und Vierendenkonfiguration

SIEMENS
siemens-russia.com

Im UW Stätzling befinden sich auf den 110-kV-Leitungen keine Stromwandler und keine Leistungsschalter. Die eingebauten Lasttrennschalter in den Leitungsfeldern können im Fehlerfall den Kurzschlussstrom nicht abschalten, weshalb der Leitungs-Differentialschutz hier auf die Leistungsschalter der Transformatoren wirkt. Die Stromerfassung erfolgt an den Durchführungswandlern der beiden Transformatoren. Die Messwerte werden über einen Summierungswandler angepasst und dem 7SD52 zugeführt. Diese Anpassung über Summierungswandler war möglich, weil das verwendete 7SD52 sehr geringe Anforderungen an die Wandler stellt.

Da zwischen den verschiedenen Umspannwerken keine direkten Kommunikationsverbindungen für die Schutzdatenübertragung vorhanden sind, erfolgt sie zwischen den Differentialschutzgeräten über ein digitales PCM-Kommunikationsnetz. Die Anpassung an das digitale Kommunikationsnetz wiederum wird über externe Umsetzer mit einer synchronen, elektrischen X21–Schnittstelle für den Anschluss an die Kommunikationsgeräte bewirkt. Mit Hilfe dieser Kommunikationsumsetzer können zwei Schutzgeräte synchron miteinander kommunizieren und dabei eine große Datenmenge über weite Entfernungen austauschen.

Die besonderen Vorteile

Um die Verfügbarkeit des Systems weiter zu steigern entschlossen sich die Lechwerke alle eingesetzten 7SD52 mit zwei Wirkschnittstellen auszustatten. Somit kann jedes Schutzgerät die Daten mit zwei Nachbargeräten austauschen – eine Ringtopologie für den Schutzdatenaustausch kann aufgebaut werden.

Der Ausfall einer Kommunikationsverbindung zwischen zwei Geräten führt nicht zur Blockierung der Differentialschutzfunktion, da die Geräte dies erkennen und von der Ringtopologie in die Kettentopologie umschalten.

Fazit

Durch den Umbau des bestehenden 110-kV-Netzes in eine Drei- und ein Vierendenkonfiguration konnte die Kurzschlussleistung im UW Lechhausen gesteigert und die Versorgungssicherheit für das angeschlossene Stadtwerk erheblich verbessert werden, ohne dass große Investitionen in der Primärtechnik getätigt werden mussten. Der Einsatz moderner digitaler Schutztechnik ermöglichte es, die dadurch entstandenen komplizierten Netzgebilde sicher und selektiv zu schützen. Durch die Verwendung bereits bestehender Nachrichtenverbindungen mussten auch bei den Kommunikationswegen keine Investitionen in neue LWL-Verbindungen getätigt werden.

SIEMENS
siemens-russia.com

SIEMENS
siemens-russia.com

SIPROTEC unter Tage

Sichere Schutztechnik für die Deutsche Steinkohle AG

Das Unternehmen

Der Zusammenschluss der Bergbauunternehmen Ruhrkohle AG und Saarbergwerke AG 1998 markierte den Beginn der Deutschen Steinkohle AG (DSK). Der Gesamtabsatz 2003 betrug 27 Mio. t. Hauptabnehmer der Steinkohle AG ist die deutsche Stromwirtschaft.

Die Ausgangssituation

Unter Tage herrschen andere Anforderungen an die Energieversorgung als in konventionellen EVU-Verteilungsnetzen. Im Zuge der Modernisierung der Einspeisungen auf ein 10-kV-Netz war bei der DSK ein Konzept gefragt, das diesen Bedingungen gerecht wird. Dies betrifft auch die Schutztechnik. Die Schutzgeräte müssen in der Lage sein, ausfallsicher alle Fehler zu klären. Weitere Besonderheiten ergeben sich für die Kommunikation in explosionsgefährdeten Bereichen und für die Eigenversorgung, da kein Eigenbedarf mit Batterien unter Tage erlaubt ist. Im Zuge der Modernisierung der Einspeisungen auf ein 10-kV-Netz war bei der DSK ein Konzept gefragt, das diesen Bedingungen gerecht wird und SIPROTEC 4-Digitalschutz komplett abdeckt.

Das Konzept

Die Flexibilität der SIPROTEC 4-Reihe ermöglicht den sicheren Einsatz unter Tage. Zum Einsatz kommt das 7SJ62 mit ATEX Zulassung zum Schutz von explosionsgeschützten Motoren der Zündschutzart Erhöhte Sicherheit "e". Bei Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen mit Methangasgefahr und leitfähigem Kohlenstaub müssen die Geräte der Zündschutzart „Druckfeste Kapselung“ entsprechen. Dazu werden sie in die gekapselte Schaltanlage vom Typ BARTEC 8SN von Siemens eingebaut.

Die besonderen Vorteile

Kommunikation trotz Kapselung

Der Einbau in das geschlossene druckfeste Schaltfeld bedeutet, dass man mit dem Schutzgerät nicht per Drahtverbindung zum DIGSI-Rechner online gehen kann. Zur Kommunikation mit dem Laptop durch das geschlossene Glasfenster wird deshalb ein Infrarot-Adapter verwendet, der mit der Frontschnittstelle des 7SJ62 verbunden ist und eine serielle Schnittstelle simuliert.

LSP2780.tif

Bild 1 Bergwerk der Ruhrkohle AK

LSP2715.psd

Bild 2 Gekapselte Schaltanlage Siemens Bartec 8SN

SIEMENS
siemens-russia.com

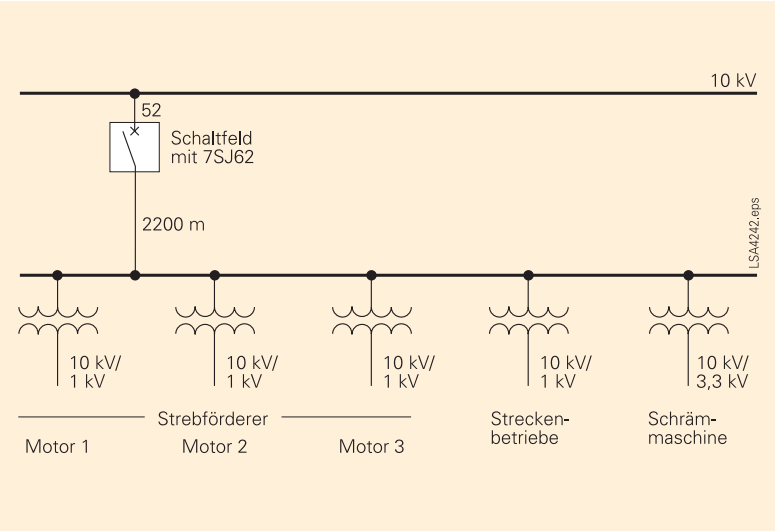


Bild 3 Typisches 10-kV-Netz unter Tage, Bergwerk Lippe

Übertragung nach über Tage

Über die Systemschnittstelle mit PROFIBUS-FMS-Protokoll wird mit Hilfe eines im druckfesten Gehäuse eingebautem, eigensicheren Modems die Kommunikation nach außen hergestellt. Aktionen wie Betriebsinformationen auslesen, Schalthandlungen und Schutzeinstellungen können somit komplett über Tage verlagert werden.

Eingesetzt werden die Schutzgeräte in einem 10-kV-Schaltfeld. In deren Abgängen befinden sich die Motoren für Förderbänder, Strebförderer, Schrämmaschine und Streckenbetriebe im Streb. Bezeichnend ist hier, dass die Motoren versetzt werden und sich ständig an anderen Orten aufhalten. Zusätzlich – durch die großen Entfernungen im Bergbaunetz bis zum Abbau der Kohle – entstehen Besonderheiten, die berücksichtigt werden müssen.

CFC-Logik erkennt Kurzschlüsse rechtzeitig

Der Grundsatz, für die Motor-Kurzschlusseinstellung einen Wert auszuwählen, der oberhalb des größten Anlaufstromes und unterhalb des 2-poligen Kurzschlussstromes liegt, gilt hier nicht. Aufgrund der großen Entfernungen kann der Kurzschlussstrom kleiner als der Anlaufstrom sein. Die Strebförderermotoren sind aufeinander abgestimmt und laufen innerhalb eines kurzen Intervalls hintereinander an, so dass sich der Gesamtstrom immer weiter erhöht und die Kurzschlussstufe überschreitet.

Mit Hilfe der CFC-Logik wurde dieses Problem gelöst. Bei Erkennen von Motoranlauf wird schrittweise die Auslöseschwelle erhöht, so dass es zu keiner Fehlauslösung kommt und dennoch ein Motorkurzschluss rechtzeitig erkannt werden kann.

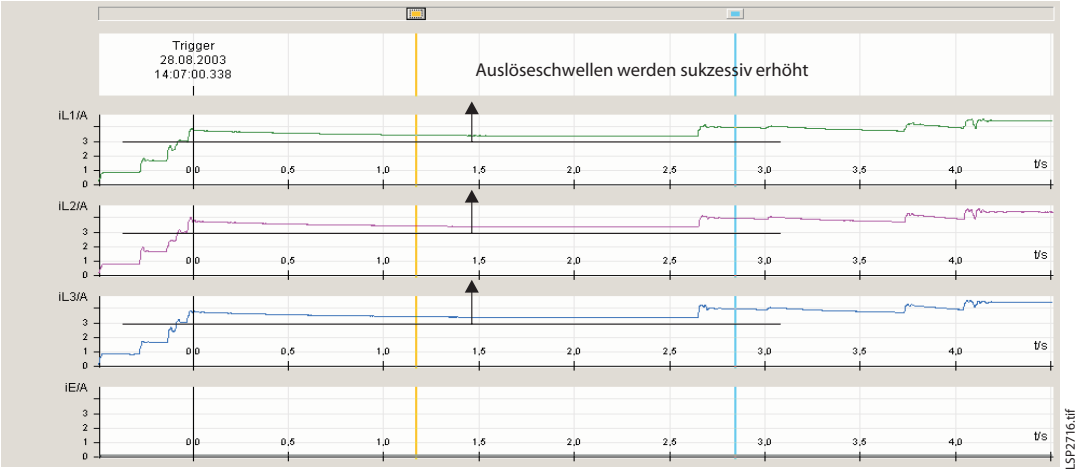


Bild 4
Dynamische Anpassung der Auslöseschwelle bei Motoranlauf

Visuelle Darstellung der Informationen

Das Personal vor Ort muss so viele Informationen wie möglich visuell erhalten – ohne wie sonst üblich, die Betriebsmeldungen oder Netzstörmeldungen vom Gerätemenü per Tastendruck auslesen zu können. Dazu bieten die SIPROTEC 4-Geräte die Option, über Zusatzprogrammierung durch CFC-Logikbausteine die optischen Anzeigen (LED) auf der Frontkappe wahlweise blinken oder konstant leuchten zu lassen. Das heißt, bei einem Gerätetyp 7SJ62 mit 7 LED können 14 verschiedene Zustandsanzeigen dargestellt werden.

SIEMENS
siemens-russia.com

Eigenbedarf über Spannungswandler

Eine weitere Besonderheit im Bergbau ist der Verzicht auf den Eigenbedarf durch Batterieversorgung aufgrund der Explosionsgefahr. Die Schutzgeräte werden über den Spannungswandler versorgt (oft ist nur eine Leiter-Leiter Spannung vorhanden), allerdings muss bei Unterschreiten der Mindestspannung (< 70 %) rechtzeitig ausgelöst werden, damit noch genügend Spannung vorhanden ist, die Unterspannungsspule zu betätigen.

Auslösen bis ins Detail gesichert

In diesem Zusammenhang wird auch der Schalterversagerschutz (SVS) eingesetzt, falls das erste Unterspannung-AUS-Signal nicht zum Öffnen des Leistungsschalters führt.

Der SVS versucht, falls der erste Ausschaltbefehl nicht befolgt wurde, wiederholt mit einem gespeicherten Signal (Lockout) auf denselben Leistungsschalter ein AUS-Signal zu geben. Die Ursachen für den Spannungseinbruch können sein:

- Ein Spannungsausfall durch Abschaltung der Einspeisung,
- ein Absinken der Spannung durch Einschalten großer Motoren,
- von einem Kurzschluss verursachter Spannungseinbruch.

War auch der SVS nicht erfolgreich bzw. die Versorgungsspannung bereits zu klein, greift als letztes der Status vom Life-Kontakt des Schutzgerätes und löst bei Abfallen des Schutzes über die Unterspannungsspule aus.

Schutzleiter melden Ausfälle

Da die Versorgungskabel zugänglich im Streb liegen, kann es immer wieder bei Arbeiten zum Kontakt und zu kleinen Beschädigungen kommen. Um diese rechtzeitig zu erkennen, noch bevor einer der Phasenkabel kritisch beschädigt wird, sind unterhalb der Ummantelung der Kabel Schutzleiter angebracht, die bei Ausfall ähnlich dem Prinzip der Auslösekreisüberwachung über Verdrahtung zu den Binäreingängen im Schutzgerät Meldungen absetzen.

Informationen bleiben erhalten

Die Versorgung der Schutzgeräte durch Spannungswandler, statt der herkömmlichen separaten Batteriespannung, führt zu einem vermehrten Abschalten der SIPROTEC-Geräte im Betriebsfall. Um so wichtiger ist es, dass wesentliche Prozessinformationen als gespeichert im Schutzgerät erhalten bleiben und nach Spannungswiederkehr dem Betreiber zur Analyse zur Verfügung stehen. Denn auch einfache Einkopplungen über Binäreingänge können zum LS-AUS führen, beispielsweise wenn der Wetterwächter Methangas-Alarm meldet.

BUIS_020.tif

Bild 5 Stromversorgung im Stollen

Automatische Zuschaltung

Ist das Schutzgerät wieder betriebsbereit und stehen keine weiteren Verriegelungen oder quittierpflichtigen Meldungen an, wird automatisiert zugeschaltet. Damit nicht alle Verbraucher gleichzeitig ans Netz gehen und zu großen Netzschwankungen auch über Tage führen können, hat jedes 7SJ62 im CFC-Plan seine eigene Zuschaltzeit hinterlegt und schaltet den zugehörigen Leitungsschalter individuell nach einem Zeitversatz von einigen Sekunden wieder zu.

Fazit

Durch den Einsatz von SIPROTEC-Geräten wurde bei der DSK eine Schutztechnik eingesetzt, die den besonderen Anforderungen im Bergbau mehr als gerecht wird. Die besonderen Anforderungen unter Tage, wie,

- Einsatz im Ex-Bereich
- Auslesen der Störschriebe über Infrarotschnittstelle
- Versorgung der Geräte aus dem Spannungswandler sowie
- Speicherung der Störfalldaten nach Versorgungs-Spannungsausfall

wurden problemlos mit SIPROTEC-Schutzgeräten gemeistert. Sämtliche besonderen Einsatzanforderungen wurden optimal gelöst.

SIEMENS
siemens-russia.com

BUIS_009.tif

Bild 6 Abbau von Kohle Untertage

BUIS_012.tif

Bild 7 Einsatz der Schrämmaschine

SIEMENS
siemens-russia.com

7SA6 mit AWE auf gemischten Leitungen.

7SA6 mit AWE auf gemischten Leitungen

Das Unternehmen

Die Stadtwerke Hannover AG zählt mit rund 2 900 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern und einem Umsatz von rund 1,3 Mrd. Euro zu den großen deutschen kommunalen Unternehmen der Branche. Unter der Marke »enercity – Positive Energie« werden Energie, Wasser und Dienstleistungen für Privat- und Geschäftskunden angeboten. In der Region Hannover beliefern die Stadtwerke Hannover ca. eine halbe Million Menschen mit Strom, Erdgas, Fernwärme und Trinkwasser. Überregional werden inzwischen rund 8 000 Abnahmestellen versorgt. Auch durch die Zusammenarbeit mit verschiedenen Kooperationspartnern sind die Stadtwerke Hannover in der Lage, bundesweit kundenorientierte Angebote zu machen. Im Geschäftskundenbereich deckt das Unternehmen das gesamte Leistungsspektrum des Energiemanagements ab, von Beratung über Planung von Neu- und Umbauten, bis zum Betrieb von Anlagen. Das bundesweite Engagement zeigt Erfolg: Im Jahr 2002 haben die Stadtwerke Hannover erstmals mehr Strom außerhalb ihres angestammten Netzgebiets abgesetzt als innerhalb. 2003 steigerten sie den Absatz weiter auf knapp 19 500 GWh (Netzgebiet: 3 285 GWh).

Ausgangssituation

Von den Stadtwerken Hannover, enercity erhielten wir die Anforderung über den Einsatz eines Distanzschutzes 7SA6 auf gemischten Leitungen. Diese Anwendung ist nicht auf eine bestimmte Anlage beschränkt, sondern kann in diversen Anwendungen eingesetzt werden. Gemischte Leitungen bedeuten, dass ein Teil der zu schützenden Strecke innerhalb einer Staffelzone als Kabel und ein weiterer Abschnitt als Freileitung ausgeführt ist. Der Einsatz der automatischen Wiedereinschaltfunktion (AWE) ist nur auf dem Abschnitt der Freileitung sinnvoll. Hierzu ist die in der Staffelung der zu schützende Streckenabschnitt entsprechend zu selektieren (siehe Bild 2).

LSP2717.tif

Bild 1 Markenzeichen der Stadtwerke Hannover

Das Konzept

Bei gemischten Strecken mit Kabeln und Freileitungen können die Distanzzonensignale (Resistanzwerte *R* und Reaktanzwerte *X*) dazu verwendet werden, im gewissen Rahmen zwischen Kabel- und Freileitungsfehlern zu unterscheiden.

Über entsprechende Verschaltung mittels der anwenderprogrammierbaren Logikfunktionen (CFC) kann dann die Wiedereinschaltautomatik blockiert werden, wenn ein Fehler im Kabelbereich vorliegt.

Konfiguration

Die Leitungsabschnitte werden im Distanzschutzrelais 7SA6 entsprechend der Netzanbindung in den Distanzzonen Z1, Z2, Z3 und Z5 wie gewohnt gestaffelt. Die Zone Z1B wird vor allem für die Wiedereinschaltfunktion und für Zuschaltfunktionen (‚Hand-Ein') verwendet. Zur Messung und Selektierung des Kabel- bzw. Freileitungsanteils der zu schützenden Strecke wird die Zone Z4 genutzt. Die Zone Z1B wird neben der Anwendung in der automatischen Wiedereinschaltfunktion (AWE) außerdem zur schnellen Abschaltung der zur schützenden Strecke bei Zuschalten auf einen Fehler eingesetzt. Der Schutz muss in Schnellzeit auslösen, wenn beim Zuschalten auf der zu schützenden Strecke auf der Gegenseite z.B. noch der Erder eingelegt ist. Diese Funktionalität kann alternativ im 7SA6 auch über die Funktion „Hochstrom – Schnellabschaltung" realisiert werden.

SIEMENS
siemens-russia.com

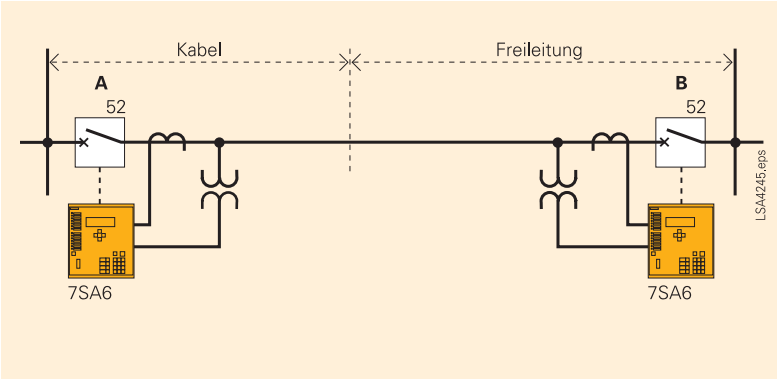


Bild 2
Anlagenkonfiguration

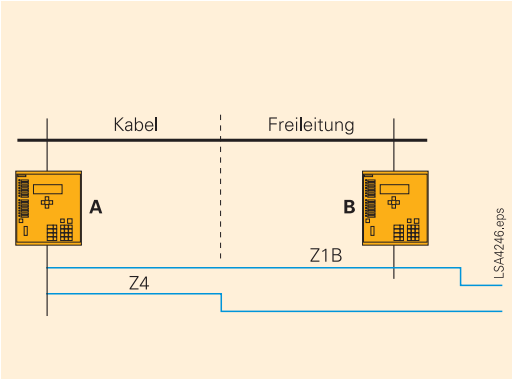


Bild 3 Staffelplan der Schutzrelais

Anhand einer allgemeinen Strecke <A – B> mit zwei Distanzschutzgeräten 7SA6 wird diese Anwendung beschrieben. Für das Schutzrelais am Einbauort „A“ ist die Lösung mit den Distanzzonen Z1B und Z4 ausgeführt. Das Schutzrelais am Einbauort „B“ kann für die AWE auf gemischten Leitungen entweder über die Distanzzone Z1B und die Hochstromschnellabschaltung oder alternativ entsprechend zu Lösung „A“ mit Staffelung der Zonen Z1B und Z4 eingestellt werden.

Einstellungen in der Projektierung in DIGSI

Zuerst müssen in der Parametrierung in DIGSI im Parametersatz für den 7SA6 folgende Einträge vorgenommen werde:n

Rangiermatrix (Gruppe: „Automatische WE“ bzw. „Distanzschutz Allgemein")

a	FNr. 2703	AWE blockieren	reagiert auf Ziel CFC
b	FNr. 3747	Distanzschutz Anregung in Zone Z1B, L1E	reagiert auf Ziel CFC
c	FNr. 3748	Distanzschutz Anregung in Zone Z1B, L2E	reagiert auf Ziel CFC
d	FNr. 379	Distanzschutz Anregung in Zone Z1B, L3E	reagiert auf Ziel CFC
e	FNr. 3750	Distanzschutz Anregung in Zone Z1B, L12	reagiert auf Ziel CFC
f	FNr. 3751	Distanzschutz Anregung in Zone Z1B, L23	reagiert auf Ziel CFC
g	FNr. 3752	Distanzschutz Anregung in Zone Z1B, L31	reagiert auf Ziel CFC
h	FNr. 3759	Distanzschutz Anregung in Zone Z4	reagiert auf Ziel CFC

Parametrierung: (Parametergruppe A, Distanzschutz - Polygon, Zone Z4)
Parameter 1335 „Verzögerungszeit T4”

Die Auslösezeit für die Zone Z4 (Parameter 1335 = T4) ist auf unendlich (T4 = ∞) einzustellen, da diese Zone nur zum Selektieren des Kabel- bzw. Freileitungsanteils der Strecke genutzt wird. Die Zone Z4 soll in dieser Anwendung nur eine Anregung melden. Eine Auslösung in dieser Zone ist nicht relevant. Vor allem bei einer 1-poligen AWE-Funktion ist diese Einstellung wichtig, da die Auslösung dann ausschließlich über die Zone Z1B erfolgen darf.

Erstellen der Logikabläufe

Jetzt müssen nur noch die entsprechenden Logikpläne im CFC in DIGSI erstellt, verknüpft und übersetzt werden. Als Ablaufebene im CFC wird die ‚schnelle’ PLC-Task (PLC0) verwendet. Die einzelnen Logikfunktionen und die Wirkung auf den Schutzbereich sind im Folgenden beschrieben.

Für die beschriebene Strecke <A – B> müssen in beiden Distanzschutzrelais entsprechende Zuordnungen zum Erkennen des AWE-Bereichs auf der Freileitung implementiert werden.

Steuerung der automatischen Wiedereinschaltung im 7SA6 für Schutzrelais A

7SA6-Schutzrelais A

Die Staffelung der Zone Z4 entspricht den R- und X-Werten der Kabelstrecke. Die Zone Z1B wird wie gewohnt auf ca. 120 % der Leitungslänge ausgelegt. Da im Bereich der Kabelstrecke keine AWE durchgeführt werden soll, wird über einen CFC - Plan der Bereich der Freileitung in der Zone Z1B selektiert. Mit dem Ergebnis des CFC-Plans (FNr. 2703 : „>AWE blk.“) wird die Wiedereinschaltung bei einem Fehler im Kabelbereich (Zone Z4) blockiert (siehe Bild 4).

SIEMENS
siemens-russia.com

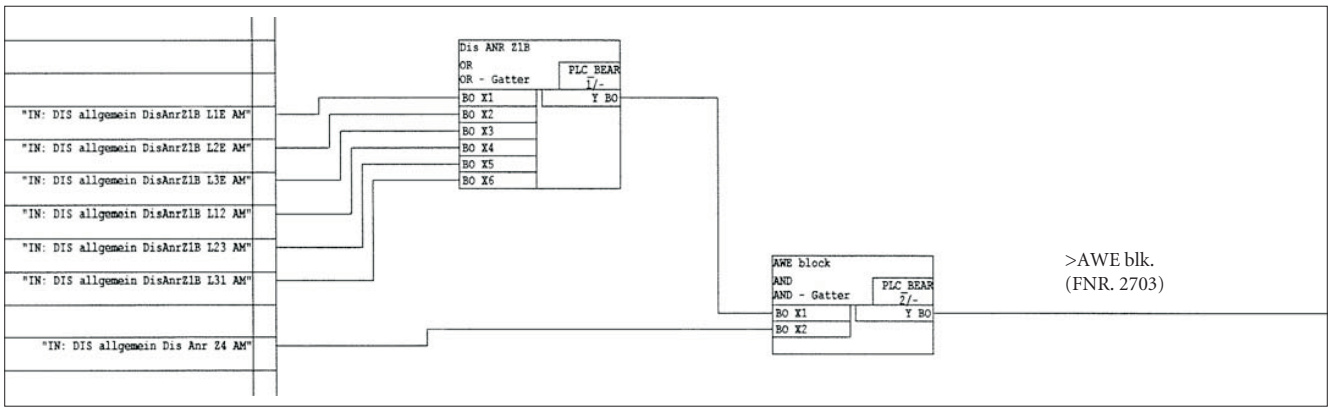


Bild 4 CFC-Plan der AWE-Steuerung für Relais A

Steuerung der automatischen Wiedereinschaltung im 7SA6 für Schutzrelais B

Lösung 1:

7SA6 mit Zone Z1B und der Hochstromschnellabschaltung:

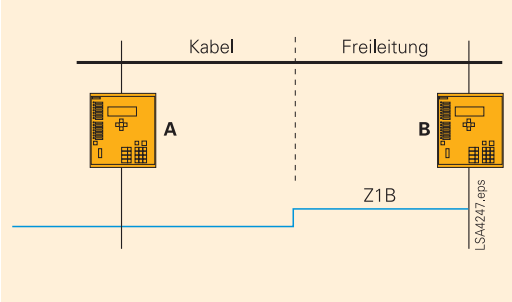


Bild 5 Einstellung der Zone Z1B im Relais B

7SA6-Schutzrelais B

Die Staffelung der Zone Z1B entspricht den R- und X-Werten der Freileitung, auf der die AWE-Funktion ausgeführt werden soll. Für eine Schnellabschaltung bei Zuschalten auf einen Fehler wird im 7SA6 die Funktion „Hochstrom-Schnellabschaltung“ verwendet, um die Strecke <A – B> vollständig zu schützen.

Lösung 2:

7SA6 mit Staffelung der Zonen Z1B und Z4:

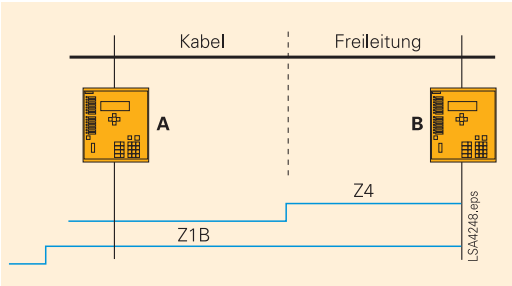


Bild 6 Staffelung der Zonen Z1B und Z4 vom Relais B

7SA6-Schutzrelais B

Die Staffelung der Zone Z4 entspricht den R- und X-Werten der Freileitung. Die Zone Z1B wird wie gewohnt auf ca. 120 % der Leitungslänge ausgelegt. Da im Bereich der Kabelstrecke keine AWE durchgeführt werden soll, wird über einen CFC-Plan der Bereich der Freileitung in der Zone Z1B selektiert. Mit dem Ergebnis des CFC-Plans (FNr. 2703 : „>AWE blk.“) wird die Wiedereinschaltung bei einem Fehler im Kabelbereich (d.h. Anregung in Z1B und keine Anregung in Z4) blockiert.

SIEMENS
siemens-russia.com

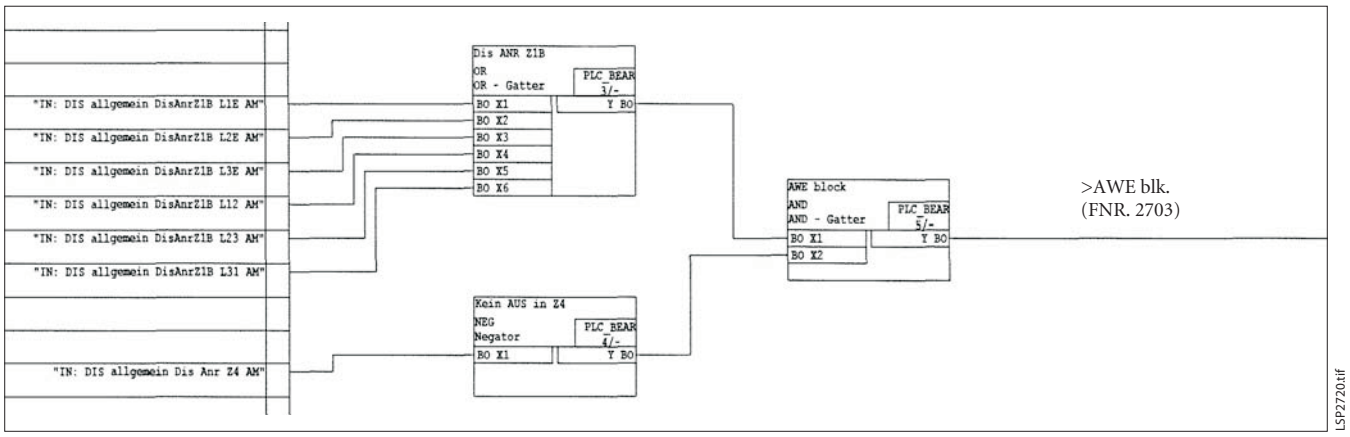


Bild 7 CFC-Plan der AWE-Steuerung für Relais B

Die besonderen Vorteile

Durch die Aufteilung in zwei Distanzschutzzonen (Z1B und Z4) ist ein Selektieren der Abschnitte von Kabel und Freileitung im Fehlerfall einfach zu realisieren.

Aus der Praxis

In der praktischen Anwendung kann die automatische Wiedereinschaltfunktion nur auf der Freileitung ausgeführt werden. Ein Fehler im Kabelbereich führt sofort zu einem endgültigen Aus-Kommando.
Eine vergleichbare, leicht abgewandelte CFC-Funktion mit der Nutzung einer anderen Distanzzone wurde mit Erfolg bei der Stadtwerke Hannover AG umgesetzt.

Fazit

In der Vergangenheit konnten die Strecken entweder nur unselektiv geschützt werden oder es waren für jeden Abschnitt, d.h. für den Kabelanteil und Freileitungsbereich getrennte Schutzgeräte erforderlich. Jetzt kann durch die CFC Zusatzlogik dieser Anwendungsfall intelligent mit 2 Geräten für die gesamte Strecke gelöst werden. Ferner wird ein erhöhter primärtechnischer Aufwand eingespart.

SIEMENS
siemens-russia.com

Mehr Sicherheit für bestehende Technik

Einsparpotentiale durch neue Konzepte in der Schutztechnik

Das Unternehmen

Die EVI-Energieversorgung Hildesheim ist ein regionales Versorgungsunternehmen für Strom, Gas, Wasser und Nahwärme. Sie versorgt die ca. 110 000 Einwohner der Stadt Hildesheim. Für die Stromversorgung unterhält die EVI in der Mittelspannungsebene ein 20-kV-Netz als reines Kabelnetz mit ca. 500 Stationen, bestehend aus Hauptschalt-, Netzschutz- und Trafostationen. Die Energie für dieses 20-kV-Mittelspannungsnetz wird über 3 Umspannwerke über den Vorlieferanten Avacon eingespeist. Die EVI betreibt ihr Mittelspannungsnetz am Sternpunkt niederohmig geerdet.

Die Ausgangssituation

Eine Standard-Netzschutzstation der EVI ist als 3-feldrige Anlage aufgebaut, die mit zwei Kabelfeldern und einer Trafozelle bestückt ist. In diesen Stationen schützte bisher jeweils ein digitales Distanzschutzgerät vom Typ Siemens 7SA500 einen Kabelabgang. Ein Fernwirkgerät nimmt die Informationen aus dem Distanzschutzgerät und der Netzschutzstation selbst per Einzeladerverdrahtung auf und gibt diese über weitere Koppelrechner an die Netzleitstelle weiter. Zur Informationsübertragung unterhält die EVI ein ausgedehntes Fernwirknetz.

Der Informationsumfang der Standard-Netzschutzstation besteht in Melderichtung aus den Meldungen: Netz- und Schutzspannung fehlt, Gleichspannungsanlage gestört, Steuerung der Anlage vor Ort und Gerätestörung, Distanzschutz und Fehlerorter. Von jedem der beiden vorhandenen Distanzschutzgeräte wird die Distanzschutzanregung, Distanzschutzauslösung sowie bei einer Schutzauslösung der vom Schutz gemessene Fehlerort als Messwert übertragen. Darüber hinaus wird von jedem Kabelabgang der aktuelle Messwert des Abgangsstromes übertragen. In Steuerrichtung gibt es die Befehle Aus/Ein für jeden der beiden Leistungsschalter sowie einen Rücksetzbefehl für die Fehlerortübertragung des Distanzschutzes. Daraus ergibt sich ein gesamtes Informationsvolumen von ca. 14 Meldungen, 4 Messwerten, und 5 Befehlen pro Netzschutzstation.

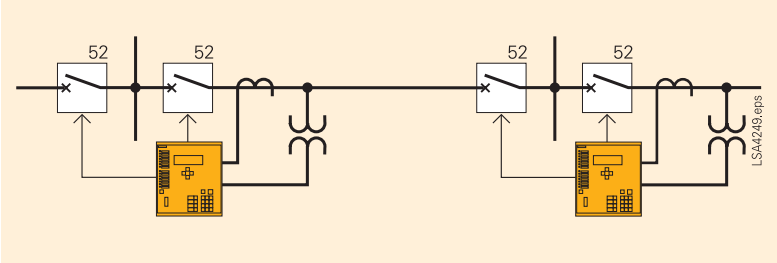


Bild 1 Standard-Netzschutzstation der EVI

Die Fernwirktechnik ist über 20 Jahre, die Schutztechnik ca. 15 Jahre alt. Aufgrund dieses Alters ist in den vergangenen zwei Jahren ein erhöhter Geräteausfall zu verzeichnen gewesen. Die laufenden Kosten wegen Reparaturen, Ersatzteilen, Service– und Handlingsaufwand stiegen immer weiter an. Der Umstieg auf moderne Technik wurde deshalb nun auch wirtschaftlich notwendig.

SIEMENS
siemens-russia.com

In Zusammenhang mit dem Generationswechsel wurden gleichzeitig günstige Standardlösungen gesucht. Die vorhandene Technik sollte nicht eins zu eins gegen aktuelle Geräte ausgetauscht, sondern ein neuer Konzeptvorschlag mit einer interessanten Idee ausgearbeitet werden.
Die EVI hat die folgenden Kriterien für den erforderlichen, technischen Umbau festgelegt:

- Umbau von zunächst 10 Stationen mit gleicher Technik,
- optimales Kosten/Leistungsverhältnis der neuen Technik,
- gleiche Gerätetechnik für Distanzschutz- und Fernwirktechnik in diesen Anlagen,
- mindestens gleiche Funktionalität der Netzschutzstation bei Reduzierung der Primärkomponenten in der Schaltanlage,
- Ersatz der beiden vorhandenen Distanzschutzgeräte durch ein einziges, das mindestens die gleiche Funktionalität sicherstellt,
- Keine Einzeladerverdrahtung zwischen Distanzschutz und Fernwirktechnik,
- Übertragung der Informationen und Betriebsmesswerte des Schutzgerätes über die genormte Schnittstelle IEC 870-5-103 an ein übergeordnetes Fernwirkgerät,
- das Fernwirkgerät soll über die genormte Schnittstelle IEC 870-5-103 vom Schutz Informationen aufnehmen und über die genormte Schnittstelle IEC 870-5-101 diese Information und weitere Daten an einen Koppelrechner übertragen können,
- die Anbindung der Fernwirkgeräte soll im Aufrufbetrieb erfolgen. Dadurch soll eine optimale Nutzung der Resource Fernmeldeleitungsnetz sowie ein geringer Schnittstellenbedarf am übergeordneten Koppelrechner erreicht werden,
- einfachste intuitive Bedienung und Parametrierung der neuen Geräte ohne hohen Schulungsbedarf.

Das Konzept

Nach diesen Kriterien wurde ein neues Konzept erarbeitet, in dem ein Distanzschutzgerät für zwei Kabelabgänge vorgesehen ist. Für die Schutztechnik wurde das Siemens Distanzschutzgerät SIPROTEC 4 7SA61 und ein entsprechendes Fernwirkgerät ausgewählt.

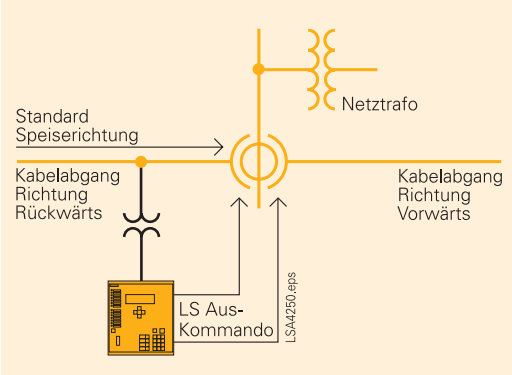


Bild 2 Schematischer Aufbau des Distanzschutzes Siemens 7SA61

Die Besonderheit beim Umbau auf die neue Technik besteht darin, dass das neue Distanzschutzrelais 7SA61 die Aufgabe von den beiden bestehenden alten Distanzschutzrelais übernehmen soll. Das bedeutet für den Einbau, dass das 7SA61 in nur noch einer Kabelabgangszelle und an einem Stromwandlersatz angeschlossen wird. Der zweite vorher benötigte Stromwandlersatz in der anderen Kabelabgangszelle entfällt und wird für andere Anlagen frei. Dies ist im Netz der EVI realisierbar aufgrund der Ringstruktur des Kabelnetzes mit Möglichkeit redundanter Versorgung von beiden Enden.

Unsere Erfahrung mit digitalen Schutzrelais hat gezeigt, dass das Risiko eines unkontrollierten Ausfalls gering ist. Die Verfügbarkeit aufgrund der Selbstüberwachung im digitalen Schutz ist hoch anzusetzen. Auf der anderen Seite hat die geringe Ausfallrate, verbunden mit dem Schnelllieferservice von Siemens PTD PA, dieses Konzept bestärkt.

Das neue Distanzschutzrelais Siemens 7SA61 soll in Abhängigkeit eines auftretenden Fehlerstromes für die Vorwärts- bzw. Rückwärtsrichtung die fehlerbehaftete Leitung über den zugehörigen Leistungsschalter selektiv in der Anlage ausschalten.

SIEMENS
siemens-russia.com

Dazu werden im Distanzschutzrelais 7SA61 die folgenden Parameter eingestellt (siehe Bilder 3 und 4): Die Parameter der Zonen Z1 und Z2 zeigen mit ihren Einstellwerten in Vorwärtsrichtung, die Parameter der Zone Z3 und Z4 in Rückwärtsrichtung. In der Zone Z5 gibt es je einen X-Wert für die Vorwärts- und Rückwärtsrichtung. Der R-Wert der Zone 5 wird richtungsunabhängig immer mit dem größeren R-Wert der beiden Kabelstrecken gewählt. Diese Lösung ist akzeptabel, da es sich hier um die Staffelung in der zweiten Reservestufe (Staffelung: „Z1–Z2–Z5 (vorw)“) bzw. „Z3–Z4–Z5(rückw)“) handelt. Zusätzlich bietet der Distanzschutz 7SA61 zur Staffelung eine gerichtete und ungerichtete Zeitzone als Endzeit.

Im Störfall wird das Ergebnis im Distanzschutz richtungsabhängig verarbeitet. Diese richtungsabhängigen Informationen der Anregung sowie der Auslösung werden im Schutzgerät 7SA61 mittels CFC-Funktion für den ersten Bereich („Auslösung vorwärts“ = Z1, Z2, Z5 (vorw)) und den zweiten Bereich („Auslösung rückwärts“ = Z3–Z4–Z5 (rückw)“) generiert, an den entsprechenden Schalter ausgegeben und über die IEC Schnittstelle 870-5-103 auch an das Fernwirkgerät weitergegeben.

Schalterversagerschutz

Sollte bei einem Fehler der zugehörige Schalter der Anlage trotz Aus-Kommando des Schutzrelais 7SA61 nach einer eingestellten Zeit von 100 ms nicht ausgelöst haben und fließt weiterhin mindestens der 1,2 fache Nennstrom über die Anlagenwandler, so wird dies im Schutzgerät festgestellt und durch eine Logikfunktion auch der benachbarte Leistungsschalter ausgeschaltet. Diese Funktion dient als Schalterversager- und Sammelschienenschutz.

Fernwirktechnische Anbindung der Netzschutzstation

Wesentliche Randbedingungen für das neue Fernwirkgerät waren u. a. die seriellen Schnittstellen für Geräteanbindungen nach IEC 60870-5-101 und IEC 60870-5-103. Die fernwirktechnische Anbindung wird im Aufrufbetrieb auf einer Linie mit bis zu 5 Stationen realisiert (siehe Bild 5. Diese Linie ist an einer Schnittstelle des überlagerten Koppelrechners mittels IEC 60870-5-101-Protokoll angebunden. Der Koppelrechner hat die Aufgabe, Informationen von Fernwirklinien und Fernwirkgeräten zu konzentrieren und diese an das Leitsystem weiterzugeben.

Das Fernwirksystem in der jeweiligen Netzschutzstation überträgt die Informationen der örtlichen Ein-/Ausgabe-Baugruppen sowie die Informationen aus dem über das IEC-103er Protokoll angebundenem Siemens Distanzschutzrelais zum Koppelrechner.

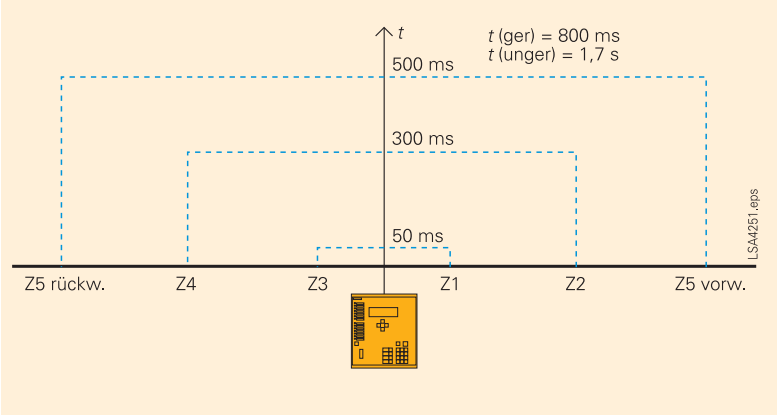


Bild 3 Staffelung der Distanzzonen und der Auslösezeiten

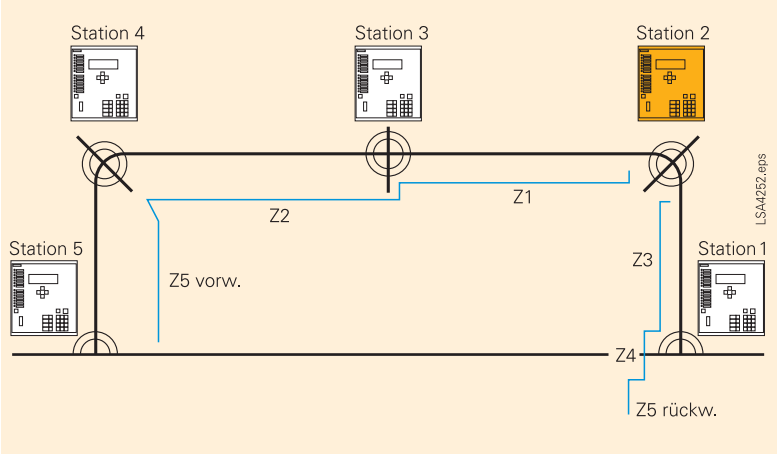


Bild 4 Geografische Staffelung der Distanzzonen am Beispiel der Station 2

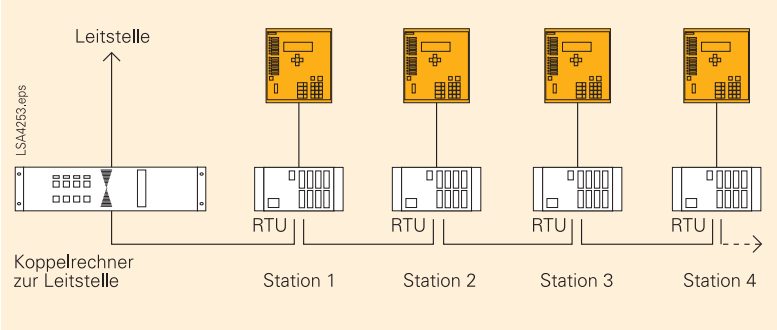


Bild 5 Fernwirkgerät im Aufrufbetrieb mit Schutzanbindung

SIEMENS
siemens-russia.com

Die besonderen Vorteile

Die erprobte und flexible Technik ermöglichte den Umbau einer Netzschutzstation in nur 3 Tagen. Großen Anteil daran hat – gerade im Bezug auf die Anbindung des Distanzschutzes – sicherlich auch der geringe Verdrahtungsaufwand, da sämtliche Informationen über eine serielle RS485-Schnittstelle mittels Standard-Datenkabel übertragen wurden.

Alle Informationen vom Schutzgerät wie Anregung, Auslösung sowie die Betriebs- und Störmeldungen und der Messwert des ermittelten Fehlerortes werden im Ereignisfall über die IEC-103er Schnittstelle an das Fernwirkgerät übertragen. Durch die Kommunikation über die serielle Schnittstelle werden die R- und X-Werte des Fehlerorters zur Leitstelle übertragen. Mit der schnellen Verfügbarkeit aller Informationen ist der Fehlerort richtungsabhängig entsprechend dem Vorzeichen der übertragenen Werte schnell und korrekt zu lokalisieren.

Das genormte Messwerttelegramm mit den Werten für *I*, *U*, *P*, *Q* und der Frequenz wird vom Schutzgerät zyklisch übertragen. Aufgrund der sehr hohen Genauigkeit von 16 Bit für die digitale Messwertübertragung werden nun auch erstmalig diese Werte aus jeder der umgebauten Netzschutzstationen zur Leitwarte übermittelt. Die Leitwarte übernimmt diese Messwerte in ihre Lastführung.

Die richtige Funktionsweise für Schutz und Fernwirktechnik sowie die Übertragung der Informationen für verschiedenste Fehlerfälle wurden nach dem Umbau der Netzschutzstation mit einer Primär- und Sekundärprüfung bestätigt.

Aus der Praxis

Eine „technisch-scharfe“ Bestätigung für das oben beschriebene Konzept hat eine 20-kV-Mittelspannungsstörung im Netz der EVI gegeben. Zwei Tage nach dem Umbau einer Netzschutzstation hat ein 1-poliger Fehler in einer Abgangstrafostation im 20-kV-Netz alle Funktionen für Fernwirk- und Schutztechnik „getestet“. Der Schutz hat den Fehler im Netz korrekt erkannt, verarbeitet und abgeschaltet. Alle zur Störung gehörenden Informationen wurden einwandfrei erfasst, verarbeitet und zur Leitstelle übertragen, so dass die Störung rasch behoben werden konnte.

Fazit

Der Umstieg auf die neue Schutztechnik hat sich für die EVI in mehrfacher Hinsicht gelohnt. Die Sicherheit des Netzes wurde unter Beibehaltung eines Großteils der bestehenden Anlagen erheblich gesteigert. Der Kostenrahmen für diese Modernisierung wurde eingehalten. Deutlich verbessert wurde auch die Transparenz des Systems im Störungsfall. Fehler im Netz können nun besser analysiert, und damit schneller behoben werden.

SIEMENS
siemens-russia.com

LWL-Differentialschutz kommuniziert über vorhandene Telefonadern

Differentialschutz über konventionelle Hilfsadern in der Papier- und Kartonfabrik Varel

Das Unternehmen

Die Papier- und Kartonfabrik Varel in Friesland (siehe Bild 1) liegt im Versorgungsgebiet der EWE-Aktiengesellschaft. Sie betreibt eine Eigenerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung, die über Erdgas und Biogas betrieben wird.

Die Ausgangssituation

Auf dem Gelände der Fabrik wurde eine neue Schaltanlage installiert. Zur Sicherstellung der Energieversorgung der Fabrik existiert eine 20-kV-Doppelsticheinspeisung. Mit ihr kann Energie über zwei ca. 0,5 km lange Einspeisekabel ausgetauscht werden.

Für den Schutz der Kabel wurde vom Energieversorger Differentialschutz 7SD51 empfohlen. Dieser hatte sich beim Schutz kurzer Leitungen und Kabel bewährt und sollte aus dem Grund der Einheitlichkeit auch hier eingesetzt werden.

Entlang der Kabeltrassen sind jedoch keine Lichtwellenleiter verlegt, sondern konventionelle Telefonadernpaare. Damit ergab sich ein Problem: Der Differentialschutz 7SD51 konnte bisher nicht für die Übertragung über Telefonadern eingesetzt werden. Dazu sind Lichtwellenleiter oder Kommunikationsnetze für die Übertragung erforderlich. Der Datenaustausch zwischen den Geräten erfolgt mit asynchronen, seriellen Telegrammen mit 14,4/19,2 kBit/s.

Das Konzept

Für den SIPROTEC 4-Differentialschutz 7SD52 / 7SD610 war Mitte 2001 ein Kommunikationsumsetzer 7XV5662-0AC00 am Markt eingeführt worden, der erstmalig die nahezu verzögerungsfreie Übertragung synchroner serieller Telegramme des Differentialschutzes über ein Hilfsadernpaar ermöglicht. Damit wurde technisch eine Lücke geschlossen.

In Abhängigkeit des Querschnitts der verlegten Hilfsadern können nun weite Entfernungen (s. Tabelle 1) überbrückt werden.

Der Umsetzer wird mit dem Differentialschutz störfest mit 62,5/125 µm Multimode-Lichtwellenleiter verbunden, wobei die maximale Entfernung 1,5 km betragen kann.

Bild 1 Papierfabrik Varel

Der Anschluss erfolgt beidseitig mit ST-Steckern. Die Hilfsadern werden über zwei Schraubklemmen an den Umsetzer angeschlossen. Von Vorteil dabei: Es muss nicht auf die Polarität geachtet werden.

Die Isolationsspannungsfestigkeit des Umsetzers gegenüber der Hilfsader beträgt 5 kV. Somit führen Überspannungen, die bei Kurzschlüssen im Kabel in der parallel laufenden Hilfsader induziert werden, nicht zu Überschlägen am Umsetzer und damit nicht zur Beeinträchtigung der Schutzfunktion. Mit externen Übertragern 7XV9516 können sogar 20 kV erzielt werden.

Damit war der Umsetzer ideal für die Anwendung in Varel geeignet. Leider konnten bisher nur synchrone, serielle Daten mit 128 kBit/s auf der Hilfsader übertragen werden, da das Gerät auf die Anwendung mit 7SD52/7SD610 zugeschnitten war.

SIEMENS
siemens-russia.com

Hilfsaderndaten mit überbrückbarer Entfernung für den Kommunikationsumsetzer					
AWG	Durchmesser mm	Querschnitt mm^2	Ohm/km (0 Hz)	Ohm/km (80 kHz)	Max. Abstand KU KU km
10	2,59	5,27	3,38	18,39	38,1
11	2,3	4,15	4,28	20,84	33,6
12	2,05	3,30	5,39	23,55	29,7
13	1,8	2,54	6,99	27,06	25,9
14	1,63	2,09	8,53	30,12	23,2
15	1,45	1,65	10,78	34,21	20,5
16	1,29	1,31	13,62	38,91	18,0
17	1,15	1,04	17,14	44,22	15,8
18	1,02	0,82	21,78	50,64	13,8
19	0,91	0,65	27,37	57,74	12,1
20	0,81	0,52	34,54	66,17	10,6
21	0,72	0,41	43,72	76,18	9,2
22	0,64	0,32	55,33	88,01	8,0
23	0,57	0,26	69,76	101,86	6,9
24	0,51	0,20	87,13	117,73	5,9
25	0,45	0,16	111,92	139,47	5,0
26	0,41	0,13	134,82	159,04	4,4
27	0,36	0,10	174,87	192,88	3,6
28	0,32	0,08	221,32	232,45	3,0

Tabelle 1: Daten typischer Hilfsadern

Widerstand bei der Modulationsfrequenz des Umsetzers
Daten für ein verdrilltes Telefonadernpaar

Die Herausforderung für Power Automation bestand nun darin, den bestehenden Umsetzer für die Übertragung asynchroner, serieller Daten zu erweitern. Außer der Übertragung von Differentialschutzdaten des 7SD51 würde damit ein weites Feld an weiteren Anwendungen erschlossen, z.B. der Übertragung serieller Protokolle wie IEC 60870-5-103 / 101, DNP 3.0 und MODBUS. Zusammen mit dem Binärsignalübertrager 7XV5653 könnten Binärsignale für den Signalvergleich des Distanz- oder Überstromzeitschutzes über Hilfsadern ausgetauscht werden.

Eine Analyse der Hardware und der Firmware des Umsetzers zeigte, dass diese Aufgabe auf der bestehenden Hardware gemeistert werden konnte. Ausschließlich in der Firmware des Umsetzers konnte die Funktion der asynchronen Übertragung realisiert werden. Dies ermöglichte eine schnelle Entwicklung innerhalb weniger Wochen.

Tests erfolgreich

Im Januar 2003 stand der firmwareseitig angepasste Umsetzer für erste Tests zur Verfügung. Zusammen mit 7SD51 wurde im Labor die Funktion in Langzeitversuchen verifiziert.

Bei der asynchronen Baudrate von 19,2 kBit/s zeigten sich keine Fehler in den Telegrammen und 100 % Zuverlässigkeit, wie man dies bei einer Differentialschutzübertragung erwartet.

Die Laufzeitverzögerung der Telegramme wurde mit dem Schutzgerät gemessen und betrug nur 0,8 ms. Dies führt zu einer Kommandozeit von 25 ms, die auch bei direkter Lichtwellenleiterverbindung erzielt wird.

Zum Vergleich: Bei Versuchen im Jahr 1996 mit der Datenübertragung über Standleitungsmodems wurden minimal 50 ms Kommandozeit erreicht, wobei die Laufzeitverzögerung 25 ms betrug. Ferner erfüllte diese Lösung nicht die EMV-Anforderungen und konnte damit nicht für die Echtzeit - Schutzdatenübertragung über Hilfsadern eingesetzt werden. Erst sieben Jahre später stand nun eine marktreife Lösung zur Verfügung, mit der die Schutzdaten nahezu verzögerungsfrei übertragen werden konnten.

Im Mai 2003 wurde der Umsetzer mit der Bezeichnung 7XV5662-0AC01 zur Lieferung freigegeben.

SIEMENS
siemens-russia.com

Die besonderen Vorteile

Übertragung über konventionelle Hilfsadern

Mit dem Umsetzer können nun auch asynchrone, serielle Daten von 300 Bit/s bis 38,4 kBit/s störsicher über Hilfsadern übertragen werden. Hinsichtlich der überbrückbaren Übertragungsstrecke (s. Tabelle 1) und der Störfestigkeit gelten die Werte des 7XV5662-0AC00, der vor seiner Markteinführung umfangreichen Tests unterzogen worden war.

Schnelle Inbetriebsetzung

Ungefähr zeitgleich wurde beim Kunden mit Unterstützung des Vertriebs von Power Automation das Schutzsystem installiert (Anordnung entsprechend Bild 2). Die Schutzgeräte 7SD51 waren bereits montiert und die fabrikneuen Umsetzer wurden zur Inbetriebsetzung (IBS) mitgenommen. Der Kommunikationsumsetzer wurde über ein kurzes LWL-Kabel mit dem Schutzgerät verbunden. Ein konfektioniertes LWL-Kabel mit ST-Steckern zum Umsetzer hin und mit FSMA-Steckern zum Schutzgerät hin, wurde für die Inbetriebnahme benötigt. Die Hilfsadern wurden mit dem Umsetzer verbunden. In wenigen Stunden war die Strecke komplett in Betrieb gesetzt. Mit den integrierten IBS-Hilfen im Schutzgerät wurde der korrekte Anschluss an die Stromwandler und an die Hilfsadern überprüft.

Minimaler Aufwand bei der Parametrierung

Gegenüber dem konventionellen Aderndifferentialschutz reduziert sich die Fehlerwahrscheinlichkeit und Zeit für die IBS damit erheblich. Im Schutzgerät sind nur 3 Parameter, die Stromwandlerübersetzungen und die gemessene Laufzeit von 0,8 ms zu parametrieren (Bild 3). Alle anderen Parameter können auf Standardeinstellung bleiben. Der Umsetzer adaptiert sich auf die serielle Datenrate des Schutzgerätes und erfordert nur die Einstellung des Master- und Slavemodus über einen Jumper im Gerät. Diese Einstellung muss nur in einem Gerät vorgenommen werden. Der Parametrieraufwand ist damit minimal.

Fazit

Für die Papier- und Kartonfabrik in Varel konnte mit einem speziellen Umsetzer der vorgeschriebene SIPROTEC-Differentialschutz 7SD51 eingesetzt werden – und damit die Übertragung asynchroner serieller Daten auch über die konventionellen Hilfsadern ermöglicht. Das Schutzsystem ist seit Mai 2003 zur Zufriedenheit des Kunden im Einsatz.

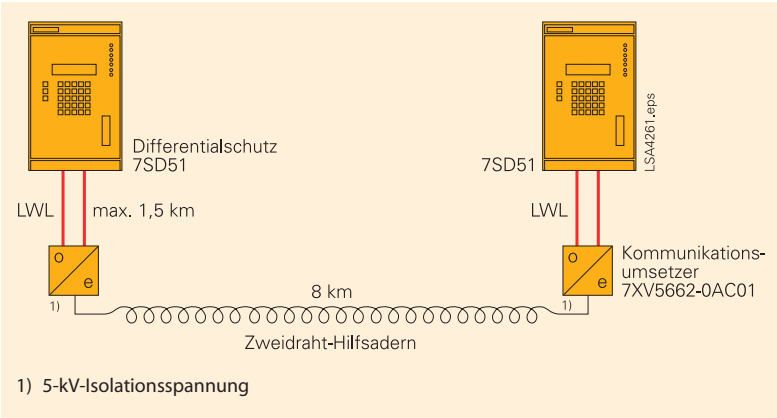


Bild 2 Differentialschutz mit Kommunikationsumsetzern

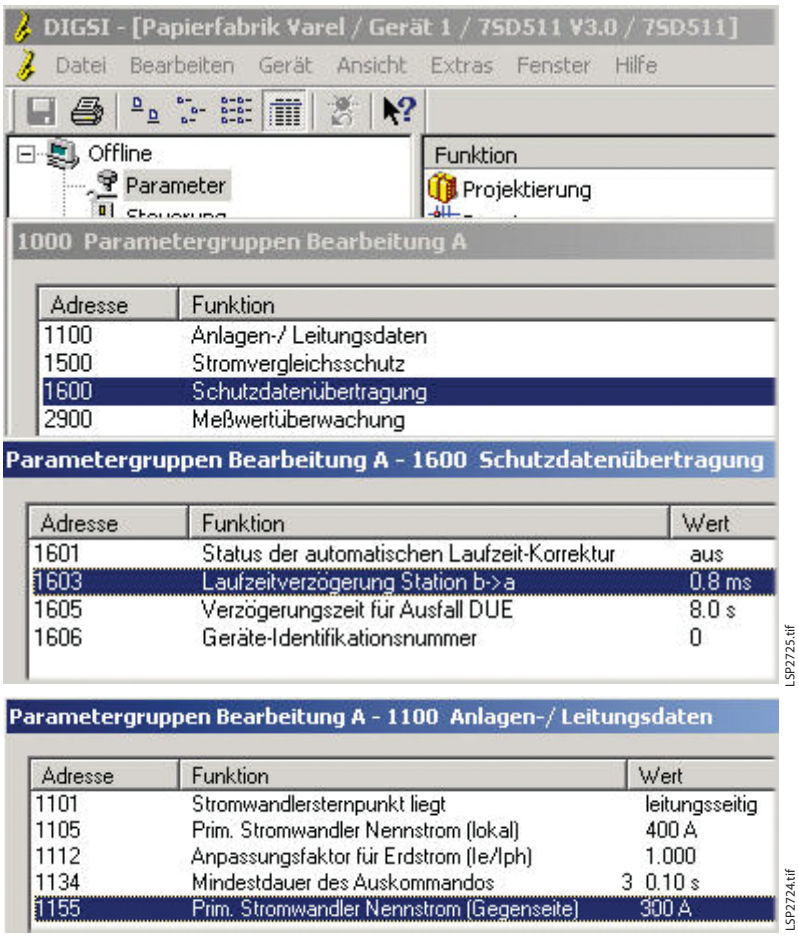


Bild 3 Einstellparameter in DIGSI

SIEMENS
siemens-russia.com

SIEMENS
siemens-russia.com

Alles geregelt

Differentialschutz SIPROTEC 7UT635 für die Allgäuer Überlandwerke

Das Unternehmen

Energie für das Allgäu – dieser Aufgabe hat sich die Allgäuer Überlandwerk GmbH (AÜW) verpflichtet. Sie liefert Strom an über 80 000 Kunden.

Das AÜW versteht sich als Energiedienstleister, der seinen Kunden über die bloße Lieferung hinaus eine Vielzahl von Serviceleistungen rund um den Strom anbietet.

Die Ausgangsituation

Schräg- bzw. Querregeltransformatoren werden zur Steuerung der Spannung und des Leistungsflusses in Energieversorgungsnetzen eingesetzt. Es handelt sich dabei um spezielle Transformatoren. Der Einsatz von Differentialschutz 7UT5 und 7UT6 ist bisher nur dadurch möglich, in dem der Schutz relativ unempfindlich eingestellt wird. Der Messalgorithmus ist für eine Schaltgruppenkorrektur von $N*30^0$ konzipiert (N = 0,1..11) und wird entsprechend dem Leistungsschild des Trafos auf die Schaltgruppe 0 voreingestellt. Das Problem ist, dass der Schrägregler eine von null abweichende Winkelverschiebung erzeugt.

Der Schrägregler der Überlandwerke (s. Bild 2) besteht aus einem Stufenschalter, der auf der Seite 1 angeordnet ist und die Längsregelung übernimmt.

Empfindliche Einstellung sichert Schutz

Auf der Seite 2 findet die Querregelung statt, indem eine phasenfremde Spannung zur Längsspannung der Trafowicklung addiert wird. Aus der Übersicht in Bild 2 ist zu sehen, dass zum Beispiel auf die Phase L1 eine Querspannung der Phase L3 oder L2 addiert wird – je nach Stufenstellung des Schrägreglers. Die Höhe der Querspannung kann geregelt werden. Resultierend ergibt sich eine Winkelverschiebung zwischen Ober- und Unterspannungsseite, die nicht mehr 0 Grad ist, sondern maximal $\pm 35^0$ betragen kann. Da je nach Leistungsfluss in positiver und negativer Richtung geregelt werden kann, ergeben sich erhebliche Differenzströme schon unter normalen Bedingungen. Im Kurzschlussfall kann es bei einem Fehler außerhalb des Schutzbereiches zur einer Überfunktion des Schutzes kommen – selbst wenn dieser mit Nennstrom circa viermal unempfindlicher als ein normaler Differentialschutz eingestellt wird.

LSP2726.tif

Bild 1 Schrägregeltransformator der Überlandwerke in Kempten

In Bild 3 ist ein solcher Fehlerfall in der Auslösekennlinie des Schutzes eingetragen und führt bei der gewählten Einstellung zur Überfunktion. Eine noch unempfindlichere Einstellung des Schutzes, hätte das gesamte Schutzkonzept mit Differentialschutz in Frage gestellt.

SIEMENS
siemens-russia.com

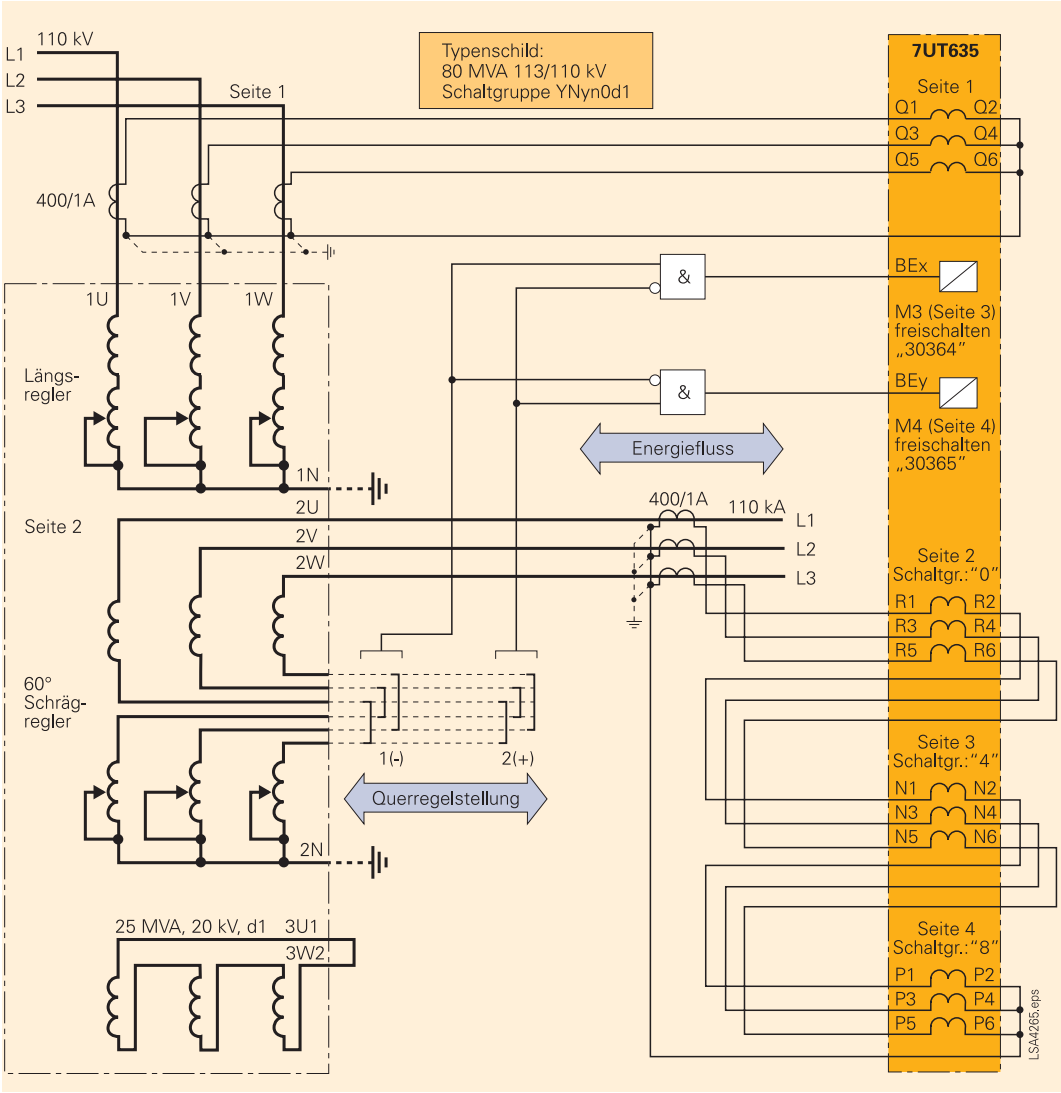


Bild 2 Schrägregeltransformator mit Anschaltung des Transformatordifferentialschutzes 7UT635

Das Konzept

Zur Analyse des Problems wurde der Schrägregler mit seinem großen Regelbereich im Computer mathematisch simuliert. Das mathematische Modell gestattet es, die Ströme der Seite 1 und Seite 2 des Transformators zu rechnen. Diese Ströme werden vom Schutzgerät 7UT635 gemessen (Anschluss gemäß Bild 2). Auch die Schaltgruppenanpassung und der Differentialschutzalgorithmus sind auf dem Computer nachgebildet, so dass die gerechneten Ströme direkt als Eingangsgröße für die Simulation des Schutzes verwendet werden. Über eine Prüfeinrichtung lassen sich die gerechneten Ströme auch auf ein Schutzgerät 7UT6 ausgegeben und werden über Analogverstärker ins Schutzgerät auf Seite 1 und Seite 2 eingespeist. Durch dieses systematische Vorgehen wird das Verhalten des Transformators und des Schutzes nachgebildet.

Ferner können die Ergebnisse der Simulation mit Fehlerfällen verglichen werden, die der Kunde über Störschriebe bereits aufgezeichnet hatte. Somit war es wiederum möglich, das Modell zu überprüfen.

Die Lösung sollte ohne Veränderung des Messverfahrens und der Schaltgruppenkorrektur des Schutzes arbeiten und auf dem vorhandenen Gerät umgesetzt werden.

SIEMENS
siemens-russia.com

Kompensation über Parametrierung

Die Aufgabe bestand darin, die große Phasendrehung der Querregelung schaltungstechnisch und über Parametrierung zu kompensieren, wobei der positive und negative Regelbereich zu berücksichtigen ist.

Dazu wird der gemessene Strom der Seite 2 auf zwei weitere Eingangswicklungen des Gerätes geführt. Die Anschaltung zeigt Bild 2. Die Schaltgruppe und Daten für diese Wicklungen werden nun so gewählt, dass das Querregelverhalten bei der Schaltgruppenkorrektur im Gerät weitgehend kompensiert werden kann.

Selektiver Kurzschlussschutz SIPROTEC 7UT63

Als Schutzgerät wurde das 7UT635 ausgewählt, das 3 zusätzliche Wicklungen anbietet, wobei 2 Wicklungen verwendet werden. Der Schrägregler wird parametriertechnisch wie ein Vierwicklungstransformator behandelt. Seite 3 misst den Strom für den positiven und Seite 4 den negativen Regelbereich. Für das 7UT613 / 7UT635 können die Strommesseingänge der Seiten über Binäreingang zu- und abschaltet werden. Diese Produkteigenschaft, die für eine andere Anwendung realisiert wurde, kann hier vorteilhaft eingesetzt werden.

Entsprechend des prinzipiellen Lösungsansatzes wurde nun für den Transformator der Überlandwerke eine Parametrierung des Schutzes erarbeitet und mit DIGSI ins Gerät übertragen. Die Einstelldaten zeigt Bild 4.

■ Die besonderen Vorteile

Optimiert für Phasenverschiebung

Optimiert wurde die Parametrierung des Schutzes für eine Phasenverschiebung der Querregelung von ±17,5°. Für diesen Winkel kann aus den Trafodaten die zu parametrierende Längsspannung für Wicklung 2 und die Querspannung für Wicklung 3/4 so errechnet werden, dass der Differenzstrom gleich Null wird. Die Schaltgruppe der Wicklung 3/4 wird mit 4/8 eingestellt und bildet das Schrägregelverhalten für den gewählten Arbeitspunkt optimal nach. Durch Überlagerung der an den Wicklungen gemessenen Ströme ergibt sich die Phasenverschiebung von 17,5° für den gewählten Arbeitspunkt. Von 17,5 Grad abweichende Winkel führen zu einem kleinen Differenzstrom, der unterhalb des Ansprechwertes liegen muss.

Überprüfung des Schutzes

Die Empfindlichkeit des Schutzes wurde so eingestellt, dass bei einer Phasenverschiebung von ±35° kein Fehlansprechen mehr auftreten kann, was einer Fehlanpassung von 17,5° gegenüber dem Arbeitspunkt entspricht. Dies wird mit der Einstellung 0,6 I_N erreicht, wobei dieser Wert noch ausreichend Sicherheit bietet. Gegenüber einer konventionellen Parametrierung wird die doppelte Empfindlichkeit erzielt. Durch Ausgabe verschiedener Betriebs- und Fehlerfälle kann das Verhalten des Schutzgerätes überprüft werden, wobei aus dem Störschrieb alle wichtigen Daten abgelesen werden können. Bild 5 zeigt das optimierte Verhalten im Fehlerfall in der Auslösekennlinie, der in Bild 2 noch zur Überfunktion führte. Jetzt wird auch bei empfindlicher Einstellung des Differentialschutzes eine hohe Stabilität bei außenliegenden Fehlern erreicht.

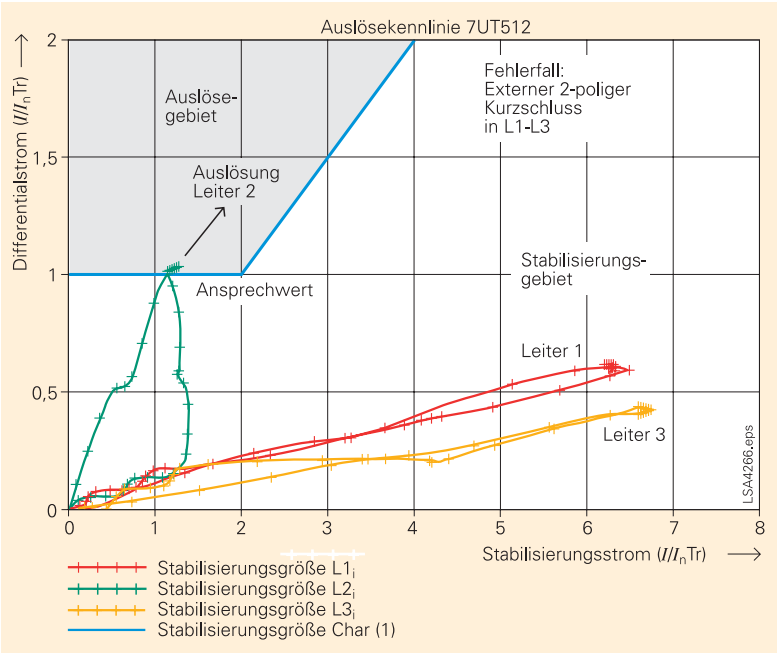
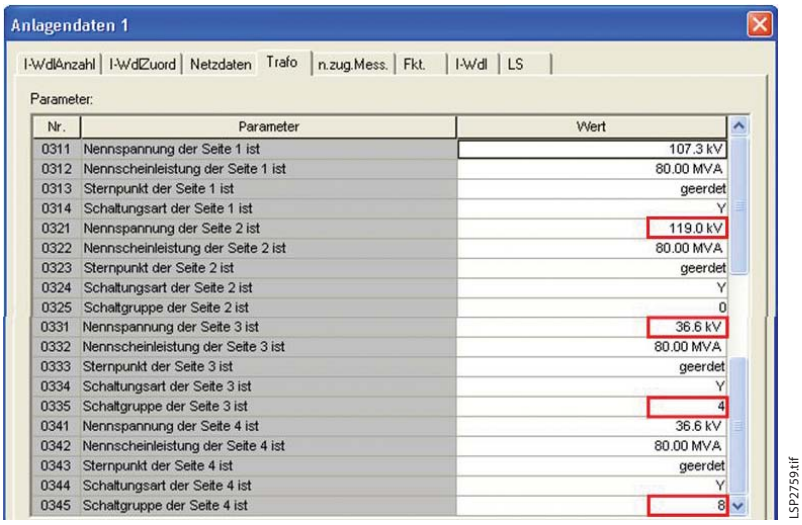


Bild 3 Schutzverhalten im Diff.-Stab.-Diagramm bei Fehlanpassung ohne Berücksichtigung der Schrägregelung



Nr.	Parameter	Wert
0311	Nennspannung der Seite 1 ist	107.3 kV
0312	Nennscheinleistung der Seite 1 ist	80.00 MVA
0313	Sternpunkt der Seite 1 ist	geerdet
0314	Schaltungsart der Seite 1 ist	Y
0321	Nennspannung der Seite 2 ist	119.0 kV
0322	Nennscheinleistung der Seite 2 ist	80.00 MVA
0323	Sternpunkt der Seite 2 ist	geerdet
0324	Schaltungsart der Seite 2 ist	Y
0325	Schaltgruppe der Seite 2 ist	0
0331	Nennspannung der Seite 3 ist	36.6 kV
0332	Nennscheinleistung der Seite 3 ist	80.00 MVA
0333	Sternpunkt der Seite 3 ist	geerdet
0334	Schaltungsart der Seite 3 ist	Y
0335	Schaltgruppe der Seite 3 ist	4
0341	Nennspannung der Seite 4 ist	36.6 kV
0342	Nennscheinleistung der Seite 4 ist	80.00 MVA
0343	Sternpunkt der Seite 4 ist	geerdet
0344	Schaltungsart der Seite 4 ist	Y
0345	Schaltgruppe der Seite 4 ist	8

Bild 4 Parametrierung der Wicklungsdaten für Seite 1, Seite 2 und Seite 3 (Werte der Seite 3 gelten für Seite 4 mit Schaltgruppe 4)

SIEMENS
siemens-russia.com

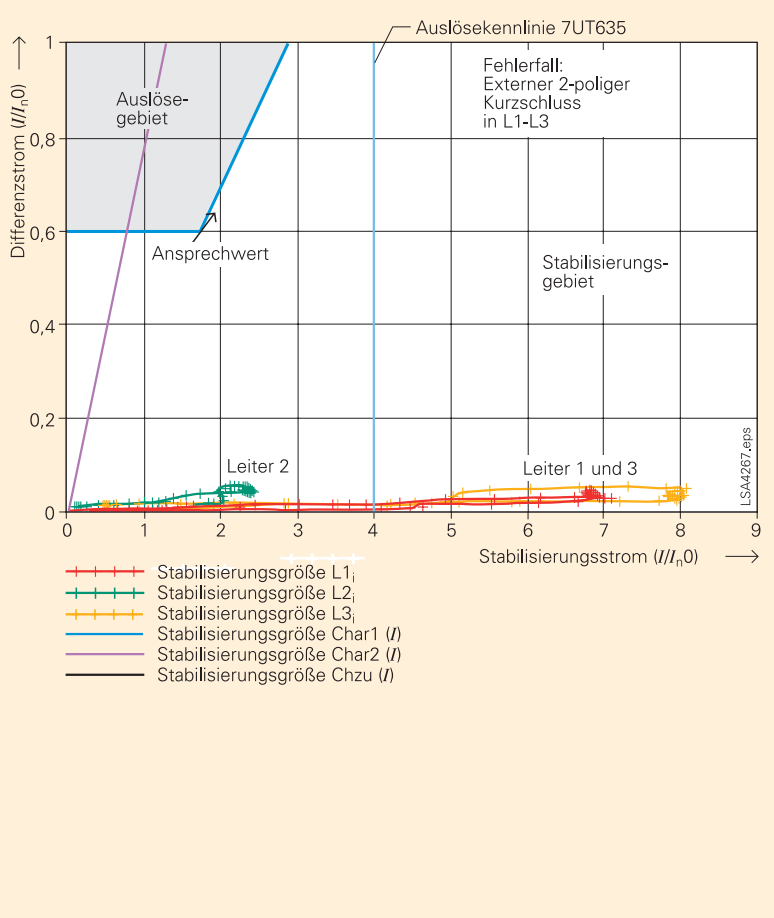


Bild 5 Schutzverhalten im Diff.-Stab.-Diagramm bei optimierter Anpassung für einen Winkel von 17,5 Grad im gewählten Arbeitspunkt

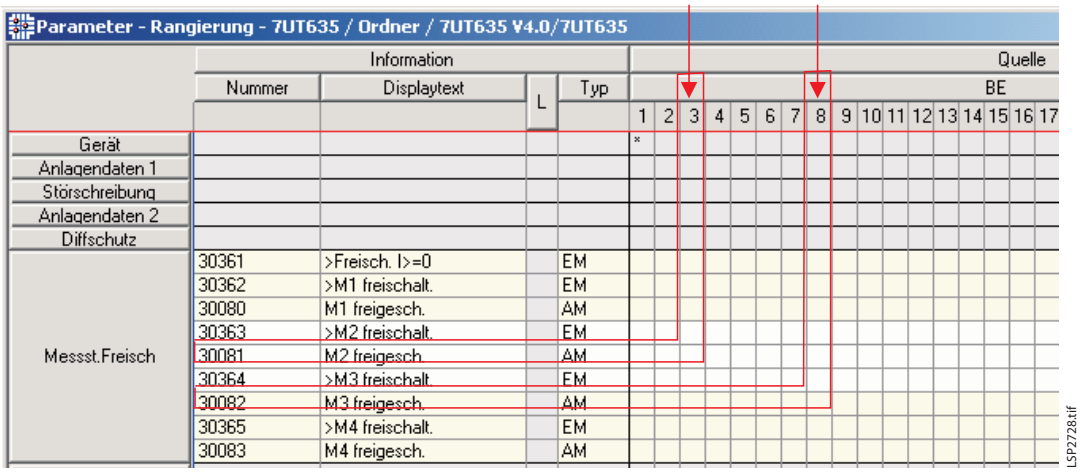
Steuerung über Binäreingänge

Das Zu- und Abschalten der Messeingänge wird über Binäreingänge gesteuert. Bild 6 zeigt die Rangiermatrix von DIGSI 4 mit den Signalen der Messstellenfreischaltung. In einem positiven Regelbereich (>2(+)) von 0 - 35° ist Messeingang 4 freigegeben und im negativen Regelbereich (< 1(-)) von 0 bis -35° der Messeingang 3. Die Umschaltung erfolgt über Signale vom Querregelstufenschalter, wenn der Energiefluss von positiver (Stellung 2+) in negative Richtung (Stellung 1-) wechselt. Im Bereich von (2+) - (1-) werden beide Eingänge blockiert und der Differentialschutz arbeitet als Zweiwicklungstransformator mit Schaltgruppe 0.

Fazit

Die Aufgabe, die große Phasendrehung der Querregelung schaltungstechnisch und über Parametrierung zu kompensieren, wurde mit SIPROTEC 7UT635 elegant gelöst. Ferner konnte für den Differentialschutz eine deutlich empfindlichere Einstellung gewählt werden, so dass für den gesamten Regelbereich ein empfindlicher zuverlässiger Schutz zur Verfügung steht. Ein Vorteil, der auch bei allen anderen Schrägregeltransformatoren dieses Typs zum Einsatz kommen kann. Hierbei muss nur die Parametrierung an das Schutzobjekt angepasst werden.

Stellung 1 (-) Stellung 2 (+)



	Information				Quelle																
	Nummer	Displaytext	L	Typ	BE																
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Gerät					*																
Anlagendaten 1																					
Störschreibung																					
Anlagendaten 2																					
Diffschutz																					
Messst.Freisch	30361	>Freisch. I>=0		EM																	
	30362	>M1 freischalt.		EM																	
	30080	M1 freigesch.		AM																	
	30363	>M2 freischalt.		EM																	
	30081	M2 freigesch.		AM																	
	30364	>M3 freischalt.		EM																	
	30082	M3 freigesch.		AM																	
	30365	>M4 freischalt.		EM																	
	30083	M4 freigesch.		AM																	

Bild 6 Messstellenfreischaltung über Binäreingang in der Rangiermatrix von DIGSI 4

SIEMENS
siemens-russia.com

Präzise Fernüberwachung über weite Entfernungen

Schutzdatenübertragung über Satellit und Power-Line Carrier in Peru

Das Unternehmen

In Peru sind Stromerzeugung- und Stromübertragungsunternehmen gesetzlich strikt getrennt. Als Übertragungsunternehmen ist die ISA (Interconexión Eléctrica S.A.) als ehemals zentrale Netzgesellschaft für die Koordinierung, Operation und Verwaltung des Verbundnetzes des ganzen Landes zuständig.

Die Ausgangssituation

Die Siemens Landesgesellschaft in Kolumbien hat in Peru 6 Anlagen mit SIPROTEC-Schutzgeräten der Generationen V2 / V3 und V4 mit einer zentralen Bedienung in der Anlage ausgestattet. Über einen mit DIGSI 4 ausgestatteten PC werden die Geräte zentral bedient (Bild 1). Das Herz des Systems ist – neben dem PC und passiven Umsetzern der 7XV5-Serie – der aktive Ministernkoppler 7XV5550, der die Anpassung der seriellen Datenrate für Geräte verschiedener Schutzgerätegenerationen vornimmt und dessen Einstellung DIGSI 4 direkt unterstützt. Für den Anwender ist damit kein Unterschied zu einer direkten Vor-Ort-Bedienung an der Frontschnittstelle gegeben. Alle Daten eines Schutzgerätes können am Anlagen-PC zentral ausgewertet und verwaltet werden.

Um sich die langen und zum Teil nicht ungefährlichen Wege zu den Anlagen zu sparen, wollte die ISA diese zentral von der Hauptstadt Lima aus bedienen. Die Installation des Nachrichtensystems HICOM von Siemens sollte von Lima aus über eine eigens eingerichtete Kommunikationsstrecke via Standleitungen die Verbindung herstellen und darüber angewählt werden können. Zusätzlich war geplant, über diese Strecken leittechnische Funktionen und die Sprachübertragung zu realisieren, wobei die Bandbreite von 64 kBit/s auf die verschiedenen Dienste aufgeteilt werden sollte. Zwei Anlagen wurden über angemietete Satellitenstrecken mit der Hauptstadt verbunden (s. Bild 2).

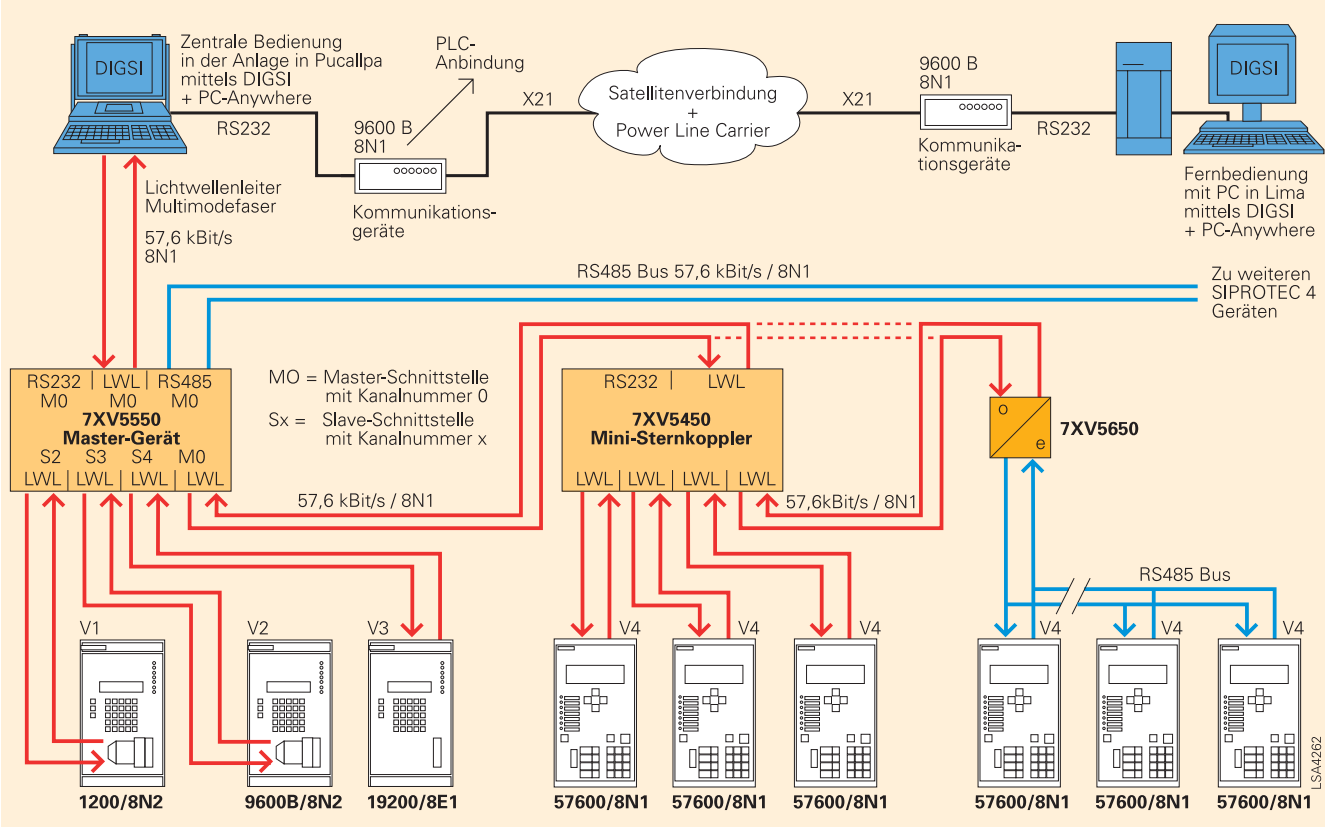


Bild 1 Schutzbedienkonzept in der Anlage am Beispiel Pucallpa

SIEMENS
siemens-russia.com

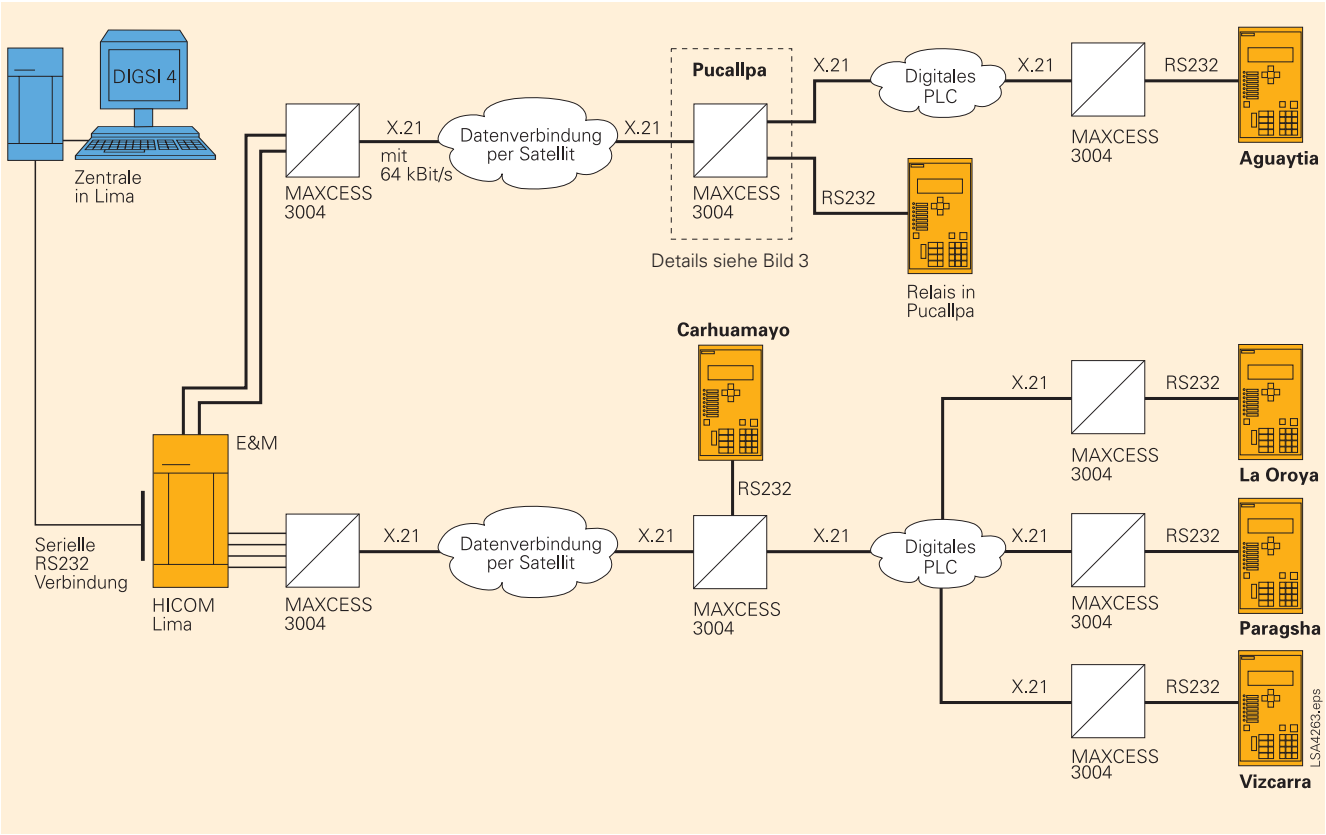


Bild 2 Übersicht der Anlagen in Peru

Eine Anlage befindet sich in Carhuamayo 4400 m hoch in den Anden (Bild 2), die andere in Pucallpa mitten im tropischen Regenwald. Von diesen beiden Anlagen aus werden vier weitere Anlagen mit einem digitalen Power Line Carrier (PLC) über die Höchstspannungsleitung mit bis zu 140 km Länge verbunden. Über die PLC-Verbindungen, die Siemens PTD EM mit dem neuen Power Link System realisiert hatte, können Daten mit maximal 76,8 kbps über die Hochspannungsleitung übertragen werden. Alle Verbindungen schienen ausreichend für die Übertragung von Schutzdaten mit DIGSI, das mit einer Datenrate von 9,6 kBit/s (V3-Geräte) bis 57,6 kBit/s (V4-Geräte) spezifiziert ist.

Trotz aller Theorie und erprobter Technik konnte nach Fertigstellung der Installation keine stabilen Verbindungen zu den Schutzgeräten hin aufgebaut werden. Damit wurde das ganze Konzept, nämlich mit DIGSI 4 von Lima aus die Geräte zentral zu bedienen, in Frage gestellt.

Das Konzept

Zur Analyse des Fehlers und der Erarbeitung einer Lösung wurde eine Testanlage mit dem Power Link System, nachrichtentechnischen Leitungssimulatoren und typischen Schutzgeräten (V2 / V3 und V4) im Labor in Nürnberg nachgebaut.
An der Testanlage wurde ausgemessen, dass die Laufzeitverzögerung über die PLC-Strecken ca. 110 ms betrug. Mit den weiteren 220 ms Verzögerung, die über die Satellitenstrecke entstehen, addiert sich die Verzögerungszeit in eine Richtung auf ca. 440 ms, wenn man eine Satellitenstrecke und zwei PLC-Strecken in Reihe hat. Bedingt durch den Aufbau des seriellen DIGSI-Protokolls, das eine siemensspezifische Erweiterung des IEC 61850-5-103-Protokolls ist, ist ein quittiertes Datenpaket zwischen Lima und den entfernten Anlagen ca. 1 Sekunde unterwegs. Diese Verzögerung und Lücken zwischen den Daten, die konzeptionell nicht in den Geräten und DIGSI im Protokoll und Timing vorgesehen sind, ermöglichten keine stabile und zuverlässige Verbindung. Daher musste ein anderes Konzept entwickelt und realisiert werden, das auf der bereits installierten Infrastruktur basiert, um zusätzliche Investitionen zu vermeiden.

Die Softwarelösung fand sich im Automatisierungsbereich bei A&D von Siemens mit der Remote-Control Software ´PC-Anywhere´. Diese erlaubt eine komplette Fernsteuerung entfernter PC's. Die Idee war also, den bereits in den Anlagen installierten zentralen PC von einem PC in Lima aus fernzusteuern. Durch Einwahl in den Anlagen-PC hat der Betreiber in Lima das Geschehen vor Ort auf seinem PC-Bildschirm und kann von diesem aus das lokal installierte DIGSI starten.

SIEMENS
siemens-russia.com

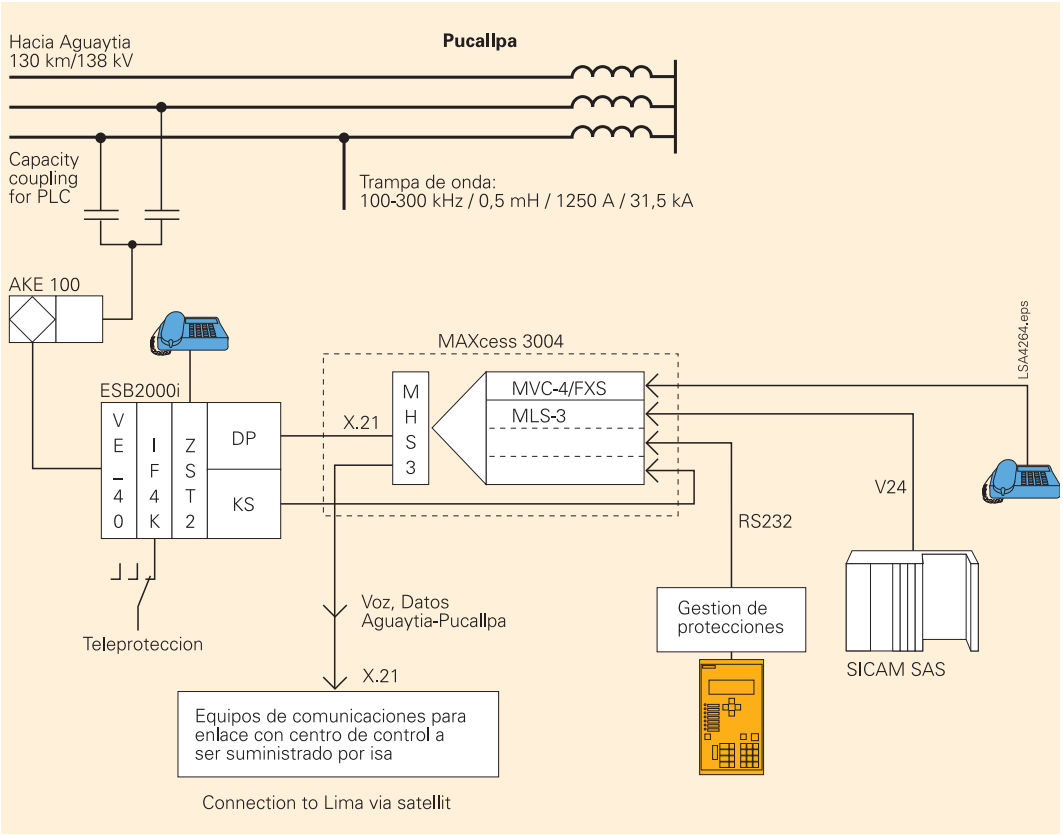


Bild 3 Kommunikationsanlage in Pucallpa

Die besonderen Vorteile

Der Betreiber nahm nun selbst die ersten Tests von Lima aus vor, nachdem in den Anlagen jeweils der zentrale PC administriert war und die lokale Verbindung zu den Schutzgeräten funktionierte. Folgende Anwendung wurde verifiziert, die später zum Einsatz kommen sollte:

- Verbindungsaufbau über PC-Anywhere vom PC in Lima zum PC der Anlage über die gewählte Standleitungsverbindung. Die Daten laufen über die Satellitenstrecke und die PLC-Strecke.
- Starten von DIGSI 4 auf dem zentralen PC in der Anlage, der nun von Lima aus komplett ferngesteuert wird.
- Aufbau einer Verbindung zum einen SIPROTEC Schutzgerät mit DIGSI 4. Da DIGSI vor Ort installiert ist, treten keine Verzögerungen auf. Die Übertragung der Schutzdaten erfolgt über die seriellen Verbindungen in der Anlage.
- Auswahl eines Störschriebs und anschließendes Speichern im COMTRADE-Format. Alternativ: Abspeichern aller Schutzdaten eines Gerätes in einem komprimierten Dex-File. Auch die Daten der gesamten Anlage können in einem komprimierten File gespeichert werden. DIGSI unterstützt diesen File-Export, der zur weltweiten Analyse von Schutzdaten genutzt werden kann.
- File-Transfer der Dateien nach Lima mit dem Programm PC-Anywhere, mit dem Daten zwischen den PCs ausgetauscht werden können.
- Importieren und Betrachten der Datenfiles in DIGSI und SIGRA mit DIGSI 4, das auf dem PC in Lima installiert ist. Die Schutzdaten können zentral verwaltet und ausgewertet werden.

SIEMENS
siemens-russia.com

Aus der Praxis

Der Testaufbau im Labor ermöglichte eine minutiöse Planung der Installation vor Ort. Dies hat dem Techniker-Team von PTD PA 13, PTD EM Personal, dem Betreiber und Siemens Kolumbien die Arbeit erheblich erleichtert. Angesichts der schwierigen Wegeverhältnisse zwischen den Anlagen, der Installation in 4400 m Höhe in Carhuamayo bei dünner Luft und eisiger Kälte und den tropischen Temperaturen im Regenwald in Pucallpa war die perfekte Vorbereitung von Deutschland aus ein wichtiger Faktor, um Kosten zu vermeiden und Improvisationen einzuschränken.

Fazit

Aufgrund der hohen Zufriedenheit des Auftraggebers wurden danach weitere Anlagen mit dieser Lösung ausgestattet und eine durchgängige Fernbedienung von Schutzgeräten verschiedener Generationen über die Kommunikationsstrecken hinweg realisiert. Der Betreiber kann nun seine Anlagen aus der Ferne bedienen und schutz- und leittechnische Funktionen zentral steuern.

Das Ergebnis dieser Lösung kann für langsame Modemverbindungen mit hohen Verzögerungszeiten, wie z.B. GSM-Verbindungen, verwendet werden und ermöglicht prinzipiell die weltweite Fernsteuerung von DIGSI über unterschiedlichste Kommunikationswege, die von der Remote-Control Software unterstützt werden. Mit der Datenübertragung über PLC kann die Kommunikation über weite Entfernungen über die Hochspannungsleitung erfolgen, die ohnehin in die Schaltanlage führt. Damit können auch digitale Schutzgeräte in weit abgelegenen Anlagen zentral bedient werden. Weitere schutz- und leittechnische Aufgaben sind in das Konzept integrierbar und werden über die gemeinsame Datenverbindung gemultiplext (s. Bild 3).

SIEMENS
siemens-russia.com

Einrichtung einer automatischen Lastumschaltung

Umschaltautomatik für Einspeisungen

Das Unternehmen

Der Kunde ist ein Unternehmen der petrochemischen Industrie. Die kritischen Steuerungsprozesse des Unternehmens sind durch einen hohen Energieverbrauch und hohe Anforderungen an die Betriebssicherheit gekennzeichnet.

Die Ausgangssituation

Im Rahmen des Projekts sollte die Umschaltung von Lasten zwischen Sammelschiene A und B in einer Schaltanlage realisiert werden. Der Kunde wünschte eine automatische Umschaltung ohne Unterbrechung, die folgende Merkmale aufweisen sollte:

- Im Fall einer Unterspannung in Sammelschiene A wird der Leistungsschalter CB-QA ausgelöst und trennt dabei automatisch den Sammelschienen-Längstrenner CB-QC ab. Dadurch wird nach einer finiten Unterbrechungszeit die Stromversorgung von Sammelschiene A wiederhergestellt.
- Bei einer Unterspannung in Sammelschiene B findet eine automatische Lastumschaltung wie oben beschrieben statt.
- Wenn die Stromversorgung der ausgelösten Einspeisung wiederhergestellt ist, muss der zugehörige Leistungsschalter (z. B. -QA) manuell geschlossen werden. Dies ist nur mittels des Synchronisierrelais möglich. Anschließend wird der Leistungsschalter (-QC) des Sammelschienen-Längstrenners automatisch ausgelöst, vorausgesetzt der Wahlschalter -S100 befindet sich in Position -QC.

Die Anforderungen des Kunden sahen außerdem eine manuelle Umschaltung ohne Unterbrechung in den folgenden Fällen vor:

- Im Ausgangszustand sind die Einspeisungen A (-QA) und B (-QB) geschlossen, der Sammelschienen-Längstrenner (-QC) ist offen.
- An einer der beiden Einspeisungen wird eine Unterspannung festgestellt. Der Sammelschienen-Längstrenner kann nur geschlossen werden, wenn ein Freigabebefehl des zugehörigen Synchronisierrelais vorliegt.

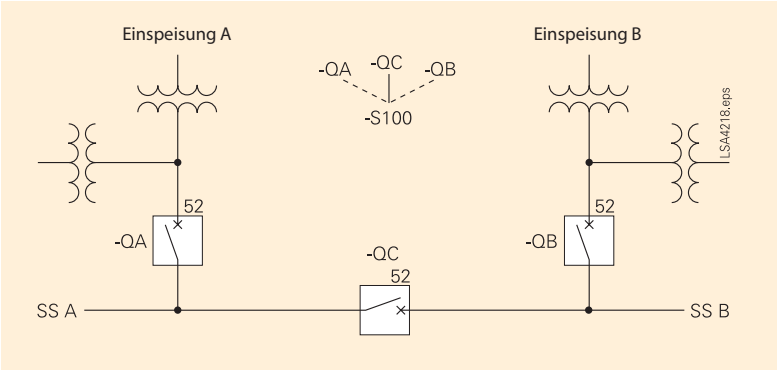


Bild 1

- Nach dem der Sammelschienen-Längstrenner über einen bestimmten Zeitraum geschlossen war, öffnet einer der Leistungsschalter automatisch, und zwar abhängig von der Position des Wahlschalters.

Das Konzept

Die Lösung beinhaltete die Steuerung jedes Leistungsschalters mit einem SIPROTEC 4-Relais, wobei die Unterspannungserkennung als Funktion innerhalb der Einspeiserelais implementiert wurde. Der Signalaustausch zwischen den Relais ist über Ein- und Ausgänge der jeweiligen Relais fest verdrahtet. Die Informationen des Wahlschalters -S100 werden an das Relais des Sammelschienen-Längstrenners weitergeleitet.

Jedes Relais wurde so programmiert, dass es den jeweils angeschlossenen Leistungsschalter steuert und Befehlssignale an die anderen beiden SIPROTEC 4-Relais ausgibt. Das automatisierte System akzeptiert auch manuelle Befehle und kann mit einem separaten Synchronisierrelais betrieben werden.

Fazit

Diese Lösung wurde 2002 installiert und arbeitet seitdem ordnungsgemäß. Dieselbe Lösung wurde auch für 33-kV-, 6,6-kV- und 400-V-Schaltanlagen mit SIPROTEC 7SJ63- und 7SJ62-Relais realisiert.

SIEMENS
siemens-russia.com

Bild 2
8DB Gasisolierte Schaltanlage 33 kV, mit 7SJ63 geschützte und gesteuerte Leistungsschalter

Bild 3
8BK Luftisolierte Schaltanlage 6,6 kV, mit 7SJ63 geschützte und gesteuerte Leistungsschalter

Bild 4
SIVACON 400 V, mit 7SJ62 geschützte und gesteuerte Leistungsschalter

SIEMENS
siemens-russia.com

Energie für die Insel

Kraftwerk-Systemlösung mit dynamischen Lastabwurf auf Malta

Das Unternehmen

Enemalta ist das staatliche Energieversorgungsunternehmen von Malta und nimmt eine Monopolstellung auf der Mittelmeerinsel ein. Das Versorgungsgebiet erstreckt sich über die gesamte 320 km^2 kleine Insel, die 90 km südlich von Sizilien, 290 km nördlich von Afrika und ziemlich genau zwischen Gibraltar und Alexandria im Zentrum der Mittelmeeranrainerstaaten liegt.

Nach der wechselvollen Geschichte erlangte Malta 1964 die formelle und 1979 mit dem Abzug der letzten britischen Truppen die endgültige Unabhängigkeit.
In einem Referendum haben sich die Malteser entschieden im Mai 2004 der Europäischen Union beizutreten.

Die Insel Malta bereitet sich mit zahlreichen Investitionen auf seine neue Rolle in der Europäischen Union vor – unter anderem als Brückenpfeiler nach Nordafrika.

Die Ausgangssituation

Da Malta zurzeit noch über keine Festlandverbindung verfügt und nur von zwei Kraftwerken eingespeist wird, kann man im wahrsten Sinne des Wortes von einem klassischen Inselnetz sprechen.

Aufgrund eines außergewöhnlich heißen Sommers 2003 konnte Enemalta die Stromversorgung nicht immer sicherstellen. Das bedeutet für das EVU zum einen die Kapazitäten zu erweitern und zum anderen die Betriebssicherheit und Verfügbarkeit des Kraftwerkes Marsa zu verbessern.

Bedingt dadurch, dass Malta sich auf felsigem Grund befindet und über wenig natürliche Grundwasser-Ressourcen verfügt, die die geringen Niederschläge auffangen könnten, kann der steigende Trinkwasserbedarf zum überwiegenden Teil nur durch Meerwasserentsalzungsanlagen gedeckt werden. Diese lebenswichtigen Anlagen machen einen wesentlichen Teil des Energiebedarfes aus. Weitere Schwerpunktlasten sind Klimaanlagen der Tourismusbranche sowie der maltesischen Haushalte. Einige Schiffswerften und Häfen sowie Fischverarbeitungsfabriken stellen weitere Großverbraucher dar.

LSP2729.tif

Bild 1 Auch traditionelle Fortbewegungsmittel sind in Malta anzutreffen, aber mehr für die Touristen.

Weil Malta energietechnisch gesehen mit den beiden Kraftwerken Delimara und Marsa nur auf zwei Beinen steht, ist das Inselnetz störanfällig. Der Ausfall eines Generators in Spitzenlastzeiten kann zu erheblichen Netzstörungen führen.

Das Konzept

Im Rahmen der notwendigen Investitionen des Kunden Enemalta sollen im Kraftwerk Marsa im ersten Schritt sowohl der Generatorschutz mit Synchronisierung, als auch die damit verbundenen zwei Mittelspannungsschaltanlagen für die Energieverteilung mit entsprechendem Netzschutz und Sammelschieneschutz erneuert werden.

Enemalta legt im Kraftwerk großen Wert auf die Verfügbarkeit der energietechnischen Anlagenteile. Neben einem sicheren Schutzkonzept, einem redundanten Stations-Kommunikations-Bus sollen auch redundante Master-Units vorgesehen werden. Beim Ausfall eines Generators muss die fehlende Energie durch einen zuvor priorisierten Lastabwurf dynamisch ausgeglichen werden, um die Netzstabilität sicherzustellen.

Siemens konnte sich mit seiner technisch überzeugenden Gesamtlösung erfolgreich gegen den Mitbewerb durchsetzen.

SIEMENS
siemens-russia.com

Die besonderen Vorteile

Es gab gleich mehrere Gründe für die Auftragsvergabe an Siemens. Dazu gehören die Erfüllung der Spezifikation, das günstige Preis-Leistungsverhältnis sowie der partnerschaftliche Umgang mit dem Kunden. Ganz wichtig aber auch die Integration aller Schutzkomponenten für die Generatoren, Sammelschienen, Leitungen und Transformatoren sowie des Netzes in ein Gesamtsystem. Hervorzuheben ist auch die gute Teamarbeit mit den Kollegen der Mittelspannung von der Angebotserstellung bis zur Vergabe. Die Siemens-Lösung integriert die Komponenten Mittelspannungsschaltanlage, Generatorschutz (7UM62), Sammelschienenschutz (7SS52), Netzschutz (7SJ63 und 7UT612/13) sowie den dynamischen Lastabwurf zu einem Gesamtsystem

Neuartiges dynamisches Lastabwurf-Konzept

Mit entscheidend für den Zuschlag war, dass PTD PA erstmalig ein neuartiges dynamisches Lastabwurf-Konzept in einem Kraftwerk realisieren wird. Die Kombination der verteilten Logik in den SIPROTEC 4-Schutz- und Mastergeräten sowie das neuartige Kalkulationsverfahren vor dem eventuellem Störfall ermöglichen Reaktionszeiten für den dynamischen Lastabwurf im Bereich kleiner 50 ms.

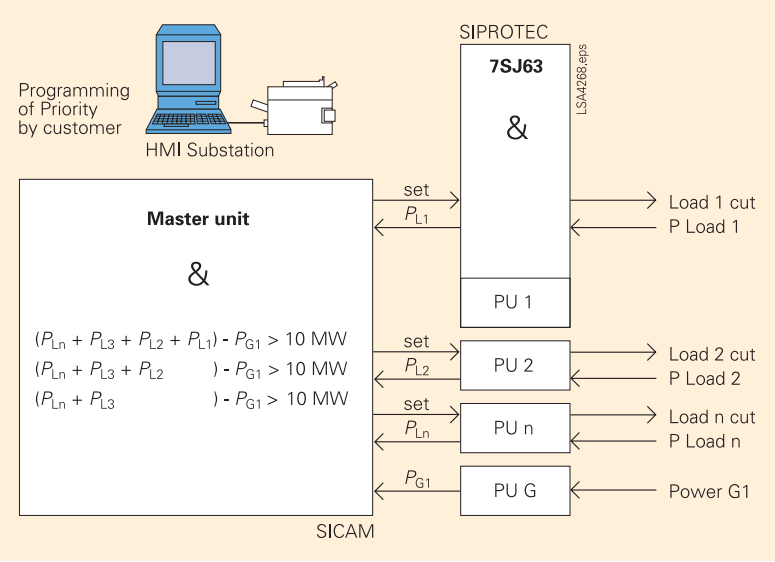


Bild 2 Konzept des dynamischen Lastabwurfes

Partnerschaftlich zum Projekterfolg

Während des Projektstart-Meetings im März 2004 wurden die Gegebenheiten des Kraftwerkes der neu und zu erweiternden Anlagenteile aufgenommen.
Gemeinsam mit dem Kunden sowie dem Projektmanagement von Siemens wurden offene Punkte besprochen und vor Ort im gegenseitigem Einvernehmen geklärt.

Das Startgespräch beinhaltete ebenfalls ein Projektorganisationsdiagramm mit Verantwortlichkeiten und Ansprechpartnern sowie einen gemeinsam abgestimmten Terminplan mit fest definierten Meilensteinen für Siemens und den Kunden. Damit wurde der Grundstein für eine erfolgreiche Projektrealisierung gelegt.
Die Inbetriebsetzung erfolgte Anfang 2005.

Fazit

Mit der Modernisierung des Kraftwerkes Marsa leistet Siemens einen wichtigen Beitrag zur Verbesserung der energietechnischen Infrastruktur des neuen EU-Mitgliedstaates Malta, das auf dem bestem Wege ist, sich zum Nabel des Mittelmeerraumes zu entwickeln.

SIEMENS
siemens-russia.com

Sicherheit in einer neuen Dimension

Sicherer Betrieb des Wasserkraftwerkes „Drei Schluchten" durch SIPROTEC 4.

Das Projekt

1992 beschloss der chinesische nationale Volksrat den Bau des Staudammprojekts „Drei Schluchten" am größten asiatischen Fluss Jangtsekiang (Yangtse). Fünf Jahre später wurde in der Provinz Hubai in der Nähe der Städte Sandouping und Yichang, unmittelbar vor den drei Schluchten mit der Errichtung des Dammes und des Wasserkraftwerkes begonnen.

Der Staudamm hat im Endausbau eine Höhe von 185 m und eine Breite von 2305 m. Der aufgestaute See wird sich über eine Strecke von ca. 660 km ausdehnen und das größte gestaute Wasserreservoir der Welt sein. Die erste Teilflutung des Dammes begann im Juni 2003 und die endgültige Fertigstellung dieses gigantischen Bauwerkes ist für 2009 geplant.

Mit dem Projekt verfolgt China drei Ziele:

- Gewinnung von Elektrizität
- Bessere Schiffbarkeit des Yangtse (bisher nur auf einer Länge von 2800 km befahrbar)
- Hochwasserschutz für die gesamte Region

Das weltgrößte Wasserkraftwerk

Im Endausbau ist geplant, dass das Drei-Schluchten-Kraftwerk ungefähr 9 % des gesamten Strombedarfs von China deckt. 26 Turbinen und Generatoren mit einer Leistung von 18 200 MW speisen dann Energie ins Stromnetz ein. Jede der Turbinen ist für eine Leistung von 700 MW ausgelegt. Mit der Fertigstellung des ersten Teilabschnittes Ende 2004 wurden 14 Generatoren an das Netz angeschlossen.

Zahlreiche primärtechnische Komponenten werden von Siemens PTD geliefert. So wurden von PTD Transformers 14 Maschinentransformatoren mit einer Nennleistung von 840 MVA und Oberspannung von 550 kV gefertigt. PTD High Voltage sorgt mit 550-kV-HGÜ-Systemen für den zuverlässigen Weitertransport der Elektroenergie.

Die Ausgangssituation

Die Errichtung eines Wasserkraftwerks ist immer wieder eine technische und logistische Herausforderung, da viele Variable eingeplant werden müssen. Die immensen Dimensionen und freisetzbaren Kräfte des Wasserkraftwerkes verlangten – gerade bei den Sicherungsmaßnahmen – maßgeschneiderte Lösungen. Die Francis-Turbine hat einen Wasserdurchsatz von 996 m^3/s und einen Turbinendurchmesser von 9,4 m. Im Ständer des Generators (Innendurchmesser 18,5 m) könnte ein ganzes Orchester Platz finden (siehe Bilder 3 bis 5).

Auf der anderen Seite erfordern auch begrenzte Platzverhältnisse – beispielsweise von den Maschinentransformatoren – eine extrem kompakte Bauweise. Für den Drei-Schluchten-Staudamm wurden sie in Nürnberg gefertigt und per Schiff zur Baustelle transportiert.

LSP2704.tif

Bild 1 Drei Schluchten

LSP2534.tif

Bild 2 Ausbaustufe des Staudamms

LSP2535.tif

Immense Energiereserven

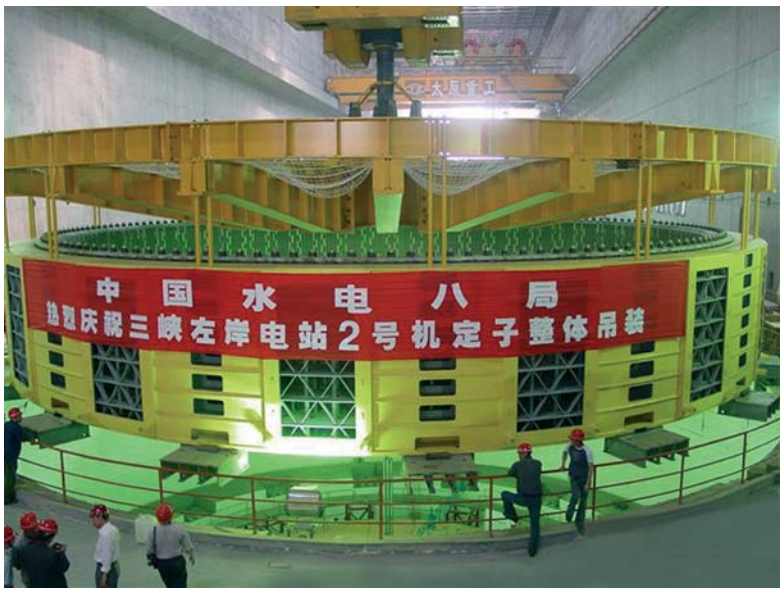
SIEMENS
siemens-russia.com

LSP2538.tif

LSP2537.tif

Bild 4 Turbinenrad

Bild 3
Turbinenwelle



LSP2536.tif

Bild 5 Absenken des Generatorständers

Das Konzept

Mit SIPROTEC 4 kam die modernste Schutztechnik zum Einsatz. Diese schützt sowohl den Generator als auch den Maschinentransformator einschließlich der Netzeinspeisung. In gewohnter Form lieferte Power Automation die Schutzschränke, eine umfangreiche Dokumentation und den Schutzeinstellbericht. Der erste Lieferumfang für 6 Generatoren betrug 12 Schutzschränke.

Durch die leistungsfähigen SIPROTEC-Schutzgeräte von Siemens konnte mit wenigen Geräten (2 x 7UM622, 5 x 7UT612 und 2 x 7SJ611) ein durchgängiges Redundanzkonzept realisiert und das n-1-Prinzip erfüllt werden. Bild 6 zeigt das schutztechnische Grundkonzept. Die beiden 7UM622 schützen den Generator und sind der Reserveschutz für den Maschinentransformator bzw. das Netz (Impedanzschutz bzw. oberspannungsseitiger Überstromschutz). Vom Funktionsumfang wurde die Maximalfunktionalität ausgewählt und der überwiegende Teil der Funktionen aktiviert. Somit werden Ständererdschlüsse (90% und 100 % mit dem 20-Hz-Prinzip), Läufererdschlüsse (1-3 Hz-Messprinzip), Kurzschlüsse (Differential-, Impedanz- und Überstromschutz), unzulässige Belastungen (Überlast- und Schieflastschutz) und Fehler in der Erregung bzw. bei der Regelung (Untererregungs-, Überspannungs- und Frequenzschutz) sicher durch die Geräte erfasst. Um Schäden am Kraftwerksblock durch Wirkleistungspendlungen zu vermeiden, ist zusätzlich der Außertrittfallschutz aktiv.

Zwei 7UT612 bilden den Hauptschutz für den Maschinentransformator und je ein 7UT612 den Hauptschutz für den 15-MVA-Eigenbedarfstransformator sowie für den 6,6-MVA-Erregertransformator. In den Geräten für den Maschinentransformator ist neben dem Differentialschutz noch der Überstromschutz am Transformator- sternpunkt zur Erfassung von hochspannungsseitigen Erdkurzschlüssen aktiviert.
Der fünfte 7UT612 wurde zusätzlich als Querdifferentialschutz am Generator eingesetzt, um Windungsschlüsse zu erfassen. Dieses Schutzprinzip ist eine Besonderheit bei Wasserkraftgeneratoren. Um die großen Nennströme (ca. 24 000 A) zu bewältigen, ist die Ständerwicklung pro Phase auf mehrere Stränge aufgeteilt. Damit liegen pro Phase mehrere Stäbe in einer Nut. Isolationsfehler zwischen den Stäben bedeuten einen Windungsschluss, der zu hohen Kreisströmen innerhalb einer Wicklung und zu enormen Schäden am Generator führt. Hier bietet der Querdifferentialschutz die entsprechende Empfindlichkeit, Schnelligkeit und Stabilität.

Eine alternative, vereinfachte Lösung ist die Erfassung des Ausgleichstromes zwischen den beiden Sternpunkten der aufgeteilten Ständerwicklung. Hierzu wird die empfindliche Erdstromfunktion im 7UM62 genutzt. Sie ist damit das redundante Prinzip zum Querdifferentialschutz.

Eine weitere Besonderheit des Blockschutzes ist die Verarbeitung nichtlichtelektrischer Signale, wie z.B. vom Buchholzschutz, der Öldrucküberwachung, der SF6-Drucküberwachung an den Durchführungen und sonstiger maschinentechnischer Signale. Hierzu wurden in den 7UM's die direkten Einkopplungen genutzt.

SIEMENS
siemens-russia.com

Mit der integrierten Logikfunktionalität (CFC) konnten notwendige Verriegelungen und logische Verknüpfungen realisiert werden. Dies führte zu einer Reduktion des Verdrahtungsaufwandes und der Einsparung externer Hilfsrelais.

In Abhängigkeit von den Fehlerbedingungen sind die unterschiedlichen Schalter zu betätigen. Die logische Zuordnung und die erforderlichen Abschaltprogramme wurden über die programmierbare Softwarematrix realisiert. Damit können die Schalter von den Binärausgängen direkt angesteuert werden.

Im Bild nicht dargestellt ist die Kommunikation. Die Schutzeinstellung und das Auslesen der Daten im Störungsfall erfolgt vom Schutzexperten mittels DIGSI direkt an den Geräten. Die für das Betriebspersonal relevanten Meldungen und Messwerte werden über PROFIBUS DP zur Kraftwerksleittechnik übertragen und dort visualisiert.

Vertrieb

Entsprechend der Kundenausschreibung wird das Schutzkonzept festgelegt, die erforderlichen Schutzgeräte ausgewählt und das Gesamtangebot erstellt. Die Besonderheit bei Wasserkraftwerken und insbesondere bei dem Drei-Schluchten-Projekt ist die lange Realisierungsdauer.

In die Projektlaufdauer muss deshalb auch die Geräteentwicklung einberechnet werden, um technisch immer up to date zu sein. Zu Beginn des Drei-Schluchten-Staudamm Projekts waren beispielsweise die SIPROTEC 4-Schutzgeräte gerade eingeführt worden, die Vorzüge der neuen Technologie waren in Fachkreisen noch nicht ausreichend bekannt. Der Einhaltung von Entwicklungsterminen und der Produktqualität kam deshalb entscheidende Bedeutung zu.

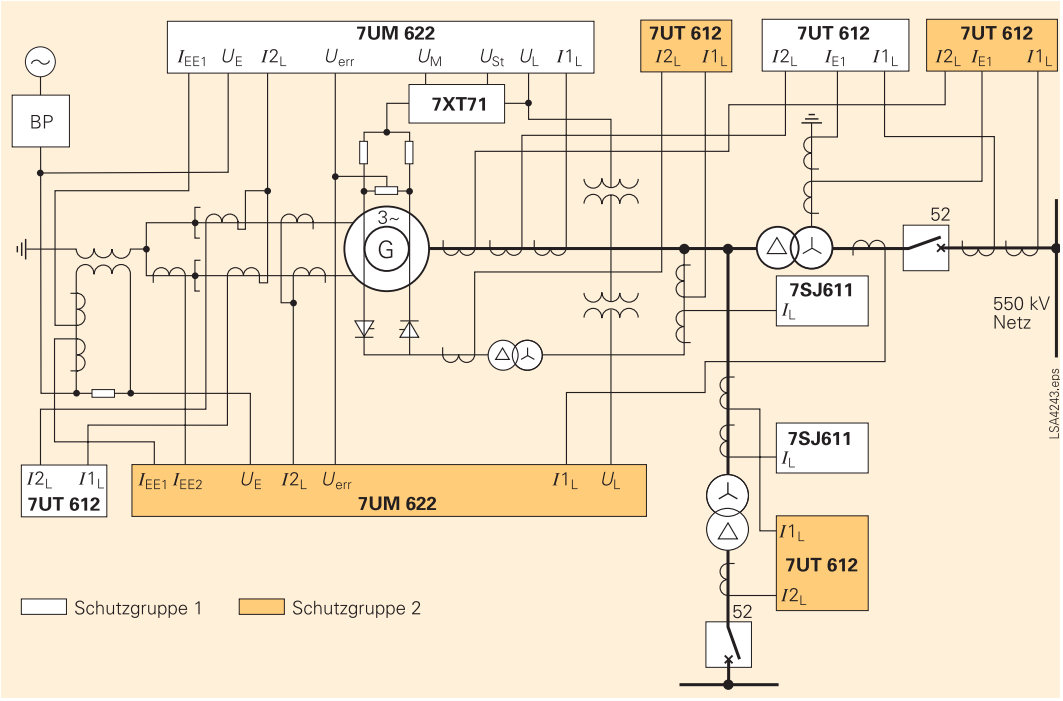


Bild 6 Schutzkonzept, Single-Line-Diagramm

■ Die besonderen Vorteile

Systemgeschäft ist Teamarbeit

Systemgeschäft heißt Komplettanlagen termin- und qualitätsgerecht dem Kunden zu übergeben. Dabei gilt es oft auch firmenübergreifend die unterschiedlichsten Gewerke und Personen zu koordinieren. Innerhalb von Siemens ist die Wertschöpfung auf folgende Säulen verteilt:

Engineering

Nach der Auftragserteilung beginnen die Detailarbeiten. Die Klärungen und Auslegungen von den zu liefernden Teilkomponenten sowie die Erstellung des Schaltbuches sind hier elementar. Im Fall des Drei-Schluchten-Staudammes musste die Stromwandlerauslegung bestätigt werden. Die Besonderheit des Projekts war, ein Optimum zwischen Wirtschaftlichkeit, dem begrenzten Platz für die Stromwandler und die zu erfüllenden dynamischen Eigenschaften (sättigungsfreie Zeit) zu finden. Beispielsweise hat der abgangsseitige Stromwandler ein Übersetzungsverhältnis von 30 000 A auf 1 A.

SIEMENS
siemens-russia.com

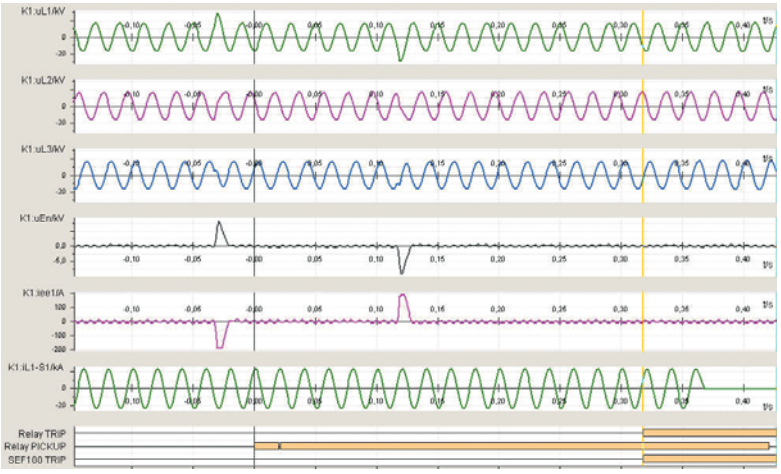
30 000 Windungen und das bei mehreren Kernen müssen dabei untergebracht werden, ohne die Übertragungseigenschaften zu beeinträchtigen. Gelöst wurde diese Herausforderung durch die Konstruktion von zwei Linearkernen TPY neben einem eisengeschlossen Kern 5P100 10 VA. Die Festlegung der Einstellwerte war ein weiterer wichtiger Bestandteil des Engineeringprojekts. In einem Einstellbericht müssen alle Einstellparameter nachvollziehbar dokumentiert werden. Durch die Besonderheiten bei den Wasserkraftwerken und die Grenzdimensionierung der Primäranlage (z.B. Maschinentransformator) war Erfahrung gefragt, damit alle Betriebs- und Gefährdungszustände richtig erfasst werden. Zusätzlich sind die erforderlichen CFC-Logiken zu erarbeiten und natürlich zu prüfen. Die Arbeiten enden mit dem erstellten Parametersatz in DIGSI. Gemäß dem Schaltbuch sind auch die erforderlichen Rangierungen (BE, BA, LED, CFC sowie seriellen Schnittstellen) durchzuführen.

Projektabwicklung

Hier stehen die Koordination der Gesamtarbeiten sowie die Klärungen offener Fragen im Mittelpunkt. Im Detail sind das die Gerätebestellung und die Abstimmung der Liefertermine mit dem Werk, die Koordination der Schrankfertigung, die Schnittstellenklärung und das gesamte Controling sowie die Auftraggeberbetreuung (z.B. während der Schrankabnahme). Außerdem gilt es projektspezifisch Schulungen für die späteren Betreiber durchzuführen, um den reibungslosen Ablauf der Inbetriebnahme zu unterstützen.

Da die Kraftwerksleittechnik und die Kommunikationslösungen der Schutzgeräte von unterschiedlichen Herstellern geliefert wurden, fanden Integrationstests mit Mustergeräten statt. Ferner wurde in der Werkstadt Fürth ein Kompletttest des Schutzsystems durchgeführt (Bild 8). Damit lief auf der Baustelle die Einbindung der Einzelkomponenten in die Gesamtanlage problemlos ab.

Bild 7
SIGRA-Aufzeichnung von der Schutzauslösung



LSP2530.tif

Aus der Praxis

Während des Probebetriebes kam es zum Erstaunen aller Beteiligten zu einer ersten Schutzauslösung durch den 100 %-Ständererdschlussschutz. Was war passiert? Bei laufender Maschine war ein weiteres Gerät aktiv, welches unter Betriebsbedingungen den Isolationswiderstand des Ständers überwachen sollte. Dieses Gerät verursachte einen Erdschluss, der sicher durch den 100 %-Schutz nach dem 20-Hz-Messprinzip erfasst und abgeschaltet wurde.

Nach der Schutzauslösung konnte einerseits dem Kunden gezeigt werden, wie leistungsfähig der Schutz von Siemens ist und anderseits welche Vorzüge die Digitaltechnik bietet. So lies sich mit den im Schutz gespeicherten Informationen einfach und unkompliziert der Fehler analysieren. Im Störfallpuffer wird millisekundengenau jede Reaktion der Schutzfunktionen mitprotokolliert und im Störschrieb werden die Momentanwerte der analogen Eingangsgrößen sowie zugeordnete Binärspuren geschrieben. Die Auswertung des Störschriebs erfolgt mit dem leistungsfähigen Tool SIGRA. Bild 7 zeigt den aufbereiteten Störschrieb. Deutlich zu erkennen ist die zweimalige kurzzeitige Erhöhung in der Verlagerungsspannung und im Erdstrom sowie ein Phasenwinkelsprung in den Leiter-Erde-Spannungen. Die binären Spuren zeigen die Reaktion der Schutzfunktion. Man sieht die Geräteanregung und die Auslösung durch den Schutz.

LSP2541.tif

Bild 8 Prüfung der Generatorschutzschränke

Fazit

Trotz der immensen Dimensionen des Projektes und den Herausforderungen der Integration von Komponenten unterschiedlichster Hersteller kam es zu keiner Verzögerung in der Bau- oder Inbetriebnahmephase. Ein Grund war sicherlich die einzigartige Flexibilität der Siemens Technologie für den elektrischen Blockschutz, ein anderer das gute Teamwork aller Beteiligten, wie Vertrieb, Engineering, Projektabwicklung, Produktion sowie Entwicklung und die sehr gute Zusammenarbeit mit der Baustelle.

SIEMENS
siemens-russia.com

Hohe Anlagenverfügbarkeit und -sicherheit

Schutz- und Leittechnik als Gesamtsystem für Wasserkraftwerke der Energie AG Oberösterreich

Das Unternehmen

Die Energie AG ist der führende Infrastrukturkonzern für den Wirtschaftsraum Oberösterreich. Kerngeschäft des Unternehmens ist die preisgerechte und umweltschonende Erzeugung von elektrischer Energie. Die Schaffung von Kundenzufriedenheit durch entsprechende Preis-, Service- und Dienstleistungsangebote steht dabei im Vordergrund des Handelns. Neben dem Kerngeschäft zählen Energiedienstleistung, Wärme, Gas, Telekommunikation, Entsorgung sowie Wasser/Abwasser zu den Geschäftsfeldern.

Die Ausgangssituation

Das Kraftwerk Großarl der Energie AG Oberösterreich wurde 1917 errichtet. Es befindet sich im Salzburger Großarltal und nutzt das Wasser der Großarler Ache. Im Krafthaus, das 1966 umgebaut wurde, sind zwei Francis-Turbinensätze installiert. Die beiden Synchrongeneratoren speisen in Blockschaltung in die 30-kV-Schaltanlage ein.

LSP2539.tif

Von dort wird die Energie über zwei 30-kV-Leitungsabzweige ins Netz geliefert. In Bild 1 und Tabelle 1 sind die Anlagenübersicht und die Kraftwerksdaten dargestellt.

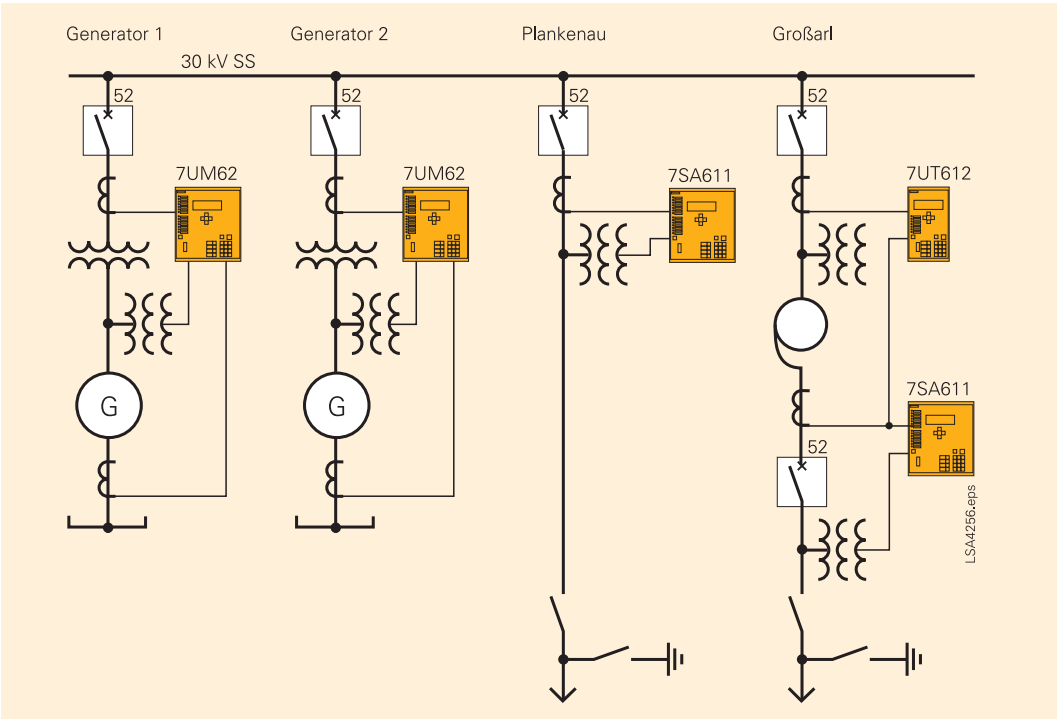


Bild 1 Anlagenübersicht

SIEMENS
siemens-russia.com

Bild 2 Bestehende Schalttafeln

Das alte Schutz- und Steuerungskonzept bestand aus vielen Einzelkomponenten, wie Relais, Bedienelemente, Anzeigeinstrumente sowie Messumformern (Bild 2), die über eine große Anzahl von Kupferleitungen und Kabelverbindungen zusammengeschaltet waren.

	Maschine 1(2)
Turbine	Francis
Nennleistung	3,18 MW
Drehzahl	750 m^{-1}
Generator	Drehstrom-Synchron
Nennleistung	3,80 MVA
Nennspannung	6,30 kV
Nennstrom	348 A

Tabelle 1: Kraftwerksdaten

Im Jahr 2002 wurden wesentliche Kraftwerkskomponenten erneuert. Dazu gehören der elektrische und der mechanische Schutz, die Maschinenautomatik, die Wartensteuerung und die Erregereinrichtung. Im Zuge der Erneuerung sollte auch ein modernes und zukunftsweisendes Schutz- und Leittechnikkonzept realisiert werden.

Das Konzept

Der elektrische Schutz von Kraftwerken stellt hohe Anforderungen an die Flexibilität und Funktionalität der Schutzgeräte. Aufbauend auf den Erfahrungen der V3-Geräte wurde mit SIPROTEC 4 ein innovatives Schutzsystem geschaffen, das vollkommen neue Möglichkeiten der Integration von Schutz- und Automatisierungsfunktionen bietet. Durch die Kommunikation mit PROFIBUS DP ist eine problemlose Anbindung an Kraftwerksleitsysteme möglich.

Schutz bis ins Detail

Der komplette Blockschutz wird von einem Maschinenschutzbaustein SIPROTEC 7UM62 übernommen, als Reserveschutz ist ein wandlerstromversorgter Überstromzeitschutz (UMZ) mit Kondensatorauslösegerät eingebaut (Bild 3).

Für den Statorerdschlussschutz wird der vorhandene Bütowtrafo weiterverwendet, wobei die Steuerung der Belastungswiderstände über die CFC-Funktion im 7UM62 realisiert wurde. Mit dem Bütowtrafo wird bereits im erdschlussfreien Betrieb eine Verlagerungsspannung erzeugt, so dass ohne zusätzliche Geräte ein 100-%- Statorerdschlussschutz möglich ist.

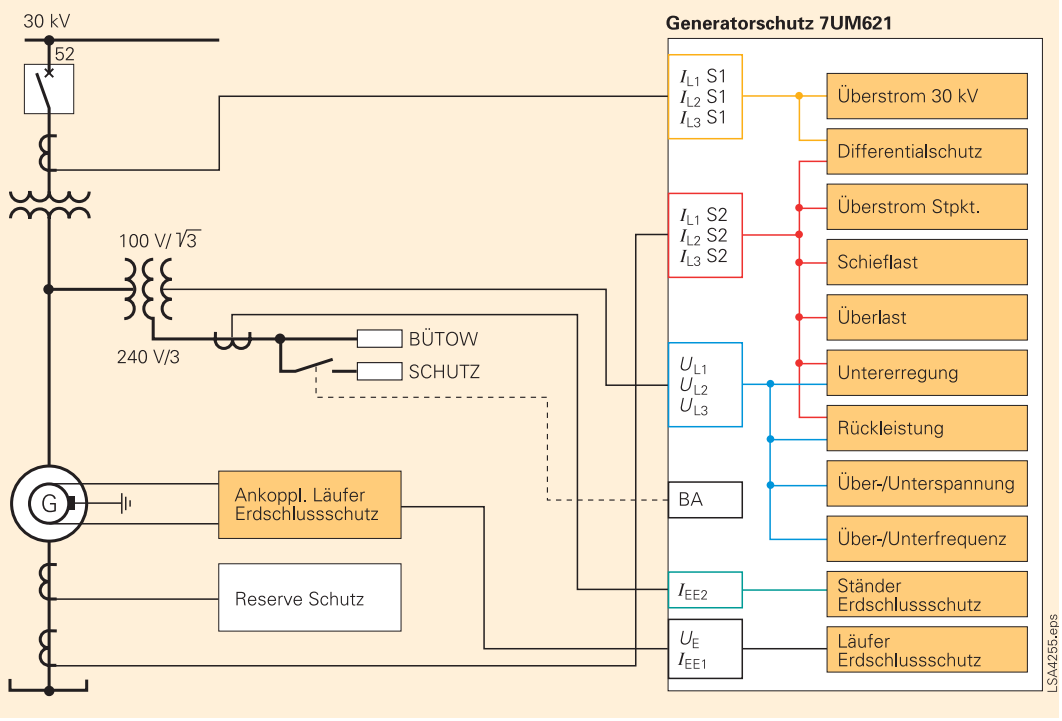


Bild 3
Generatorschutzkonzept

SIEMENS
siemens-russia.com

Fernbedienung möglich

Die 30-kV-Leitungen werden mit Distanzschutz SIPROTEC 7SA611 geschützt. Alle Schutzgeräte sind über die RS 485-Serviceschnittstelle mit einem Modem verbunden (Bild 4). Damit ist die volle DIGSI-Funktionalität, wie zum Beispiel Änderung von Parametern, Auslesen von Betriebs- und Störfallmeldungen, Anzeige von Betriebsmesswerten, etc. auch aus der Ferne möglich. Fernwartung und schnelle Störungsaufklärung werden dadurch wesentlich erleichtert.

Sichere Basis: SIMATIC S7

Die Leittechnik (Bild 4) wurde auf Basis SIMATIC S7 realisiert. Die Leittechnikaufgaben des Kraftwerks Großarl sind auf drei Steuereinheiten, die mit MPI-Bus untereinander verbunden sind, aufgeteilt. Für jeden Maschinensatz sowie für den allgemeinen Teil ist eine eigene Steuereinheit vorhanden. Je Maschine übernimmt eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) die Funktionen Maschinenautomatik, mechanischer Schutz und Ankopplung des Generatorschutz über PROFIBUS DP zur Übertragung von Meldungen und Messwerten.

Eine SPS für den allgemeinen Teil steuert die 30-kV-Leitungsabzweige, übernimmt die Ankopplung der Leitungsschutzgeräte über PROFIBUS DP und bearbeitet die Schnittstelle zur Kraftwerksleitstelle über Fernsteuerung.

Redundantes System

Die Bedienung, Messwertanzeige und Überwachung (Alarm- und Ereignislisten) erfolgt über zwei Touch-Panels, wobei bei jedem Touch-Panel beide Maschinensätze sowie die 30-kV-Leitungsabzweige gesteuert werden können. So ist Redundanz bei Ausfall eines Touch-Panels gegeben.

■ Die besonderen Vorteile

Flexibel durch Touch-Panels

Mit SIMATIC S7 wurde ein standardisiertes Produkt für die Kraftwerksleittechnik eingesetzt. Die Bedienung über Touch-Panels bietet mehr Flexibilität bei Änderungen und erspart den Einbau vieler Bedien- und Anzeigegeräte.

Weniger Aufwand bei Engineering und Inbetriebsetzung

Durch die Anbindung der SIPROTEC 4-Schutzgeräte an die SIMATIC S7 mit PROFIBUS können extern aufgebaute Messumformer sowie Analog- und Digitaleingänge in der SPS eingespart werden. Zusätzlich bringt der Wegfall dieser Hardwarekomponenten auch eine Reduzierung des Engineering- und Inbetriebsetzungsaufwandes.

Die Umbauphase konnte durch den geringen Montage- und Verkabelungsaufwand sehr kurz gehalten werden.

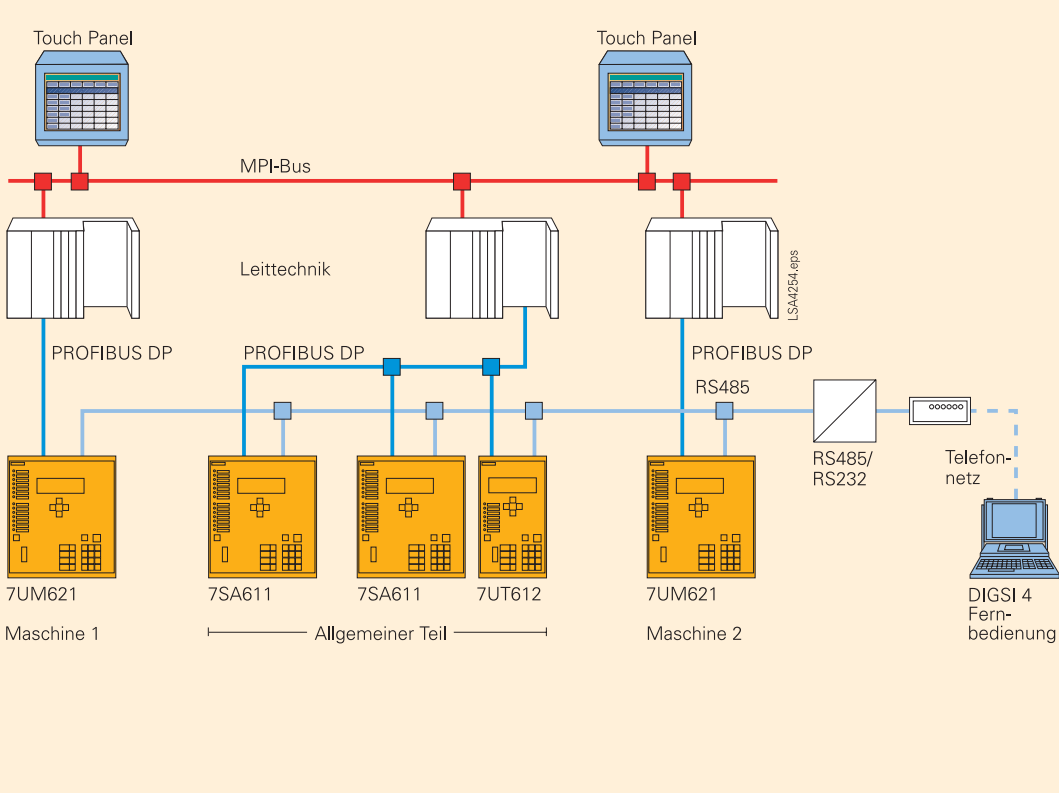


Bild 4 Anbindung der Schutzgeräte an die Kraftwerksleittechnik

SIEMENS
siemens-russia.com

Einheitliche Gerätebedienung

Das durchgängige Schutzkonzept mit SIPROTEC 4-Geräten bietet Vorteile durch die einheitliche Gerätebedienung für Generator- und Leitungsschutz und die Möglichkeit der Fernwartung.

Hohe Anlagenverfügbarkeit

Mit der weitgehenden Selbstüberwachung der eingesetzten Komponenten wird die Verfügbarkeit und Anlagensicherheit wesentlich verbessert.

■ *Das Fazit:*

Im Kraftwerk Großarl der Energie AG Oberösterreich wurde im Zuge der Erneuerung einzelner Kraftwerkskomponenten ein zukunftsweisendes und kostenoptimiertes Schutz- und Leittechnikkonzept realisiert. Dabei waren die einfache Integration in die Kraftwerksleittechnik sowie die kompakte Bauweise der SIPROTEC-Multifunktions-Schutzgeräte von großen Vorteil.

SIEMENS
siemens-russia.com

Gute Verbindung zwischen Schweden und Deutschland

Störschreibung in den Blindleistungskompensationsanlagen SVC

Das Unternehmen

Anteilseigener der 1991 gegründeten Baltic Cable AB sind der norwegische Stromversorger Statkraft, der E.ON Energiekonzern sowie die schwedische Sydkraft.

Die Ausgangssituation

Das Baltic Cable ermöglicht seit 1994 über eine 250 Kilometer lange Gleichstromverbindung den Stromaustausch zwischen Deutschland und Schweden. Dabei handelt es sich um eine 450-kV-Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) mit je einer Konverterstation in Kruseberg und Herrenwyk. Die HGÜ wurde mit einer Übertragungskapazität von ± 600 MW errichtet. Diese ist, wegen Veränderungen im europäischen Energiemarkt, entgegen ursprünglicher Planungen an das 110-kV-Netz angebunden. Um auch bei der erheblich geringeren Kurzschlussleistung in dieser Spannungsebene den dynamischen Betrieb dieser Übertragungsleitung zu gewährleisten, werden nach einer Netzstudie durch E.ON verschiedene Erweiterungen vorgenommen.

Das entsprechende 400-kV-Umspannwerk in der unmittelbaren Nähe zur HGÜ-Konverterstation wird über ein 10 km langes Kabel an das 220-kV-Umspannwerk in Lübeck angebunden. Dazu wurde von E.ON bei Siemens ein für die Anlage Siems erforderlicher 380/220-kV-Transformator mit einer Leistung von 350 MVA bestellt.

Das Konzept

Um die Spannungsqualität zu gewährleisten, wird zusätzlich eine Blindstromkompensationsanlage installiert. Da die HGÜ-Konverterstation ein hohes dynamisches Verhalten aufweist, sollte die Kompensationsanlage zumindest über die selbe Dynamik verfügen. Denn diese muss im Falle einer Änderung, der über das Hochspannungsgleichstromkabel übertragenen Leistung, ein äquivalentes Maß an induktiver (Spannungsabsenkung) oder kapazitiver Blindleistung (Spannungserhöhung) zur Stabilisierung der Netzspannung zur Verfügung stellen. Um diese schnellen Regelvorgängen realisieren zu können, ist die Blindleistungskompensationsanlage auf schnelle Leistungselektronik aufgebaut.

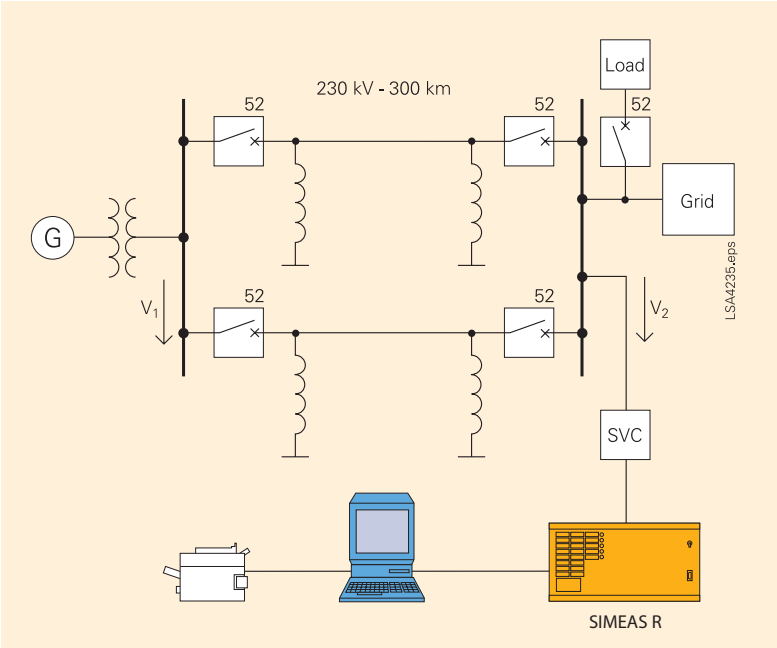


Bild 1 Störschreibung in der SVC-Anlage

Die Static Var Compensator (SVC)-Anlage wird nach Fertigstellung im wesentlichen aus einem dreiphasigen Transformator 400/18 kV zur Anbindung an das Übertragungsnetz im Umspannwerk Siems sowie aus vier Teilkomponenten, die im 18-kV-Bereich installiert werden, bestehen.

Die besonderen Vorteile

Die vier „Teilkomponenten“ der SVC-Anlage sind so ausgelegt, dass für die in der Spezifikation beschriebenen Spannungen und Zeiten ein Regelbereich von +200 bis -100 MVar realisiert werden kann.

Drossel – stufenlos regelbar

Eine der vier Mittelspannungskomponenten ist eine Drossel mit Leistungsthyristoren zur Regelung. Diese dient zur Erzeugung eines induktiven Stromes. Da die Drossel in Verbindung mit der Leistungselektronik die einzige stufenlos regelbare Einheit ist, ist sie so ausgelegt, dass der gesamte Regelbereich der SVC-Anlage von +200 bis -100 MVar abgedeckt werden kann.

SIEMENS
siemens-russia.com

Kondensatoreinheit zur Generierung der Blindleistung

Die zweite Komponente ist eine Kondensatoreinheit. Über die damit verbundene Leistungselektronik kann der Anlagenteil zu- und abgeschaltet werden, um wahlweise kapazitive Blindleistung zu generieren.

Blindleistungserzeuger in doppelter Funktion

Zwei weitere Einheiten sind kapazitive Blindleistungserzeuger. Sie sind gleichzeitig als Filter ausgelegt, um eventuelle harmonische Netzrückwirkungen des SVC zu vermeiden und deshalb fest zugeschaltet.
Sowohl die Leistungselektronik als auch die für den Betrieb der Anlage erforderliche Steuerungs- und Schutzeinrichtung werden in einem Betriebsgebäude untergebracht.

SIMEAS R – Sichere Spannungsqualität

Um die ordnungsgemäße Funktion der SVC-Anlage bei den entsprechenden Netzanforderungen zu protokollieren und um im eventuellen Störungsfall die Ursache zu ermitteln, ist im Konzept der Schutz- und Steuerungstechnik auch ein SIMEAS R vorgesehen. Dies ist umso wichtiger, als die Verfügbarkeit der SVC-Anlage Bestandteil des kommerziellen Vertrages ist und ein entsprechender Nachweis erbracht werden muss. Gleichzeitig ist eine hohe Genauigkeit in der Aufzeichnung wichtig, da die Steuerung des SVC so ausgelegt ist, dass sie mit einer Genauigkeit von besser als 0,5 % arbeitet. Anders wäre die Sicherstellung der Spannungsqualität nicht zu realisieren.

Der im SVC Siems vorgesehene Störschreiber registriert die Primärspannung und -ströme auf der 400-kV-Seite. Außerdem werden mit Hilfe der Schreiberfunktion die Blindleistung sowie die harmonischen Spannungen auf der Primärseite registriert. Weitere Signale, die registriert werden, sind die Spannung auf der Sekundärseite des Transformators und die Ströme der einzelnen Mittelspannungskomponenten sowie diverse Signale aus Schutz und Steuerung.

Datenauswertung und -archivierung

Die Auswertung und Archivierung der Daten erfolgt über die an den SIMEAS R angeschlossene Auswertestation. Diese besteht aus einem PC, einem Drucker und der auf dem PC installierten OSCOP P-Software.

Fazit

Mit der Störschreibung in der SVC wird die Spannungsqualität dokumentiert. Damit wird die einwandfreie Funktion der Blindleistungskompensationsanlagen protokolliert, um bei einen evtl. Störfall die Ursache schnell zu ermitteln. Die Datenbasis des SIMEAS R ist Grundlage für den kommerziellen Vertrag und dient als Nachweis für die Verfügbarkeit der Anlage.

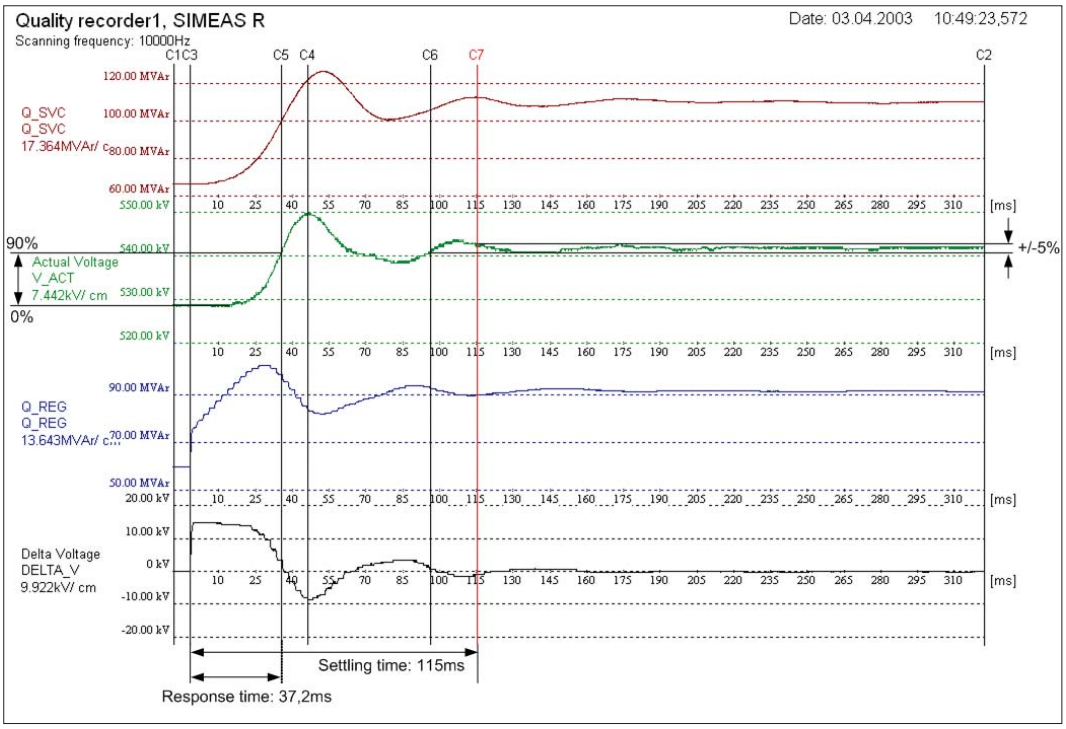


Bild 2
Beispiel einer Störwertaufzeichnung

SIEMENS
siemens-russia.com

Moyle Interconnector - Brücke zwischen Großbritannien und Irland

Störschreibung bei HGÜ-Anlagen

Das Unternehmen

Zwei Energieversorgungsunternehmen haben sich zusammengetan, um eine Brücke zwischen Nordirland und Schottland zu schlagen – mit der Gleichstromübertragung Moyle Interconnector. Der steigende Energiebedarf machte den Ausbau des nordirischen 275-kV-Drehstromnetzes durch den Energieversorger "Northern Electricity (NIE)" erforderlich. Für die Anbindung an das schottische Drehstromnetz sorgt "Scottish Power"– das staatliche EVU in Schottland.

Die Ausgangssituation

Für die Beschaffung der benötigten Energie stellte sich der Austausch mit Schottland als wirtschaftlichste, sicherste und umweltfreundlichste Lösung dar. Das Moyle Übertragungsprojekt wird die Versorgungssicherheit für die grüne Insel erhöhen und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit des Energieversorgers NIE verbessern.

Die "Moyle Interconnector" genannte HGÜ-Verbindung besteht aus zwei Monopolen, wobei jeder Pol für 250 MW Leistung und eine Energieübertragung in beide Richtungen ausgelegt ist. Die beiden verbindenden Seekabel überbrücken eine Distanz von 64 km im Kanal zwischen Schottland und Irland.

Die Nennleistung der Stromrichterstationen beträgt je 250 MW bei einer Spannung von DC 250 kV. Die HGÜ-Thyristorventile werden mit direkt lichtgezündeten Thyristoren mit integriertem Überspannungsschutz ausgerüstet.

Das Konzept

Siemens Power Transmission and Distribution lieferte für dieses Projekt die elektronische Ausrüstung, darunter auch mehrere Störschreiber SIMEAS R für die beiden Stromrichterstationen Auchencrosh in Ayrshire (Schottland) und Ballycronan More in der Country Antrim (Nordirland).

LSP2693.tif

Bild 1 HGÜ-Anlage in Irland

LSP7442.tif

Bild 2 Geografische Lage der „Moyle Interconnection"

SIEMENS
siemens-russia.com

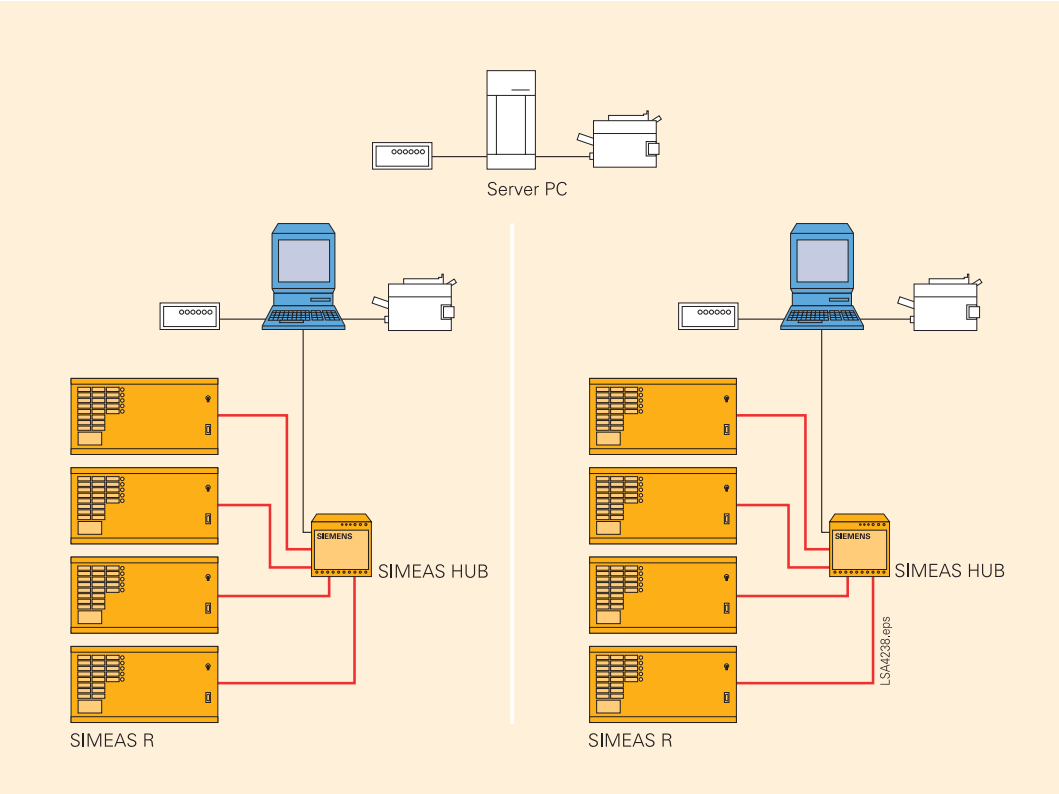


Bild 3 Konfiguration der Störschreibersysteme

Die besonderen Vorteile

Schnelle Analyse vor Ort

In jeder Station befinden sich mehrere SIMEAS R ZE32/64 mit unterschiedlichen Erfassungsmodulen (DAUs). Die SIMEAS R sind über die Ethernetschnittstelle an die lokale Auswertestation angeschlossen. Die jeweilige lokale Auswertestation besteht aus einem PC, einem lokalen Drucker und einem Modem. Somit kann eine schnelle Analyse vor Ort durchgeführt werden. Gleichzeitig ist es möglich, die Daten über die Telefonleitung automatisch zu einem übergeordneten Auswerteplatz zu übertragen. Im Fehlerfall werden die SIMEAS R über den Netzwerktrigger gestartet. Es werden alle analogen und binären Eingänge aufgezeichnet.

Auswertung und Archivierung der Daten

Für die Auswertung, Analyse und Archivierung der Störschriebe stehen die Auswertestation und der Server PC zur Verfügung. Auf den einzelnen PCs ist das Systemprogramm OSCOP P installiert. OSCOP P dient zur automatischen Fernübertragung, Archivierung, Diagnose-Ausgabe von den Messwertdateien. Die Parametrierung der SIMEAS R erfolgt ebenfalls über die OSCOP P-Software. Darüber hinaus verfügt OSCOP P über umfangreiche Rechen-, Filter- und Statistikfunktionen.

Das Abholen und Abspeichern der Daten von den einzelnen SIMEAS R-Störschreibern erfolgt über die einzelnen PCs. Diese werden im Automatikbetrieb mit OSCOP P betrieben, das heißt die Störschriebe der einzelnen SIMEAS R werden automatisch abgeholt und automatisch in der Datenbank von OSCOP P gespeichert.

Ein Gerät – viele Funktionen

SIMEAS R erfasst und dokumentiert alle Gleich- und Wechselstromwerte beim Auftreten von Fehlern. Darüber hinaus registriert das Gerät einzelne Binärwerte wie zum Beispiel Trips, HS-Schalterstellungen, kritische Alarme. Tests werden registriert und dokumentiert. SIMEAS R kann aber noch mehr. So stellt es IBS-Hilfsmittel zur optimalen Einstellung von Schutz und Regelung bereit. Außerdem werden Fehlerprotokolle zur Ursachenforschung bei Anlagenausfall erstellt und gegebenenfalls vorbeugende Maßnahmen ergriffen.

SIEMENS
siemens-russia.com

Aus der Praxis
Aufzeichnungen der SIMEAS R

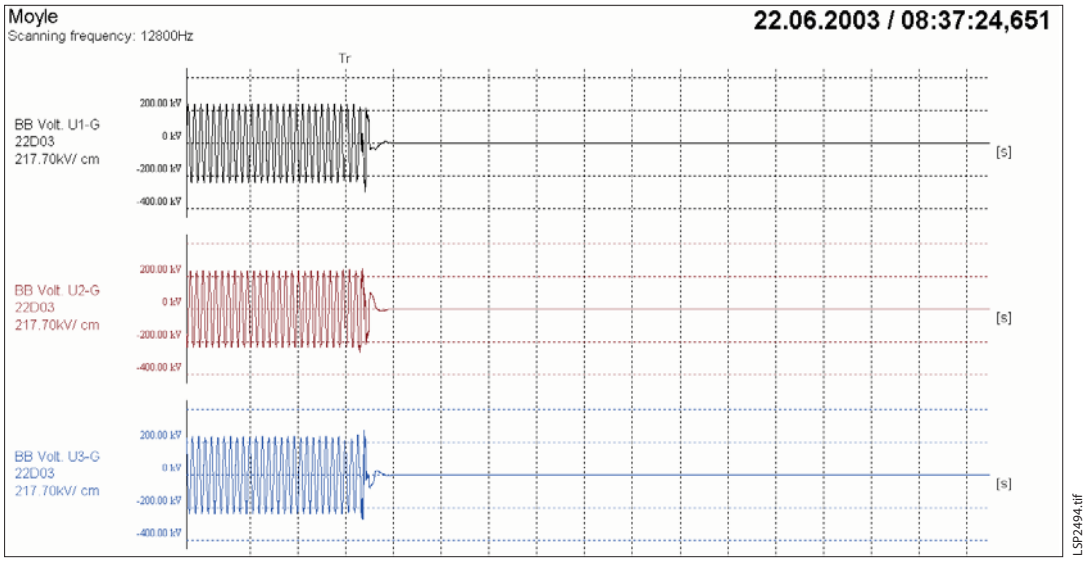


Bild 4 Beispiel einer Störwertaufzeichnung

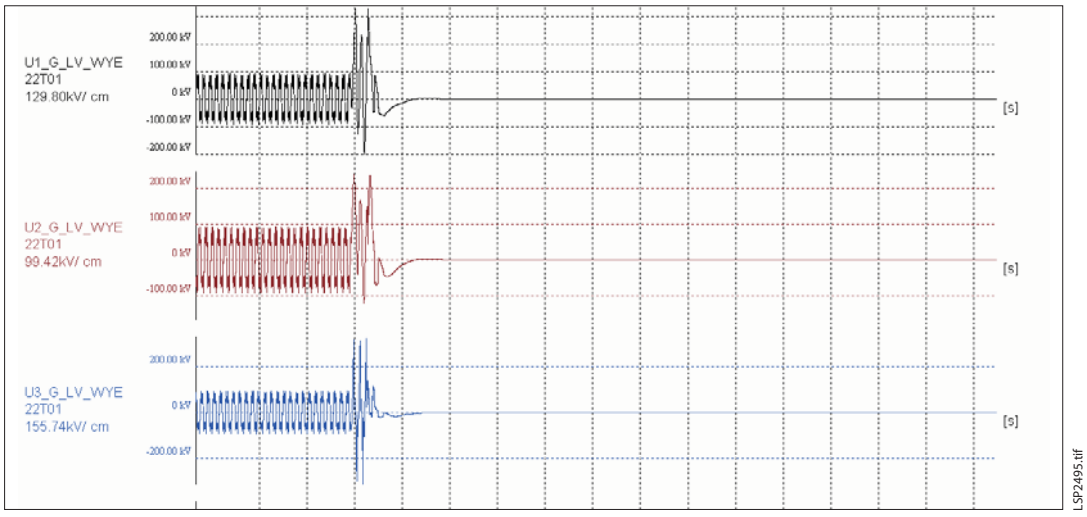


Bild 5 Beispiel einer Störwertaufzeichnung

SIEMENS
siemens-russia.com

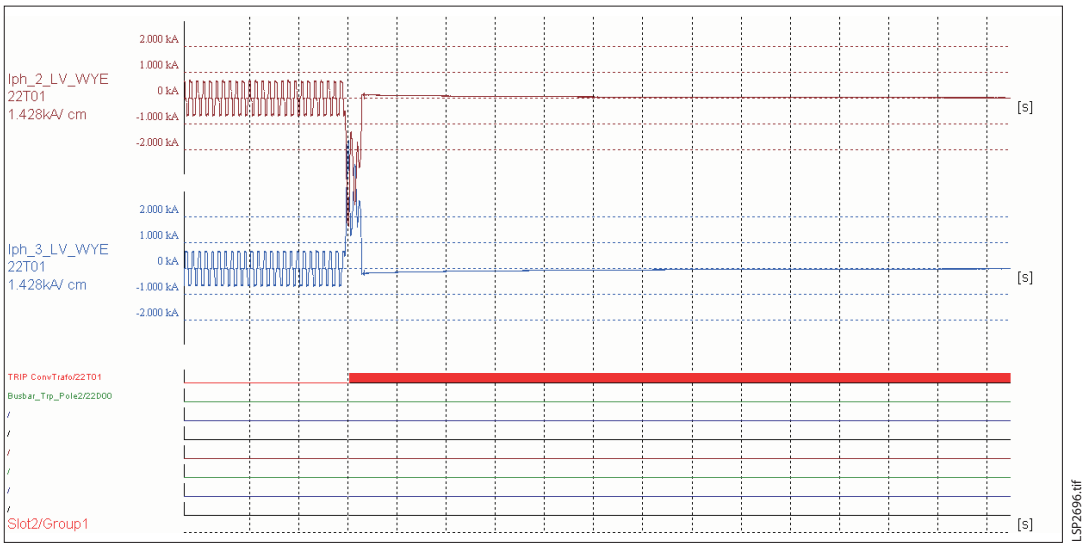


Bild 6 Beispiel einer Störwertaufzeichnung

■ *Fazit:*

Der Moyle Interconnector verknüpft die Versorgungsnetze Schottland und Nordirlands mittels einer HGÜ-Verbindung. Damit wird die Stabilität der Stromversorgung im Norden Irlands verbessert. Mit dabei: Der digitale Störschreiber SIMEAS R. Dank seiner zahlreichen Funktionen können Schwachstellen mit nur einem Gerät sicher und schnell identifiziert werden.

SIEMENS
siemens-russia.com

Sichere Forschung

Störschreibersystem bei CERN im Einsatz

Das Unternehmen

CERN („Centre Européenne de Recherche Nucléaire“) ist die bedeutendste europäische Organisation für nukleare Forschung und wird von 20 Mitgliedsstaaten finanziert.

Wichtige Entdeckungen im Mikrokosmos der Kleinstteilchen wurden bei CERN gemacht. Um solche Forschungen zu ermöglichen, betreibt CERN mehrere Teilchenbeschleuniger, die einen sehr hohen Energiebedarf haben.

Die Ausgangssituation

Die Einspeisung der elektrischen Energie erfolgt auf der französischen Seite aus dem Netz der EdF – RTE (400 kV) und auf der schweizerischen Seite aus dem Netz der EOS. Zusätzlich sind eine Noteinspeisung aus dem 16-kV-Netz von SI Genf und interne Notstromaggregate vorgesehen. Intern erfolgt die Energieverteilung über die Station Prévessin mittels eines 16-kV-Rings. CERN betreibt nach eigenen Angaben ca. 7000 Mittelspannungszellen.

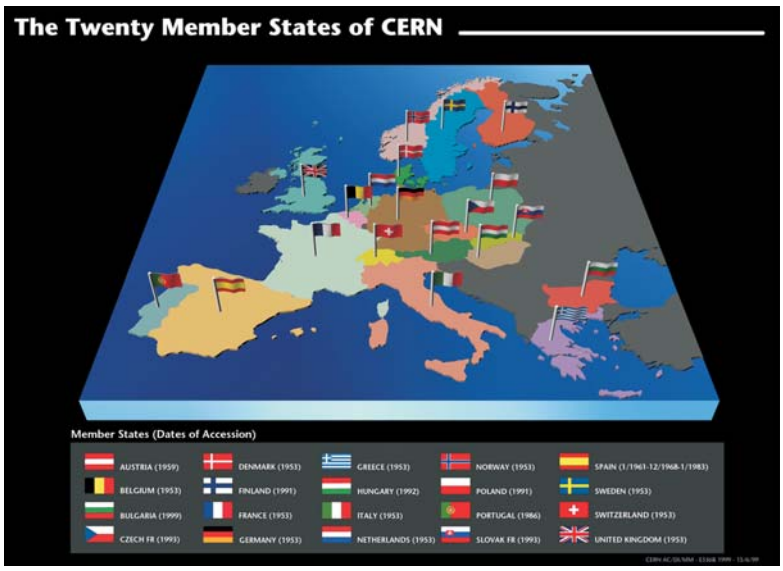
Die Qualität der Energiezufuhr ist extrem wichtig, da jede Schwankung oder Störung die Forschungsergebnisse verfälschen und Forschungsprojekte um Monate verzögern können.

Einbindung in das Telefonnetz nicht möglich

CERN hat in der Vergangenheit verstärkt auf Störschreibersysteme an den jeweiligen Einspeisepunkten gesetzt, um im Störfall entsprechende Nachweise erbringen zu können. Dazu setzte CERN Störschreiber verschiedener Hersteller ein, bei 5 Einspeisestationen OSCILLOSTORE-Systeme von Siemens, die autonom betrieben wurden. Vorgesehen war eine Einbindung in das kundeneigene Telefonnetz. Dieses erwies sich jedoch als veraltet und konnte zur sicheren Übertragung der Stördaten nicht benutzt werden.

Zeitintensive Auswertung

Bisher musste ein Techniker zu einer Station fahren, um nach einem Störfall an die Daten zu gelangen und mit der Analyse beginnen zu können. Diese historisch gewachsene Auswertung war zeitintensiv und wenig effektiv. Bedingt durch den Einsatz von Störschreibern mehrerer Hersteller war eine Zusammenführung in eine Systemsoftware nicht möglich.



LSP2532.tif

Bild 1 CERN, Mitgliedsstaaten

Anforderung von CERN: Alle Daten zentral bündeln und zentral analysieren zu können.

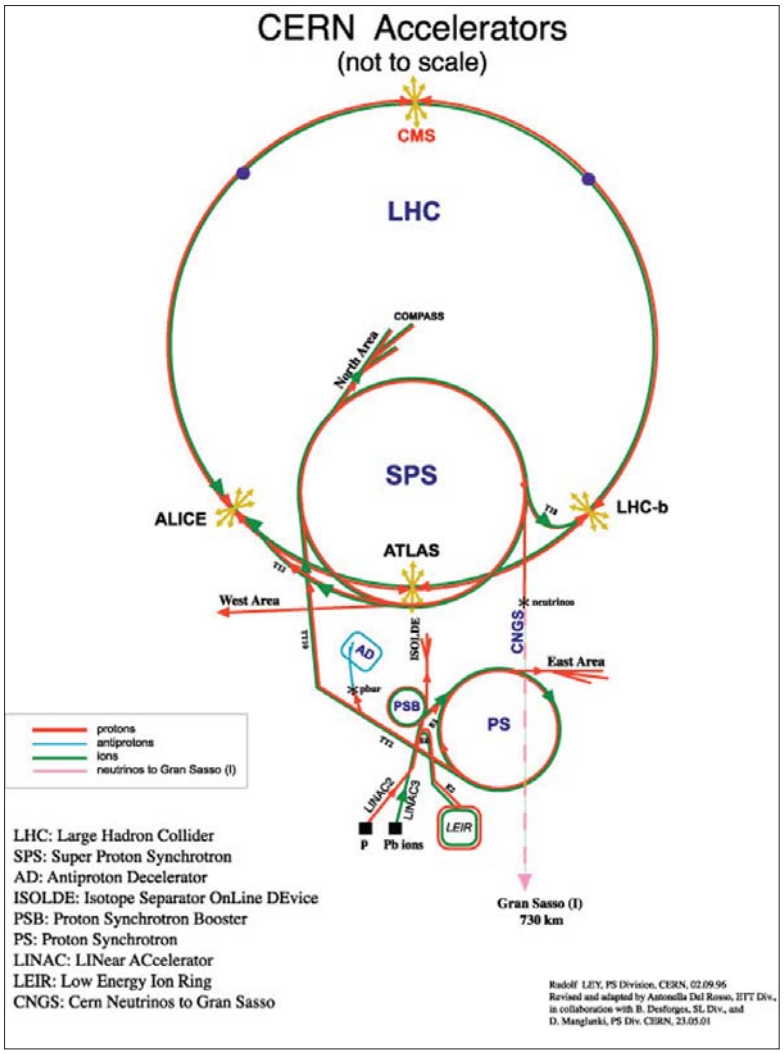
Das Konzept

Ein entsprechendes Konzept wurde von Siemens Power Automation erarbeitet. Es ermöglicht eine zentrale Auswertung – ohne die vorhandenen Geräte austauschen zu müssen. Weiterer Vorteil: Die vorgeschlagene Lösung erlaubt zukünftige Systemerweiterungen.

Daten zentral

Die Lösung sieht vor, die Daten in der Kundenzentrale zu konzentrieren. Besondere Ansprüche wurden hierbei an das Kommunikationskonzept gestellt. Ausdrückliche Kundenforderung: Keine zusätzlichen elektronischen Komponenten in den Teilchenbeschleuniger zu installieren, da es dadurch zu einer möglichen Verfälschung der Forschungsergebnisse kommen kann.

SIEMENS
siemens-russia.com



LSP2533.tif

Bild 2 CERN, Schematischer Aufbau

Verbindung über Schnittstellen

Das entfernteste Gerät ist ca. 14 km von der Zentrale installiert. So konnte die Anforderung an die Kommunikationsstrecken ausschließlich mit Monomode Lichtwellenleiter (1320 nm) erfüllt werden. Die sich im Einsatz befindlichen Störschreibergeräte älterer Bauart waren nicht bus- und netzfähig. Es musste also für jedes Gerät eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung mit sternförmigem Aufbau gewählt werden und somit im Zentrum der Datensammlung entsprechend viele serielle Schnittstellen zur Verfügung gestellt werden.

Die realisierte Lösung beinhaltet in der Zentrale des Kunden einen Datensammler DAKON 98 mit entsprechender Anzahl an seriellen Schnittstellen. Mittels Umsetzern auf 1320 nm Lichtwellenleiter konnten alle vorhandenen Störschreiber von Siemens in ein Gesamtkonzept eingebunden werden. Details zur Kommunikationsstrecke können Bild 5 entnommen werden.

Die jeweiligen Störschreiberaltsysteme wurden den neuen Kommunikationsmöglichkeiten angepasst. Dazu war ein teilweiser Austausch der Firmware sowie eine Umparametrierung erforderlich.

■ Die besonderen Vorteile: Einfache Erweiterbarkeit

Das Konzept von Siemens sieht vor, mögliche Erweiterungen kostengünstig und benutzerfreundlich einbinden zu können. Zusätzlich ermöglicht der eingesetzte DAKON 98, die erfassten und gespeicherten Daten an übergeordneter Stelle zur Verfügung zu stellen.

CERN sieht in dem zukunftsweisenden Konzept die ideale Lösung, forcierte die Umsetzung und ersetzte zusätzlich die Fremdstörschreiber durch SIMEAS R.

Flexibilität beim Datenabgleich

An DAKON 98 wurde eine Auswertestation angeschlossen, die räumlich getrennt aufgestellt werden kann. Dort kann entweder manuell oder automatisiert ein Abgleich der Daten erfolgen und weitergehende Fehleranalysen mit der Systemsoftware OSCOP P durchgeführt werden.

Zukunftssicheres System

CERN plant das aktuelle Störwerterfassungssystem in Richtung Netzqualitätsanalyse mit SICARO PQ auszubauen. Zusätzlich sollen die Daten weiteren Anwendern für die Analyse zur Verfügung gestellt werden. Dies erfordert einen Umbau auf eine Client-Server Systemarchitektur, die mit der Systemsoftware OSCOP P bereits heute problemlos umgesetzt werden kann.

■ Fazit

Bei CERN wurde ein Störschreibesystem installiert, das es ermöglicht, alle Daten zentral zu bündeln und zu analysieren. So kann im Störfall schnell und effektiv eingegriffen werden. Ein Vorteil, der bei CERN extrem wichtig ist. Denn nur durch eine hohe Netzqualität kann die Forschungsarbeit sicher fortgeführt werden. Darüber hinaus sind zukünftige Systemerweiterungen möglich und einfach zu realisieren.

SIEMENS
siemens-russia.com

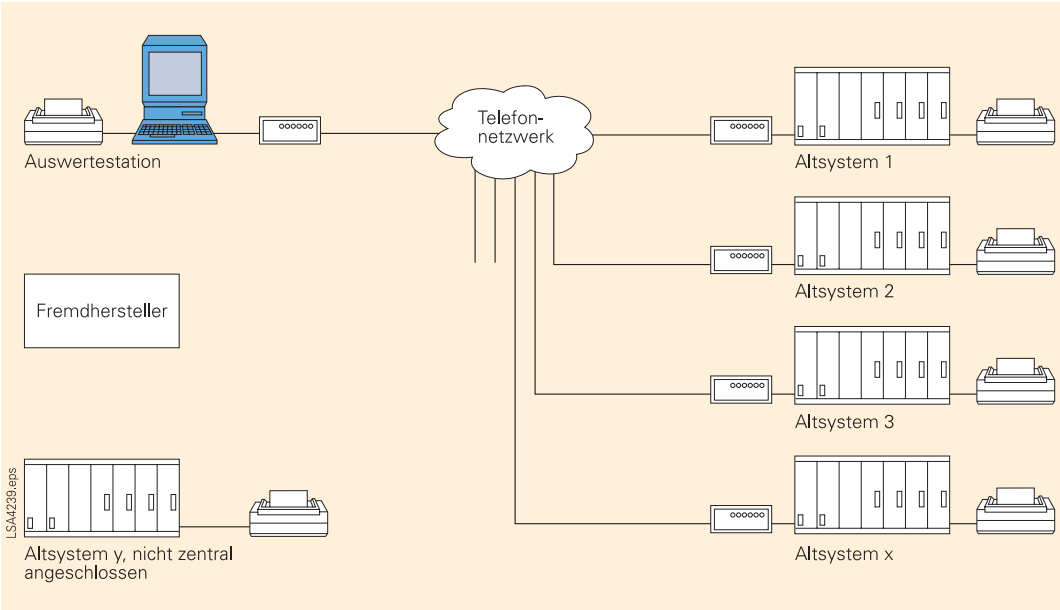


Bild 3 Technischer Ausbau vor der Modernisierung

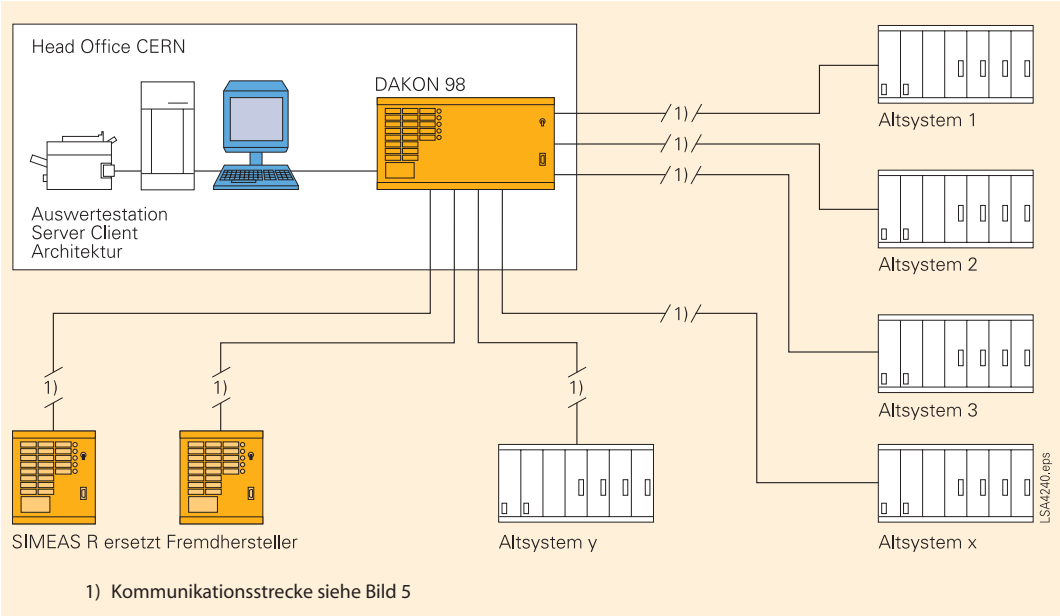


Bild 4 Prinzipieller Aufbau des Störwerterfassungsystems bei CERN

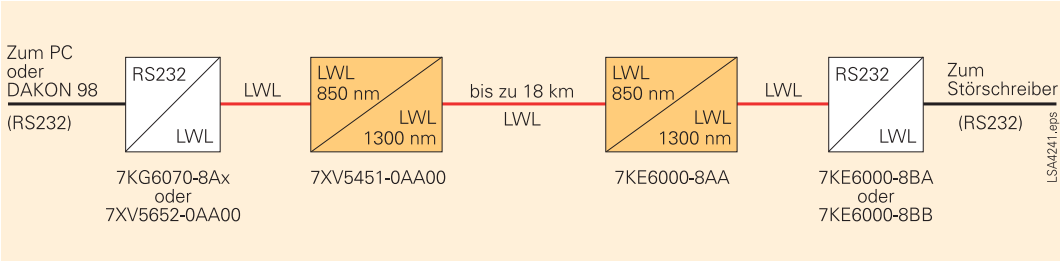


Bild 5 Schematische Darstellung einer Kommunikationsstrecke

SIEMENS
siemens-russia.com

SIEMENS
siemens-russia.com

Minimierte Ausfallzeiten für maximalen Erfolg

Fehleranalyse mit Hilfe der Störschreiber und Schutzgeräte in Zürich

Das Unternehmen

Produktion, Transport und Verteilung von Energie – die Elektrizitätswerke Zürich (ewz) vereinigen als eines von wenigen Schweizer Elektrizitätswerken alle drei Aufgaben in einer Hand. Die ewz ist der Energielieferant und Dienstleister für alle damit zusammenhängenden Services nicht nur für Zürich, sondern auch für rund ein Drittel des Kantons Graubünden; insgesamt versorgt das Unternehmen ca. 240 000 Kundinnen und Kunden mit Energie und zählt damit zu den 10 größten Elektrizitätswerken der Schweiz.

Produziert wird die Energie von ewz mehrheitlich in Wasserkraftwerken in Graubünden und an der Limmat. Mit einem Netz von mehr als 700 Kilometern Höchstspannungs-Freileitungen wird die Energie über verschiedene Knotenpunkte von Graubünden in die vier Kuppelunterwerke am Zürcher Stadtrand geführt und von dort über ein 4000 Kilometer langes Kabelsystem zu den 17 Unterwerken in den Stadtteilen weitergeleitet. Diese Unterwerke sind mit 670 Trafostationen verbunden, die sämtliche Privat- und Geschäftshäuser sowie öffentliche Anlagen und die Straßenbeleuchtung mit Strom versorgen.

Die Ausgangssituation

Jede Störung im Energieversorgungsnetz einer Großstadt mit hoher Bevölkerungsdichte und dementsprechend hohem Energiebedarf stellt die Stadtwerke vor eine Herausforderung: Alle Beteiligten möchten schnellstmöglich wissen, wann und unter welchen Bedingungen die Energieversorgung wieder aufgenommen werden darf.

Eine zuverlässige Aussage wird dadurch erschwert, dass heute in den meisten Schaltanlagen vieler Elektroversorgungsunternehmen (EVU´s) Schutzgeräte und Störschreiber unterschiedlicher Hersteller installiert sind. Hinzu kommt, dass oftmals auch verschiedene Technologien (z.B. elektromechanische und digitale Schutzgeräte) verbaut wurden, die in vielen Fällen zu unterschiedlichen Generationen gehören (z.B. SIPROTEC 3 und SIPROTEC 4-Geräte).

Die Folge: Ein einziger Netzfehler reicht aus, um gleich mehrere Schutzgeräte anzuregen und auszulösen. Zur Klärung des Netzfehlers muss dann unter Umständen die Bediensoftware unterschiedlicher Hersteller (z.B. DIGSI) gestartet, die Daten von den IED´s (Intelligent Electronic Device) geholt und komplett analysiert werden.

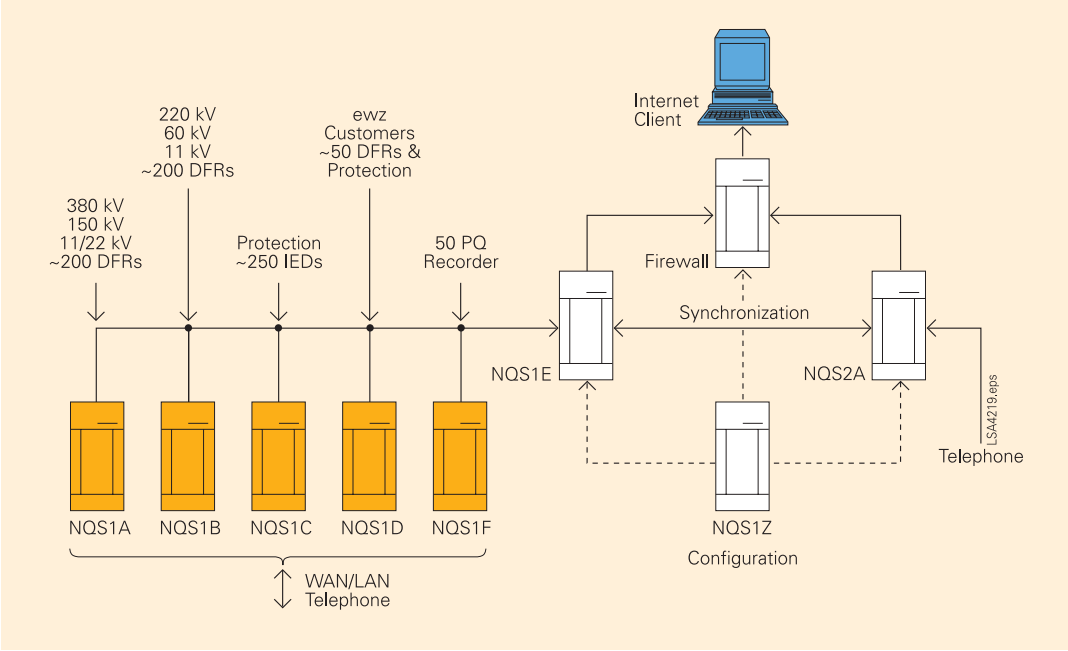


Bild 1 Struktur der Server PCs und die Anzahl der angeschlossenen Geräte

SIEMENS
siemens-russia.com

Das Konzept

In Zürich war eine Lösung gefragt, die die Auswertung der Störfallprotokolle so schnell und einfach wie möglich macht. Im vorliegenden Fall haben die ewz durch die Installation des „Netzqualitätsanalyse Systems (NQS - System)“ ein äußerst intelligentes und effektives Ergebnis erreicht, mit der die Störungsklärungszeit auf weniger als 30 Minuten, in der Regel auf 15 Minuten reduziert werden kann.

Das Gesamtsystem überwacht den Großraum Zürich und beinhaltet 8 leistungsfähige Server, 400 Störschreiber (SIMEAS R und P531), 250 digitale Schutzgeräte und 50 Netzqualitäts-Registriergeräte SIMEAS Q. Hinzu kommen 50 weitere Geräte (40 P531 und 10 SIMEAS Q), die anderen EVU´s gehören, deren Datenanalyse jedoch von der ewz durchgeführt wird.

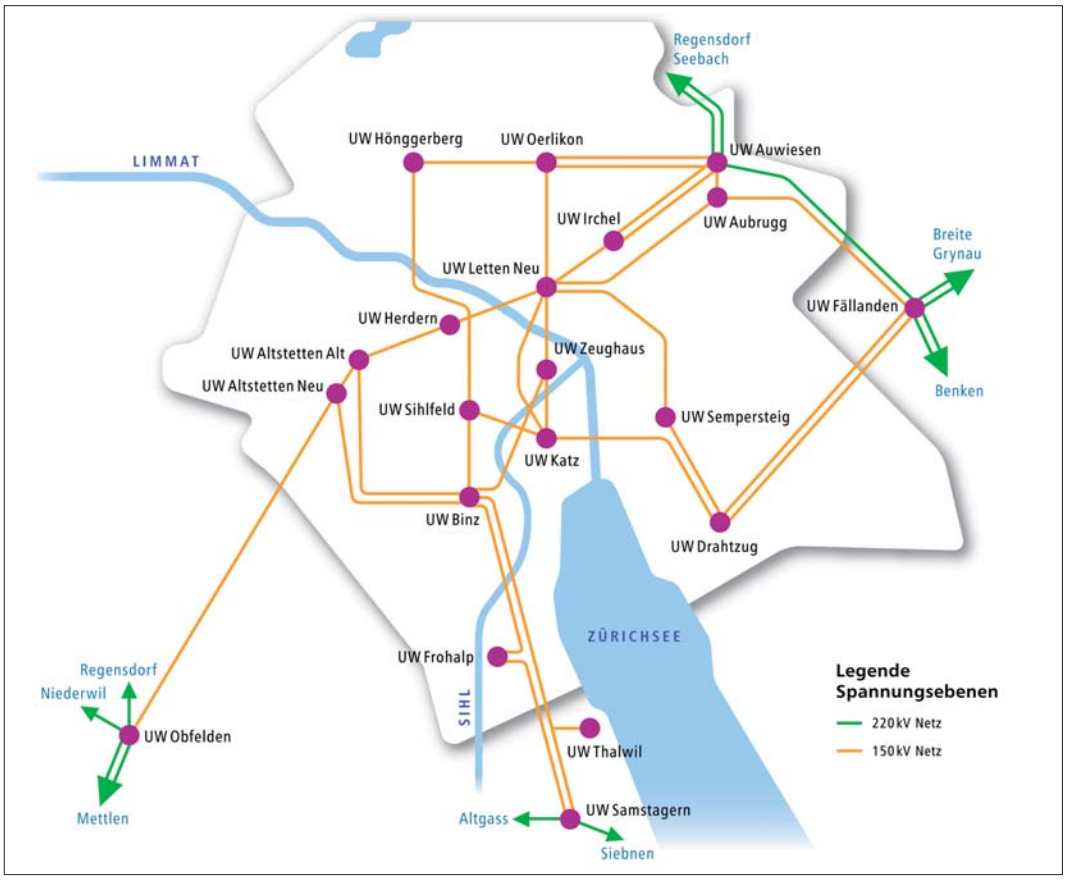


Bild 2 Verteilnetz der ewz

Funktion des NQS Systems

In jeder Schaltanlage der ewz befindet sich mindestens ein DAKON, an dem einige oder alle IED´s dieser Schaltanlage angeschlossen sind. Ein DAKON ist ein Industrie-PC, der mit Hilfe des Softwareprogramms OSCOP P die von den IED´s registrierten Stördaten automatisch holt und in einer eigenen Datenbank speichert.

Alle DAKON´s der ewz sind über zwei unabhängige Kommunikationskanäle (Ethernet und Telefon, redundantes System) an die zentralen Server in Bild 1 angeschlossen. Damit wird gewährleistet, dass alle 750 Geräte der ewz indirekt mit der Zentrale verbunden sind. Auf den Server PCs in Bild 1 läuft ebenfalls das Softwareprogramm OSCOP P, mit dem alle Daten auf den angeschlossenen DAKON´s automatisch geholt und in der eigenen Datenbank gespeichert werden.

Mit Hilfe weiterer OSCOP P-Module werden die Daten analysiert, so dass der Betriebsingenieur schon mit dem fertigen Bericht informiert wird. Die Server sind in der Lage, diese Berichte über Internet oder Intranet in HTML-Format zur Verfügung zu stellen. Genauso können die Berichte je nach Parametrierung an einzelne Personen per Fax oder E-Mail weitergeleitet werden. Bei besonderen Vorfällen können die Verantwortlichen sogar blitzschnell per SMS benachrichtigt werden.

SIEMENS
siemens-russia.com

Die besonderen Vorteile:

Eine besondere und weltweit einmalige Eigenschaft des NQS-Systems ist die so genannte „Komplex Analyse“. Das OSCOP P-Software System sortiert hierbei alle Aufzeichnungen in einem Zeitfenster und führt Fehlerortberechnungen nach unterschiedlichen Verfahren durch. Nach mehreren Iterationen wird zum Schluss der Ort des ersten Fehlers festgestellt, und alle anderen Folgeerscheinungen identifiziert. Damit muss der Betriebsingenieur diese Analyse nicht mehr manuell durchführen und spart dadurch sehr viel Zeit. Ein Vorteil der direkten Identifizierung des ursprünglichen Fehlers ist die sofortige Inbetriebnahme der nicht betroffenen Leistungsabschnitte, die prophylaktisch durch die Schutzgeräte abgeschaltet wurden. Ein weiterer Vorteil ist die beschleunigte Fehlerbehebung, so dass beispielsweise Ausfallzeiten der Produktion einer Industrieanlage minimiert werden können.

Aus der Praxis

Das NQS-System wertet alle Daten der angeschlossenen IED´s aus, wie im Bild 3 dargestellt ist. So kann z.B. eine Produktionsstörung in einem Industriekomplex lokalisiert werden, die ausschließlich von einem Spannungseinbruch verursacht wird, deren Ursache jedoch ein Netzkurzschluss in einem anderen Netzabschnitt ist.

Fazit

Dieses Projekt ist weltweit das erste Störungsanalysesystem mit automatischer Datensammlung, Datenauswertung und Berichtverteilung. Von den Vorteilen dieser Innovationen profitiert nicht nur der Elektrizitätsversorger, die ewz, sondern die ganze Region. Die schnellere Fehlerbehebung spart dem Betreiber Kosten, der angesiedelten Industrie verringert sie erheblich die Ausfallzeiten.

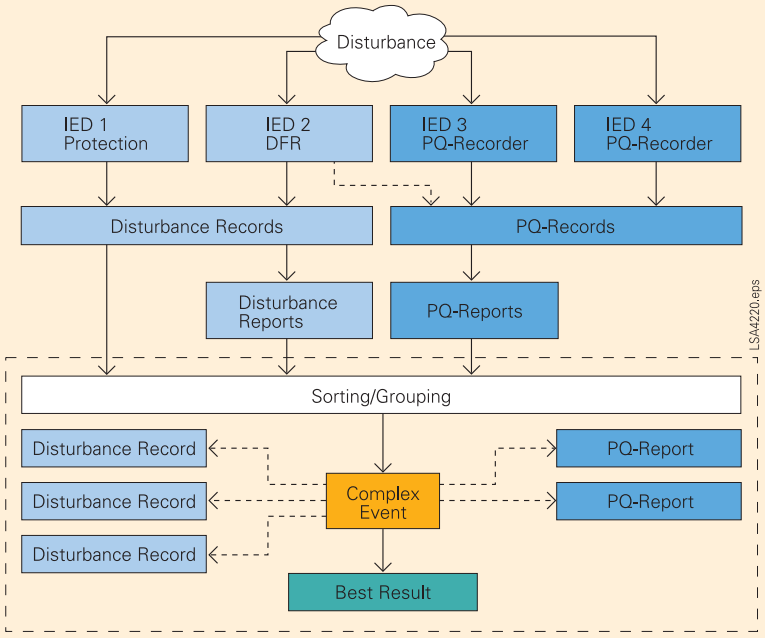


Bild 3 Datenfluss für die Störungsklärung

SIEMENS
siemens-russia.com

SIEMENS
siemens-russia.com

Durchgängige Netzqualitätsregistrierung über Wide Area Network (WAN)

Stör- und Netzqualitätsregistrierung bei der Pfalzwerke AG

Das Unternehmen

Was am 17. Dezember 1912 als kleines Elektrizitätsunternehmen begann, ist heute die Nummer Eins unter den Energieanbietern in der Pfalz und im Saar-Pfalz-Kreis. Die Pfalzwerke AG versorgt mittlerweile rund 280 000 Privat- und 1 500 Geschäftskunden flächendeckend mit Energie. Dabei umfasst das Gebiet 6 000 Quadratkilometer mit über 8 000 Kilometern Stromleitungen und rund 4 000 Umspannwerke.

Um den stetig wachsenden Anforderungen an die Energieversorgung, die strengen Umweltauflagen sowie den steigenden Energiekosten gerecht zu werden, sind neue Wege und Technologien gefragt. Die Pfalzwerke AG hat die Zeichen der Zeit erkannt und investiert zunehmend in neue Technologien und Lösungen, um eine zeitgemäße Energieversorgung zur Verfügung stellen zu können. Unter anderem werden regenerative Energiequellen wie Windkraft und Photovoltaik verstärkt zur Energiegewinnung eingesetzt. Der Einsatz dieser Technologien und die Dezentralisierung hat aber ganz besondere Anforderungen an die gesamte Energieversorgung. Durch den Einsatz einer flächendeckenden Überwachung der Energieversorgung können Probleme und deren Ursache ermittelt und entsprechende Maßnahmen zur Beseitigung eingeleitet werden. Dabei spielt unter anderem eine kontinuierliche Registrierung und Bewertung der Netzqualität nach EN 50160 eine besondere Rolle.

Die Ausgangssituation

Um für die Zukunft gewappnet zu sein, wurde eine gemeinsame Lösung für eine flächendeckende Überwachung der Netzqualität erarbeitet. Ziel des Projektes war es, das Störschreibersystem so in das Kommunikationsnetzwerk der Pfalzerke AG zu integrieren, dass der Datentransfer ausschließlich über das Firmen-WAN stattfindet. Die Besonderheit dieses Wide Area Network: Jeglicher Datentransfer soll parallel laufen, wie zum Beispiel Inter-, Intranet, MS-Office Anwendungen, Voice over IP (Telefonieren über TCP/IP), Datenübermittlung der Störschreiber oder PQ-Überwachung. Für Messpunkte, die nicht an das WAN angeschlossen werden können, ist die Datenübertragung vorwiegend über GSM-Modems realisiert.

Bild 1 Webseite der Pfalzwerke

Bild 2 Netzgebiet der Pfalzwerke AG

Das Konzept

Aufgrund der Menge an Daten (Störschriebe und Mittelwerte) wurde ein besonderes Realisierungskonzept erarbeitet. Es ist so in das Kommunikationsnetzwerk eingebunden, dass einerseits die zeitkritischen Störschriebe mit maximaler Geschwindigkeit übertragen und analysiert werden können, andererseits alle anderen Dienste, die über das WAN laufen, davon nicht beeinflusst werden.

SIEMENS
siemens-russia.com

Tests vor Ort

Um die Performance der erarbeiteten Lösung zu gewährleisten, wurden gemeinsam mit den Experten der Pfalzwerke AG Betriebsszenarien definiert und anschließend auf der Kundenanlage getestet. Unter anderem wurde dabei die Übertragungsgeschwindigkeit von Störschrieben bei gleichzeitiger Einschränkung der Kommunikationsbandbreite getestet.

Zeitoptimale Analyse

Mit dem System SIMEAS und OSCOP P wird eine flächendeckende Überwachung der Netzqualität realisiert. Durch die Einbindung der Netzqualitätsschreiber in das unternehmensweite WAN-Netz können Störungen in der Energieversorgung zeitoptimal analysiert und Gegenmaßnahmen zur Beseitigung getroffen werden.

Übertragung der Störschriebe

Das SIMEAS R-Störschreiber- und PQ-Überwachungssystem ist so aufgebaut, dass in jedem Unterwerk ein SIMEAS R 16/32 mit maximalem Ausbau (4 VCDAU) installiert und an das WAN angebunden ist.
Jeder SIMEAS R wird über die interne Netzwerkkarte an das Kommunikationsnetzwerk angeschlossen. Die SIMEAS R sind im Rückrufbetrieb parametriert. Das bedeutet, dass nach dem Aufzeichnen einer Störung der entsprechende Server angerufen und der Störschrieb übertragen wird.

Die besonderen Vorteile:

Datensammlung und Serverbetrieb – zentral organisiert, dezentral ausgeführt

Die Datensammlung, also das Abholen und Abspeichern der Daten von den einzelnen Störschreibern SIMEAS R, wird zentral organisiert. Dazu werden in einer Station 8 Server zum Abholen der Daten installiert und an das WAN angebunden. Um höchstmögliche Betriebssicherheit zu gewährleisten, ist die Hardwarebasis der Server auf die aktuell verfügbare Technologie ausgerichtet. Das bedeutet hohe Rechnerleistung, großer Arbeitsspeicher und vor allem ein redundantes Speichersystem mit BackUp-Funktionen.

Arbeitsteilung durch acht Server

Um die Übertragung von einem registrierten und aufgezeichneten Störschrieb von einem SIMEAS R im Feld möglichst schnell an den entsprechenden Server in der Station zu transferieren, wird das Abholen der Störschriebe und der Mittelwertschriebe separat und getrennt auf verschiedene Server aufgeteilt. Konkret bedeutet das, dass 4 Server ausschließlich zum Abholen und Speichern der Störschriebe und 4 Server ausschließlich zum Abholen der Mittelwertschriebe eingesetzt werden. Dadurch wird gewährleistet, dass das Abholen der Störschriebe nicht durch ein gleichzeitiges Abholen von Mittelwertschrieben blockiert wird. Außerdem steht genügend Speicherplatz in der OSCOP P-Datenbank für die aufgezeichneten Werte auf den einzelnen Servern zur Verfügung.

Automatische Datenabholung und -speicherung

Die einzelnen Server werden im so genannten Automatikbetrieb mit OSCOP P betrieben. Das heißt, die Server holen die Stör- und Mittelwerte der einzelnen SIMEAS R automatisch ab und speichern diese auch automatisch in ihrer Datenbank ab.

Datensammlung der Mittelwerte – ganz einfach über PC realisiert

Die Datensammlung der Mittelwerte der einzelnen Mittelwertschreiber SIMEAS Q wird über PC realisiert, die mit OSCOP P im DAKON-Modus laufen. Die einzelnen SIMEAS Q werden dazu über Modem abgefragt. Auf der Gegenseite (SIMEAS Q-Seite) werden GSM-Modems eingesetzt.

Auswertung – wo und wann Sie wollen

Für die Auswertung der Störschriebe werden Auswerte-PCs eingesetzt, die mit dem Serversystem über LAN verbunden sind. Diese PCs können an einer beliebigen Stelle im Kommunikationsnetz angebunden werden und garantieren dadurch auch eine Parametrierung der SIMEAS R von jedem Punkt im Netz aus. Die Auswerte-PCs greifen im Bedarfsfall auf die einzelnen Server zu und holen sich die Störschriebe zwecks Analyse.
Zusätzlich können im Kommunikationsnetz beliebig viele, so genannte OSCOP P-Clients installiert werden. Diese haben ausschließlich lesenden Zugriff auf die in den Servern abgespeicherten Stördaten. Eine Parametrierung der Anlage und Geräte von einem Client aus ist nicht möglich. Das hat den Vorteil, dass jedem Benutzer die von ihm benötigten Daten zur Verfügung gestellt werden können.

SIEMENS
siemens-russia.com

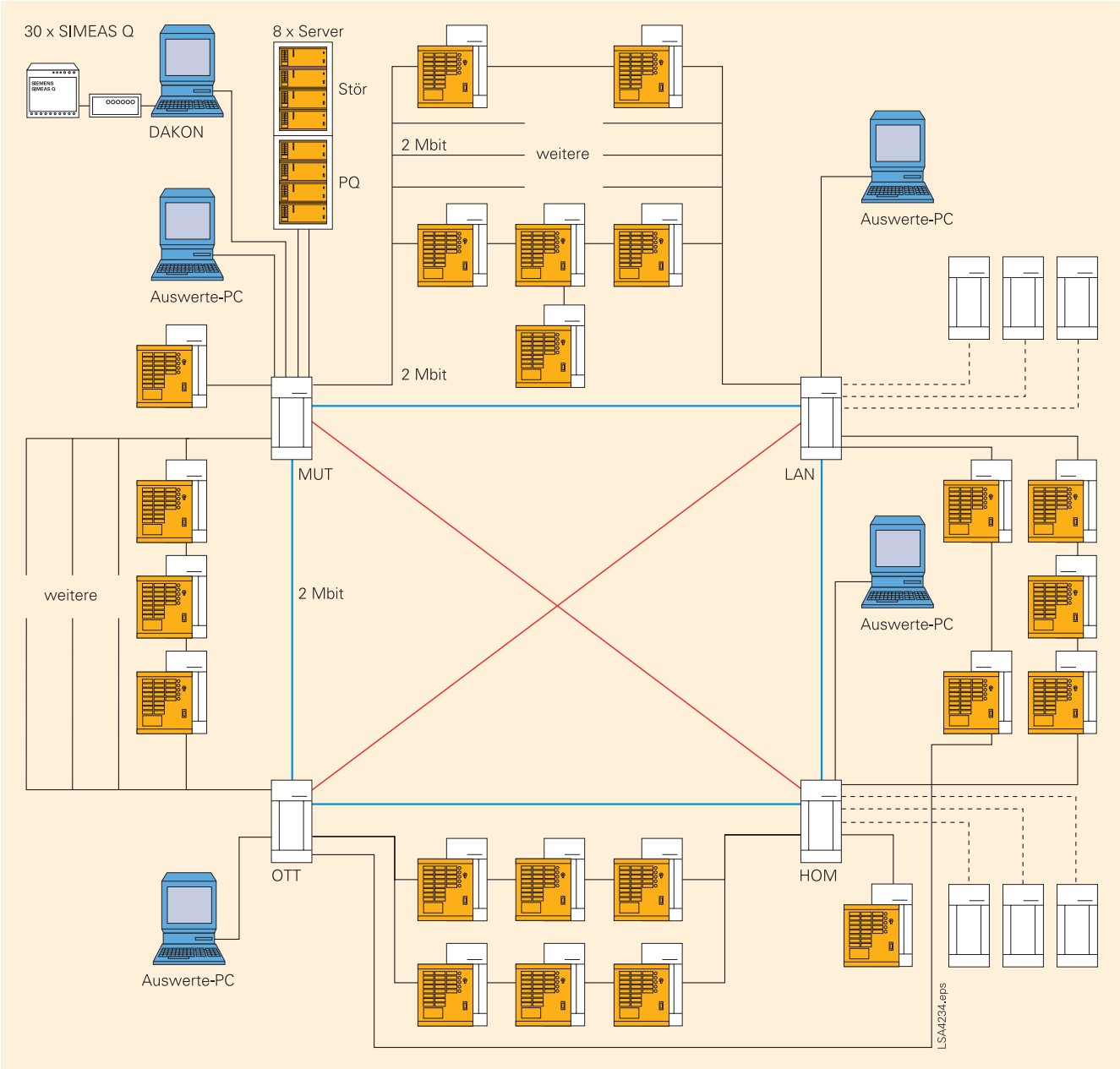


Bild 3 Systemarchitektur Störschreibersystem SIMEAS R und OSCOP P

Systemübersicht

- In jedem Unterwerk ist ein SIMEAS R installiert, der über das WAN seine Störschriebe und Mittelwerte an einen zentralen Server überträgt. Im Endausbau werden bis zu 60 SIMEAS R an das System angebunden – zur Überwachung der 110-kV- und der 20-kV-Ebene.
- Für das Entsorgen der Störschriebe der SIMEAS R wurden 4 Server (Stör) und für das Abholen der Mittelwerte der Geräte SIMEAS R und SIMEAS Q 4 weitere Server installiert.
- Die SIMEAS Q sind vorwiegend über GSM-Modems an einen DAKON-PC angebunden. Dieser überträgt seine Mittelwerte an die zentralen Mittelwert-Server. Im Endausbau werden bis zu 30 SIMEAS Q an das System angebunden.
- Zur Analyse der Stör- und Mittewertschriebe sind im WAN mehrere Auswerte-PCs installiert.
- Für die Analyse der Power Quality wird SICARO PQ im Automatikbetrieb eingesetzt.

SIEMENS
siemens-russia.com

Fazit

Die kompetente Betreuung und Beratung der Pfalzwerke – von der Konzeptphase bis hin zur Realisierung – durch die Mitarbeiter von Siemens Power Transmission and Distribution garantierten eine optimale, auf die Bedürfnisse des Kunden zugeschnittene Lösung. Die besondere Herausforderung in diesem Projekt bestand in der Integration der Störschreiber in ein bestehendes WAN-Netz. Dabei stand vor allem die Zeit vom Auftreten der Störung, Registrierung, Übermittlung bis hin zur Darstellung des Störschriebes am Bildschirm der Auswertestation im Vordergrund. Mit den durchgeführten Tests auf der Kundenanlage wurde die sichere Datenübertragung mit der gewünschten Performance unter Beweis gestellt.

Mit dem Störschreibersystem SIMEAS R und OSCOP P verfügt die Pfalzwerke AG über ein durchgängiges System zur Überwachung und Analyse der Netzqualität. Aufgrund des modularen Aufbaus lässt es auch in Zukunft hinsichtlich der Erweiterbarkeit keine Wünsche offen.

SIEMENS
siemens-russia.com

Optimale Datensicherheit dank intelligenter Technik

Überwachung des Rechenzentrums der DEVK Versicherung Köln

Das Unternehmen

Die DEVK gehört zu den größten Versicherungsunternehmen in Deutschland und bietet neben allen Arten von Versicherungs-Policen auch Leistungen im Grundbesitz- und Wertpapierinvestment. Über drei Millionen Kunden in Deutschland erbringen Beitragseinnahmen in Höhe von 1,7 Milliarden Euro.

Die Ausgangssituation

Im Rechenzentrum in Köln laufen alle Geschäftsdaten des Unternehmens zusammen. Sämtliche Informationen werden hier gespeichert und ausgewertet. Die DEVK hat Siemens PTD Power Automation beauftragt, Server und Backup Systeme des Unternehmens durch besondere Maßnahmen vor Ausfall der elektrischen Energieversorgung zu schützen.

Das Konzept

PTD Power Automation hat mit SIMEAS R ein System entwickelt, das die dauerhafte Stromversorgung sicherstellt. Bei einem Ausfall der städtischen Energieversorgung übernimmt zunächst eine unterbrechungsfreie Stromversorgung mit mehreren Batteriebänken die Energieversorgung der Server. Parallel dazu wird ein Dieselgenerator gestartet, der in der Regel innerhalb einer Minute die volle Last übernimmt.

Der Ladezustand der Batterien des USV-Systems wird von einer speziellen Vorrichtung überwacht. Probleme der Batterien können deshalb frühzeitig erkannt und Gegenmaßnahmen schnell eingeleitet werden. Zur Dokumentation aller im Betrieb aufgetretenen Probleme mit der Energieversorgung ist die Installation eines digitalen SIMEAS R-Störschreiber-Systems ideal. So kann der Verlauf der Spannungen und Ströme kontinuierlich auf der Mittelspannungsebene (10 kV) und auch auf der Niederspannungsebene am Ausgang des USV-Systems gemessen und registriert werden. Zudem lassen sich die Auswirkungen externer Kurzschlüsse in der Nähe exakt festhalten und der Einfluss der dadurch entstehenden Spannungseinbrüche auf das USV-System analysieren. Des weiteren wird das USV-System optimal überwacht, ob beispielsweise jede Umschaltung vom Landesnetz auf das USV-System absolut ohne Unterbrechung erfolgt.

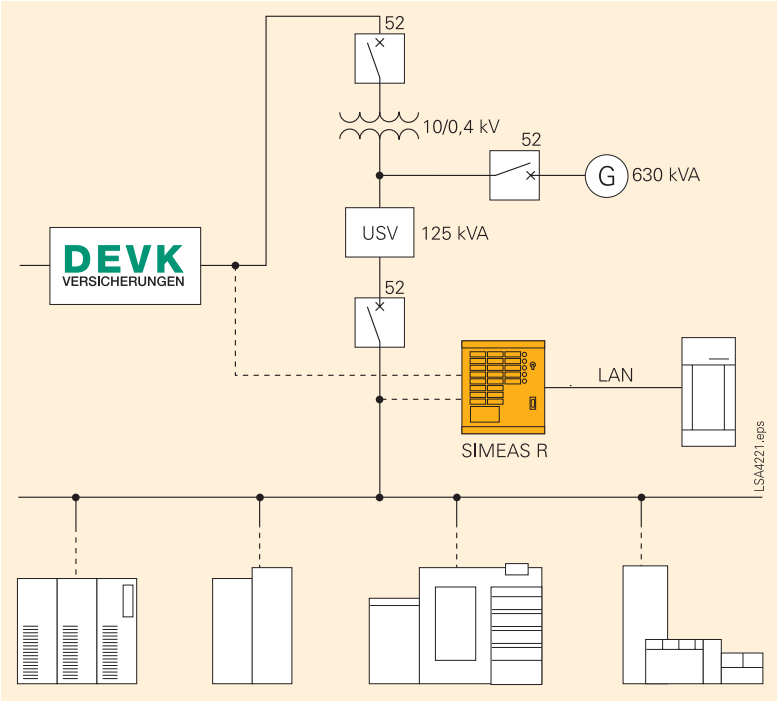


Bild 1 Das Prinzipschaltbild der heute installierten unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) und des Notstromgenerators.

Bild 2 Dieselgenerator der DEVK

SIEMENS
siemens-russia.com

Die besonderen Vorteile
Aufteilung der Aufgaben nach Kompetenzen

Der reibungslosen Betrieb der Datenserver und der Backup-Systeme gehört zu den Aufgaben der Techniker der DEVK. Auf die Qualität der Energieversorgung durch die Stadtwerke haben sie jedoch keinen Einfluss. Zudem liegt das USV-System nicht in ihrem Kompetenzbereich. Die Analyse der SIMEAS R- Daten erfordert außerdem viel Erfahrung, über die die DEVK noch nicht verfügt und sie aus Kostengründen auch nicht aufbauen möchte.

Deshalb wurde vereinbart, dass die ewz die Analyse der SIMEAS R-Daten übernimmt. Die von der ewz an die DEVK angebotene Dienstleistung führt zu einer wahren „WIN – WIN“ Situation, da jeder Partner sich auf die eigenen Stärken konzentrieren kann. Nach der gemeinsam ausgearbeiteten Lösung holt die ewz die SIMEAS R-Daten über eine Modemverbindung, während die DEVK die gleichen Daten weiterhin über die Ethernet- Schnittstelle holt und im eigenen PC speichert. Damit konzentrieren sich die DEVK-Techniker auf die schnellen Störungsklärungen, während die ewz die genaue Ursachenanalyse durchführt. Die von der ewz erstellten Berichte werden dann umgehend den DEVK Technikern zur Verfügung gestellt. Nach Aussage aller Beteiligten hat nur das Störschreibersystem „SIMEAS R + OSCOP P“ die notwendigen technischen Voraussetzungen erfüllt.

Bild 3
Rechenzentrum der DEVK

Fazit

Mit SIMEAS R ist es gelungen, die permanente Elektrizitätsversorgung zu sichern. Damit ist auch die Funktion des „Gehirns“ der DEVK, also der Datenbanken und des Rechenzentrums, gewährleistet und geschützt. Die Möglichkeit der Aufteilung der Aufgabengebiete nach Kompetenzen bewirkte nicht nur eine schnelle und reibungslose Inbetriebnahme des Systems, sondern verschafft der DEVK einen spürbaren Kostenvorteil.

SIEMENS
siemens-russia.com

Mit Sicherheit in die Zukunft

Flächendeckende Störwerterfassung mit modernster Technik

Das Unternehmen

Als Energieversorger für den Großraum Nürnberg versorgt N-ERGIE als größter Energieversorger der Region rund 650 000 Kunden mit elektrischer Energie. Pro Jahr werden durchschnittlich 7 300 Millionen kWh Strom in das über 7 500 km^2 große Netzgebiet eingespeist.

Ausgangssituation

Für eine sichere Netzführung brauchte N-ERGIE als Betreiber ihres Netzgebietes eine moderne und zugleich kostengünstige Erfassung der Störfälle. Da die bisher eingesetzten Papierschreiber nicht nur extrem wartungsintensiv waren, sondern auch einen hohen Personaleinsatz erforderlich machten, suchte N-ERGIE nach einem zukunftsweisenden Störwerterfassungssystem. Dabei vertraute das Unternehmen auf das Know-how und die Technologie von Siemens PTD Power Automation.

Das Konzept

Nur eine automatisierte Überwachung von Netzbetriebsmitteln kann Wartungsaufwand und Betriebskosten effizient reduzieren. Um die Überwachung der Spannungsqualität des gesamten Netzgebietes zuverlässig sicherzustellen, setzt N-ERGIE deshalb 48 digitale SIMEAS R-Störschreiber und 35 bisher im Einsatz befindliche OSCILLOSTORE P531 Störschreiber im Mittel- und Hochspannungsnetz ein. Die moderne Registriertechnik unterstützt zudem die Ursachenforschung bei Störungen und Netzausfällen im Energieversorgungsnetz.

Die besonderen Vorteile

Erkennung von Netzanomalien

Mit Hilfe der detaillierten Störfallaufzeichnungen können jetzt auch bei komplizierten Fehlerbildern zusätzliche, wichtige Erkenntnisse über den Störverlauf gezogen werden. Dies ermöglicht eine exakte Ursachenforschung und damit die Grundlage für eine effiziente Prävention.

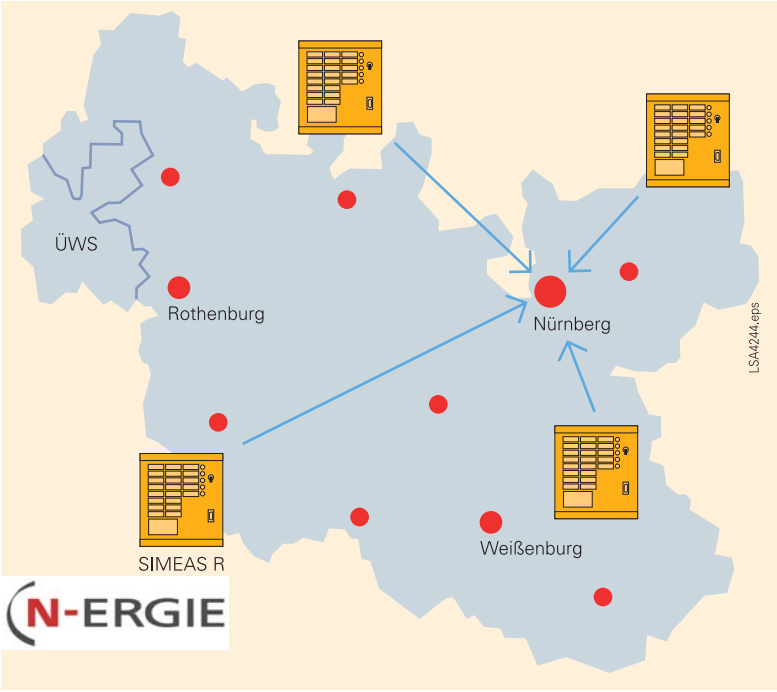


Bild 1 Netzgebiet der N-ERGIE

Unterstützung bei Entstörung

Informationen aus dem Registriersystem unterstützen die Experten für die Netzentstörung gezielt bei der Suche nach der Störstelle. Die schnelle Lokalisation des Ortes und der Ursache trägt entscheidend dazu bei, Folgekosten zu senken.

Lastprognosen

Der Mittelwertschreiber wird genutzt, um Tages-, Wochen- und sogar Jahreslastkurven zu erstellen. Mit den daraus gewonnen Werten, lässt sich eine deutlich exaktere Prognose für die Zukunft erstellen – und die ist bares Geld beim Stromeinkauf wert.

SIEMENS
siemens-russia.com

Schutzüberwachung

Gerade in älteren Umspannanlagen finden sich noch Schutzrelais, die keine Störfallaufzeichnungen bieten oder nicht fernübertragbar sind. Informationen über Ursache und Verlauf der Störung gehen hier völlig verloren. In diesem Fall können die Aufzeichnungen des SIMEAS R gleichzeitig genutzt werden, um die einwandfreie Funktion der Schutzrelais zu überprüfen. Es kann festgestellt werden, ob das Anregeverhalten der Schutzrelais richtig war und ob die geforderte Auslösezeit eingehalten wurde.

Die Auslagerung von Störschrieben ins COMTRADE-Format eröffnet zusätzliche Vorzüge: Mit diesem allgemeinen Standard können z.B. über eine Omicron Prüfeinrichtung weitere Untersuchungen durchgeführt werden. Die Analysen aus den Störschrieben liefern außerdem wichtige Erkenntnisse bei der Optimierung der Betriebsmittel.

Die vier integrierten Schreiberfunktionen sowie die dezentrale Datenhaltung beschleunigen im Fehlerfall den Zugriff auf alle wesentlichen Daten. Nur der SIMEAS R bewältigt dabei so hohe Datenmengen durch sein Datenkompressionsverfahren. Dank der exzellenten Systemintegrität werden die hohen Umgebungsanforderungen der Energieversorgung stets berücksichtigt.

■ Aus der Praxis

Im Folgenden wird der Verlauf und die exakte Fehlererkennung eines komplexen Störfalles dargestellt, der mit einem OSCILLOSTORE P531 aufgezeichnet wurde. Ein 1-poliger Erdschluss auf L3 ging in einen 2-poligen Fehler zwischen L2 und L3 mit Erdberührung über:

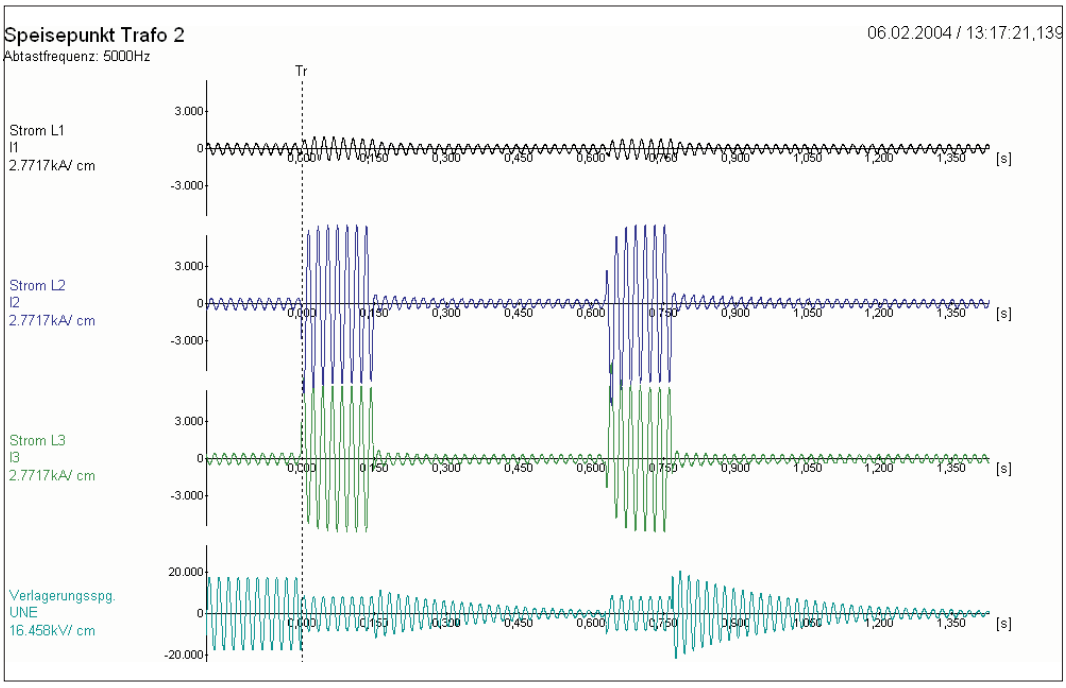


Bild 2 Aufzeichnung eines komplexen Störfalls

SIEMENS
siemens-russia.com

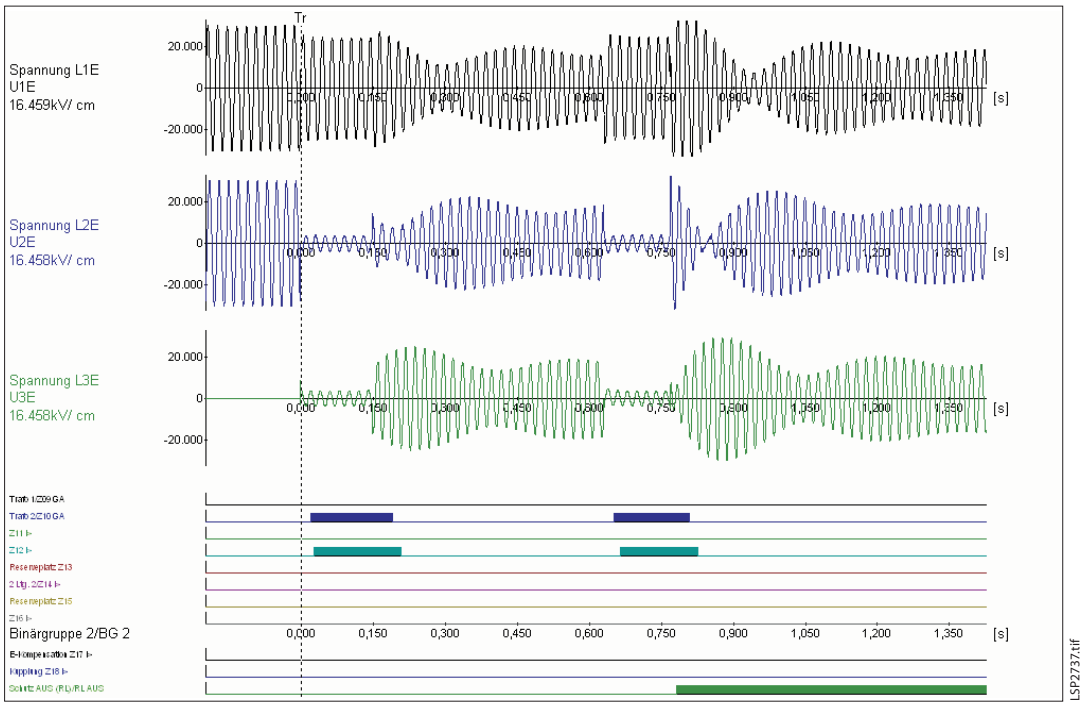


Bild 3 Beispiel eines Störschriebs

Vorgangsbeschreibung

1. Vorgeschichte: 1-poliger Erdschluss auf L3, U_{3E} ist fast ganz zusammengebrochen, U_{1E} und U_{2E} haben sich um das Wurzel-3fache auf ca. 21,3 kV erhöht. Die Verlagerungsspannung U_{NE} ist auf 12,5 kV angestiegen.

2. Ein 2-poliger-Kurzschluss zwischen L2 und L3 mit Erdberührung kommt dazu (Zeitpunkt Triggerlinie Tr), Kurzschlussstrom ca. 4,7 kA. Sowohl der elektromechanische Distanzschutz (Überstromanregung) in dem betroffenen Abzweig im Feld 12, als auch der übergeordnete digitale Distanzschutz (Impedanzanregung) in der Trafoeinspeisung, Feld 10 regen an, siehe Binärspuren.
   Der Abzweigschutz löst in Schnellzeit aus (ca. 140 ms) und macht eine Kurzunterbrechung (Dauer ca. 460 ms). Während dieser Zeit ist der Kurzschlussstrom abgeschaltet und es fließt nur noch der Betriebsstrom der restlichen Anlage (ca. 400 A).

3. Nach der Kurzunterbrechung (KU) wird automatisch zugeschaltet. Der Fehler steht aber nach wie vor an. Sowohl der Abzweigschutz als auch der übergeordnete Trafodistanzschutz regen wieder an (siehe Binärspuren).
   Dann wird in Schnellzeit (ca. 120 ms) definitiv der Abzweig abgeschaltet (erfolglose KU), siehe Binärspur Schutz AUS der Ringleitung (RL).

   Mit dieser Störfallaufzeichnung kann somit bestens die Funktion des elektromechanischen Schutzes überprüft werden.

Fazit:

Die blitzschnelle Erkennung und Behebung von Störfällen hat nicht nur die Zufriedenheit der Endverbraucher mit ihrem Stromversorger erhöht, sondern N-ERGIE auch Kosten gespart. Einzigartige Produktmerkmale wie die automatische Datenübertragung und Anlagenverwaltung, die Vorteile einer hohen Abtastung und Auflösung sowie die bedienerfreundliche Software in hoher Qualität für Störschriebe haben ihren Teil dazu beigetragen, den SIEMEAS R zu einem vollen Erfolg werden zu lassen. Das detaillierte Know-how der Projektverantwortlichen von Siemens hat die hohe Kundenzufriedenheit abgerundet.

SIEMENS
siemens-russia.com

SIEMENS
siemens-russia.com

Qualität im Netz

Das Stör- und Netzqualitätsregistrierungssystem bei der CFE

Das Unternehmen

Die Comisión Federal de Electricidad (CFE) ist ein staatliches Energieversorgungsunternehmen in Mexiko. Es ist verantwortlich für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie für über 21 Millionen Kunden. Darüber hinaus vergibt die CFE Energie an regionale Energieverteilungsunternehmen, wie zum Beispiel die Luz y Fuerza in Mexiko D.F.

Aufgrund von undefinierten Netzstörungen und Grenzwertverletzungen, betreibt die CFE ein umfangreiches Netzqualitätssystem. Dieses erstreckt sich von der nördlichen Region „Baja California“ bis zur südlichen Region „Peninsular“.

Die Ausgangssituation

Die CFE verfügt aktuell über einen Gerätepool von 173 Störschreibern (SIMEAS R), 40 Störschreibersystemen (OSCILLOSTORE P531) und 4 Datensammler (DAKON). Bisher wurden die eingebauten Störschreiber im „Inselbetrieb“ betrieben.

Diese Betriebsart setzt voraus, dass jeder CFE-Agent ein Notebook mit einer OSCOP P-Lizenz besitzen muss. Das bedeutet viele Einzelplatzlizenzen und damit hohe Kosten. Der Datentransfer erfolgt manuell und eine Datenfernübertragung ist nicht gegeben.

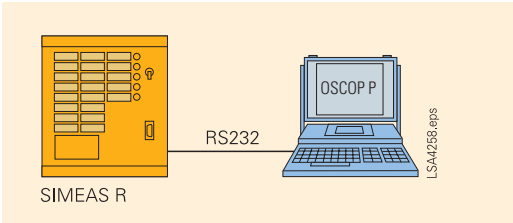


Bild 3 Störschreiber im Inselbetrieb

Bild 1 Webseite der CFE Mexico

Bild 2 Überblick Regionen CFE mit installierter SIMEAS R - Störschreibern

SIEMENS
siemens-russia.com

Das Konzept

In Zusammenarbeit mit der CFE und der Siemens Regionalgesellschaft in Mexiko wurde ein Konzept erarbeitet, mit dem die folgenden Kundenanforderungen erfüllt werden können:

- Schnellstmögliche Fehleranalyse
- Zentrale Datenverwaltung
- Zentrale Parametrierung
- Einbindung in die vorhandene Kommunikationsinfrastruktur

Die Forderung lautet, 16 analoge Kanäle (8U/8I) in einer Zentraleinheit zu installieren – eine durch den amerikanischen Wettbewerb geprägte Besonderheit.

Automatische Sammlung und Weiterverarbeitung der Daten

Die Störschriebe der analogen und binären Kanäle werden von den Störschreibern (SIMEAS R) in den einzelnen Anlagen aufgezeichnet und automatisch in einem Datenkonzentrator (DAKON) gesammelt und weiterverarbeitet.

Flexibel im Zugriff

Der DAKON ist ein Industrie-PC, an dem mehrere SIMEAS R und digitale Schutzgeräte angeschlossen werden können. Die Verbindung zwischen den Störschreibern und dem DAKON erfolgt wahlweise über LWL oder LAN. Über den DAKON besteht außerdem die Möglichkeit, Remote-Zugriffe (regionale Auswertestationen) zu ermöglichen.

Dieser Zugriff erfolgt in der Regel über die vom Kunden zur Verfügung gestellte Kommunikationsinfrastruktur, in den meisten Fällen über ein analoges Telefonnetz (siehe Bild 4).

Zeitsynchronisierung über GPS

Mit dem DAKON wird über die Parametrierung (Software OSCOP P) definiert, welche Informationen aus dem Störschreibergerät automatisch übertragen werden sollen. Um die Daten, die von verschiedenen Punkten erfasst wurden, eindeutig dem Störfall zuweisen zu können, ist eine Zeitsynchronisation notwendig. Die CFE hat sich entschlossen, eine Synchronisierung mittels GPS-Empfänger (Global Positioning System) zu installieren. Durch die hochgenaue Zeitsynchronisierung können die Aufzeichnungen der angeschlossenen Störschreiber und Schutzgeräte von unterschiedlichen Orten miteinander verglichen werden.

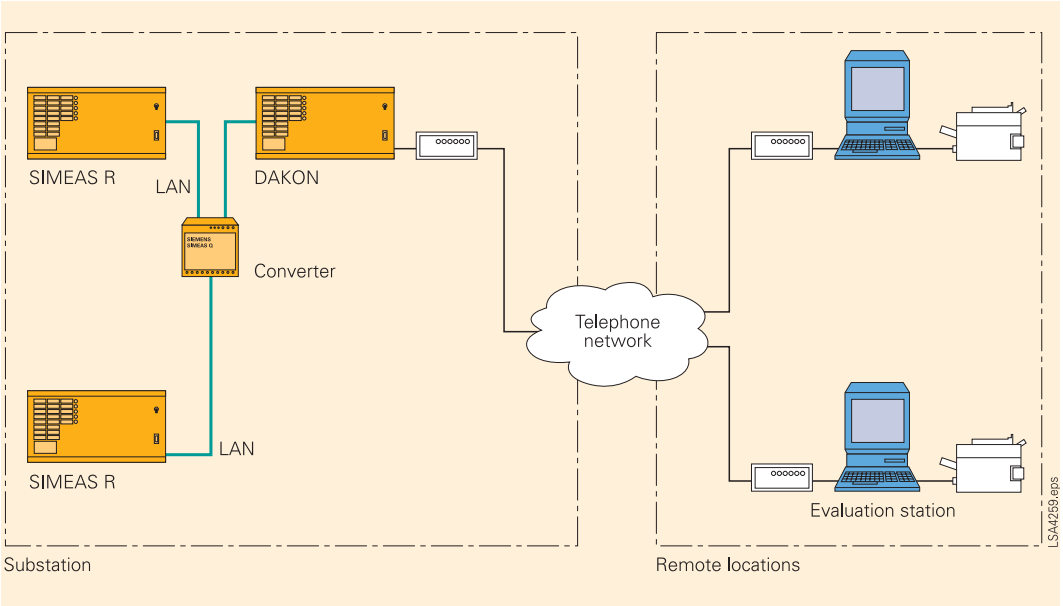


Bild 4 Systemkonzept

SIEMENS
siemens-russia.com

Die besonderen Vorteile

Immer flexibel

Der SIMEAS R ist ein Multifunktionsschreiber mit den folgenden Grundfunktionalitäten:

- Störschreiber
- Leistungs-/Frequenzschreiber
- kontinuierlicher (digitaler oder Mittelwert) Schreiber
- Meldedrucker
- VDIP-Schreiber

Von diesen 5 Funktionalitäten benutzt die CFE hauptsächlich den Störschreiber.

Optionales Zusatzpaket

Außerdem verfügt die CFE über ein optionales Zusatzpaket für OSCOP P. Dieses Softwaremodul (DIAGNOSE) ermöglicht eine automatische Berechnung und Berichterstellung des Fehlerortes auf einer Leitung.

Fazit

Das Entscheidungskriterium der CFE war ein durchgängiges Störschreiberkonzept sowie die gute Erfahrungen mit Siemens Power Transmission and Distribution.

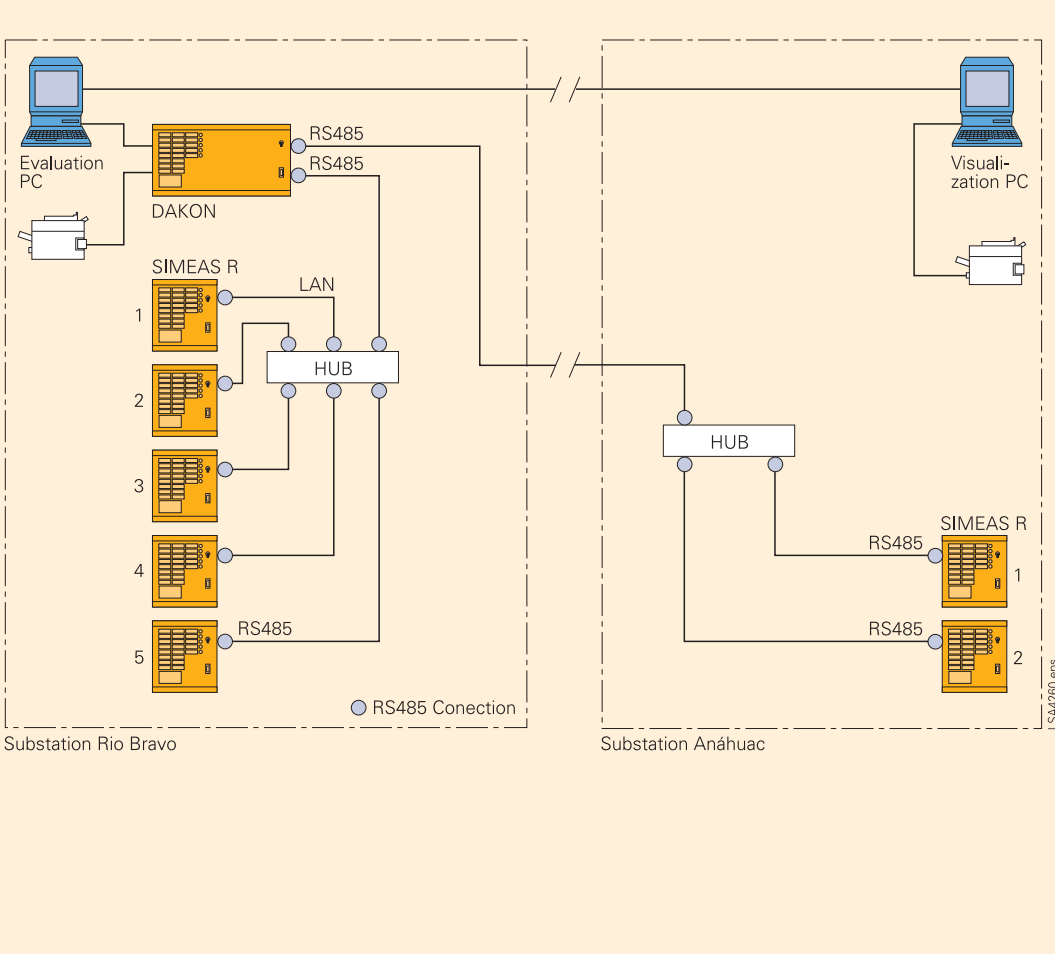


Bild 5 Beispiel eines Systemaufbaus für die Stationen Rio Bravo und Anáhuac

SIEMENS
siemens-russia.com

SIEMENS
siemens-russia.com

Effizienz im Workflow – von Anfang an

Entwicklung von eProcurement – die elektronische Beschaffung

Das Unternehmen

E.ON ist der weltweit größte private Energiedienstleister mit einem Umsatz von mehr als 46 Mrd EUR und rund 66 000 Mitarbeitern. Das Unternehmen hat sich klar auf seine Kerngeschäftsfelder Strom und Gas fokussiert. E.ON Energie ist eines der größten Energiedienstleistungsunternehmen Europas, das in neun europäischen Ländern aktiv ist. 16 Mio. Kunden werden jeden Tag von E.ON Energie unter anderem in den Niederlanden, Ungarn, der Slowakei, Tschechien, der Schweiz, Italien und Polen mit Strom und Gas versorgt.

Die Ausgangssituation

Die Deregulierung – und verbunden damit die „Unbundling"-Aktivitäten – in der Energiewirtschaft haben zu Verschiebungen in den Einkaufsprozessen geführt (kleinere Einheiten, Netztrennungen, usw.). Damit werden immer höhere Anforderungen an die Verfügbarkeit der elektrischen Anlagen gestellt (bei gleichzeitiger Verminderung des Personals und des Lagerbestandes), d.h. die schnelle Versorgung mit Ersatzteilen muss gewährleistet werden.

Das Konzept

Aufgrund dieser Entwicklung ist die Optimierung der Beschaffungsprozesse in der Energiewirtschaft unabdingbar. Die konsequente Weiterentwicklung der Internettechnologie und die kostengünstige Vernetzung unterschiedlichster IT-Systeme und ERP-Firmenstandards (Enterprise Resource Planning) schaffen dafür die Voraussetzungen. Herkömmliche Beschaffungswege für Waren und Dienstleistungen können so drastisch verkürzt und Bestellkosten eingespart werden.

Bei diesen integrierten B-2-B (Business to Business) Lösungen steht die Optimierung der Bestellabwicklung sowohl für den Besteller als auch für den Lieferanten im Vordergrund. Der gesamte Einkaufsprozess erfolgt von der Planung über die Beschaffung und die Bestellfreigabe bis hin zur Abrechnung automatisch über das Internet/Intranet.

Bild 1 Beschaffungsprozesskette

Der Einsatz von internetbasierten Beschaffungslösungen wird vorwiegend durch die Bestellprozesskosten, die Bestellfrequenz und die Zahl der angebundenen Lieferanten bestimmt. E.ON hatte den elektronischen Beschaffungsablauf für C-Artikel bereits in das SAP-System integriert und erfolgreich zur elektronischen Bestellung eingesetzt. Damit ließen sich der hohe Verwaltungsaufwand und die Einkaufskosten, die den eigentlichen Warenwert häufig übersteigen, deutlich minimieren.

Dieser Ansatz ist natürlich nicht nur auf klassische C-Artikel beschränkt. Es lag also nahe, diesen Lösungsansatz auch auf weitere Bereiche auszudehnen, um eine Bedienungserleichterung für den „Endanwender" im Einkauf und im Dienstleistungsbereich zu schaffen.

Die Voraussetzung zur Erweiterung dieses Lösungsansatzes ist die Bereitstellung und Integration von elektronischen Produktkatalogen. Die Herausforderung zur elektronischen Integration liegt hier im Detail. Denn gerade in der Energiewirtschaft handelt es sich meist um komplexe Produkte, die auf die jeweiligen Anforderungen abgestimmt und von einem Techniker für die unterschiedlichen Einsatzbereiche spezifiziert bzw. konfiguriert werden. Bisher wurden die benötigten Produkte von der Technikabteilung aus dem Katalog ausgewählt und in eigens erstellten Excel-Listen vermerkt. Erst dann erfolgte die Weitergabe an den zuständigen Einkauf.

SIEMENS
siemens-russia.com

LSP2556.tif

Bild 2
SAP Einkaufsportal

Durch die Bereitstellung eines konfigurierbaren elektronischen Produktkataloges von Siemens PTD PA wurde die Voraussetzung geschaffen, die bereits erfolgreich eingesetzte elektronische Lösung für C-Artikel auch auf diese komplexen Produkte auszuweiten. Die Zielsetzung von E.ON bei der Produktkatalogintegration im SAP-System war, alle Prozessschritte der Bestellung in das eigene E.ON SAP-System elektronisch zu integrieren und sowohl Medienbrüche (Produktkatalog, Notizzettel, Excel-Listen, usw.) des Bestellvorgangs als auch manuelle Interaktionen auszuschließen.

Die besonderen Vorteile

E-Collaboration: Besteller (Buy side) und Lieferant (Sell side) arbeiten durchgehend elektronisch zusammen.

E.ON ist es nun in Zusammenarbeit mit Siemens PTD gelungen, ein E-Collaboration-System zwischen den Partnern zu etablieren. Dafür wurden zwei Teams (Buy- and Sell side) gebildet, die eng zusammenarbeiteten, um die Anforderungen des Bestellers festzulegen und umzusetzen. Die Verbindung zwischen beiden Systemen wurde in kurzer Zeit realisiert und die Umsetzung der Lösung mit einem 4-wöchigen Testbetrieb im Januar 2004 abgeschlossen.

Durch die Integration des Produktkataloges von Siemens PTD werden die Beteiligten auf beiden Seiten entlastet und die Durchlaufzeiten bei Bestellungen wesentlich verkürzt. Alle Prozesse rund um die Beschaffung werden nun elektronisch erfasst. Die E.ON Mitarbeiter haben die Möglichkeit, die benötigten Artikel direkt von ihrem Schreibtisch aus zu konfigurieren und einzukaufen – ohne das interne SAP-System zu verlassen!

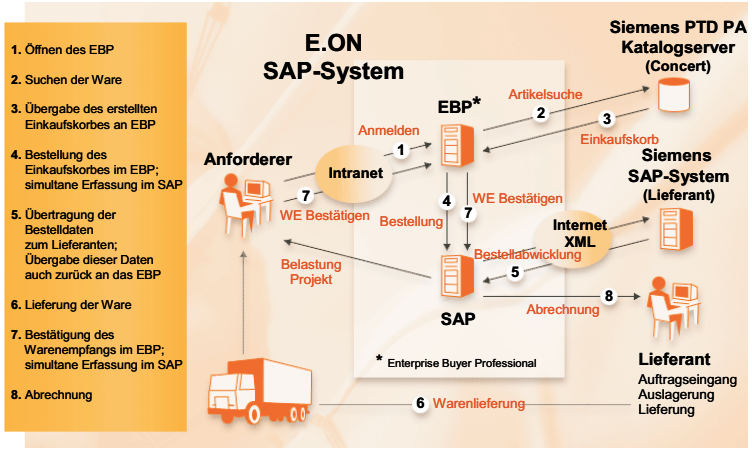
Den E.ON-Technikern stehen zudem sämtliche Informationen für das gesamte Power Automation Produktportfolio elektronisch zur Verfügung. So können sie schon online die kundenspezifische Produktzusammenstellung und Bestellung erledigen. Die notwendigen Genehmigungs- und Freigabefunktionen sind im System integriert und erfolgen online um die notwendige Transparenz der Bestellvorgänge zu gewährleisten. Langwierige Anmeldeprozeduren bei anderen Systemen und Applikationswechsel sind nicht notwendig. Eine verschlüsselte Verbindung sorgt für höchste Datensicherheit.

Das besondere bei dieser Lösung ist der Austausch aktueller Informationen direkt über eine kostengünstige Internet-Verbindung zwischen den bei PTD PA hinterlegten Produktstammdaten und dem installierten SAP Enterprise Buyer System. E.ON, als „Buyer“ in diesem System, hat über sein Einkaufssystem direkten Zugang zu den aktuellen PA-Produktinformationen, den Konfiguratoren, Zeichnungen, technischen Beschreibungen, den kundenspezifischen Preisen und den festgelegten kaufmännischen Bedingungen. Alle relevanten Informationen stehen dem Besteller somit rund um die Uhr zur Verfügung.

Aufgrund der elektronischen Internetschnittstelle zwischen dem SAP-System bei E.ON und der zertifizierten SAP-Schnittstelle im Siemens System erfolgt auch hier der Bestelleingang in elektronischer Form direkt im SAP-System und kann sofort weiterverarbeitet werden. Ein weiterer Vorteil, der nicht nur zur Kostensenkung beiträgt, sondern auch Eingabefehler bei der Bestellübernahme minimiert und so den Bestellablauf zeitlich optimiert.

Die gesamte Bestellprozesskette wird so schnittstellenfrei und elektronisch abgewickelt. Dadurch wird gleichzeitig die Komplexität der Produktauswahl und der zeitliche Aufwand stark minimiert.

Bild 3
Integrierter Bestellprozess
Beschreibung, B2B Lösung



LSP2557.tif

SIEMENS
siemens-russia.com

Gutschriftverfahren statt Rechnungsverfahren

Das gleiche Ziel der Aufwandsminimierung verfolgt E.ON mit der Abwicklung der B-2-B-Bestellungen im Gutschriftverfahren. Hierbei wird ein bestimmtes Budget als Rahmen für die von Auftraggeberseite zu tätigenden Bestellungen mit dem Lieferanten festgelegt. Das Besondere dabei ist, dass nicht der Kunde, sondern Siemens den Budgetrahmen überwacht und E.ON informiert, wenn das festgelegte Budget erreicht wurde. Die Budgetüberwachung liegt somit beim Lieferanten. Für Siemens wird der zu erwartende Bestellumfang, bezogen auf einen bestimmten Zeitraum, transparent.

Fazit

Entscheidendes Argument für die Integration des PTD Produktkataloges war die Möglichkeit, nicht nur statische Produktangaben zu integrieren, sondern durch aktive Interaktion die gewünschten Produkte auf die spezifischen Anforderungen zu konfigurieren. Dem Besteller wird die getroffene Auswahl mit den vereinbarten Preisen unmittelbar im SAP-System angezeigt und direkt online weiterverarbeitet. Damit erhält der Projektverantwortliche bereits zum Zeitpunkt der Produktauswahl eine genaue Übersicht des benötigen Budgets. Ein entscheidender Vorteil wenn es gilt, nicht nur die Verfügbarkeit der elektrischen Anlagen, sondern auch eine Übersicht des Budgets zu gewährleisten.

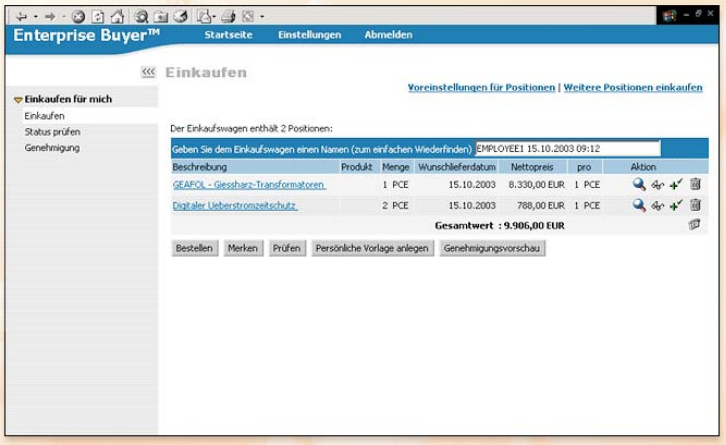
Dank des Systems ist E.ON nun in der Lage die benötigten SIPROTEC-Schutzgeräte online aus dem eigenen SAP-System mit den jeweils aktuellen Daten zu bestellen. Das Unternehmen rechnet mit signifikanten Einsparungen durch den vereinfachten Bestellprozess. In der Einführungsphase hat E.ON die interne Freigabegrenze im SAP-System noch auf einen Bestellwert von 10 000,- EURO fixiert. Diese Grenze ist individuell einstellbar und wird in Kürze erweitert. Das Ziel ist es, alle E.ON-Bestellungen an Siemens Power Automation elektronisch abzuwickeln.

Da hier noch keine Erfahrungswerte vorliegen, ist das Einsparungspotential nur durch andere B-2-B Prozesse zu belegen. Hier liegen die Einsparungen bei den durchzuführenden Transaktionen bei einer Größenordnung von 15 % - 20 %.

Die Vorteile auf Kunden- wie Lieferantenseite liegen in der optimierten Bestellprozessabwicklung. Insbesondere durch:

LSP2542.tif

Bild 4 PTD PA Produktinformation



LSP2543.tif

Bild 5 SAP Einkaufsportal, Warenkorbfunktion

- Bewertbare Prozessverbesserungen
- Aktualität der Informationen
- Pflege auf Lieferantenseite
- Keine Wartezeiten bei Produktinformation, -auswahl und Preisen
- Darstellung des kompletten Angebotsspektrums

Damit erhält E.ON alle Informationen, um die benötigten Produkte im Einkaufssystem, ohne dies zu verlassen oder in andere Applikationen zu wechseln nach den jeweiligen Wünschen zu konfigurieren und die komplette Bestellung direkt im SAP-System mit den vereinbarten Bedingungen online abzusetzen.

SIEMENS
siemens-russia.com

Siemens Companies and Representatives of the Power Transmission and Distribution Group

Europe

Austria
Siemens AG Österreich
Siemensstr. 90 - 92
1211 Wien
Phone: +43-5-1707-23252
Fax: +43-5-1707-53075

Belgium
Siemens N. V.
Demeurslaan 132
B-1654 Huizigen
Phone: +32-2-536-7789
Fax: +32-2-536-6900

Czech Republic
Siemens s. r. o.
Evropska 33a
CZ-160 00 Praha
Phone: +420-2-3303 2132
Fax: +420-2-3303 2190

Denmark
Siemens A / S
Borupvang 3
DK-2750 Ballerup
Phone: +45-4477 4820
Fax: +45-4477 4034

Finland
Siemens Osakeyhtiö
Majurinkatu 6
FIN-02600 Espoo
Phone: +358-10-511 3094
Fax: +358-10-511 3770

France
Siemens S. A.. S.
9, rue du Docteur Finot
F 93527 Saint Denis, Cedex 2
Phone: +33-1-4922 3972
Fax: +33-1-4922 3090

Greece
Siemens A. E.
Artemidos 8
GR-151 10 Amaroussio/Athen
Phone: +30-210-6864 717
Fax: +30-210-6864 536

Siemens A.E. North
Georgikis Scholis 89
GR-54110 Thessaloniki
Phone: +30-2310-479 217
Fax: +30-2310-479 265

Italy
Siemens S.p. A.
Via Vipiteno 4
I-20 128 Milano
Phone: +39-02-6676 2391
Fax: +39-02-6676 2213

Ireland
Siemens Ltd.
Leeson Close
Dublin 2
Phone: +353-1-216 2425
Fax: +353-1-216 2458

Netherlands
Siemens Nederland N.V.
Prinses Beatrixlaan 26
2595 AL Den Haag
Phone: +31-70-333 3126
Fax: +31-70-333 3225

Norway
Siemens A / S
Ostre Aker vei 90
N-0518 Oslo
Phone: +47-22-633 375
Fax: +47-22-633 796

Poland
Siemens Sp.z.o.o. North
ul. Zupnicza 11
PL-03-821 Warszawa
Phone: +48-22-870 9127
Fax: +48-22-870 8627

Siemens Sp.z.o.o. South
ul. Gawronow 22
PL-40-533 Katowice
Phone: +48-32-2084153
Fax: +48-32-2084259

Portugal
Siemens S. A..
Rua Irmaos Siemens, 1- Alfagide
P-2720 093 Amadora
Phone: +351-21-417 8361
Fax: +351-21-417 8071

Slovenia
Branch office: Siemens Austria

Spain
Siemens S.A.
Ronda de Europa 5
E 28 760 Tres Cantos (Madrid)
Phone: +34-91-514 7561
Fax: +34-91-514 4730

Switzerland
Siemens-Schweiz AG
Freilagerstr. 28
CH-8047 Zürich
Phone: +41-1-585-586645
Fax: +41-1-585-544755

Turkey
Siemens Sanayi ve Ticaret AS
Yakacik Yolu No: 111, Kartal
34870 Istanbul-Turkey
Phone: +90-216-459 2721
Fax: +90-216-459 2682

Hungary
Siemens Rt.
Gizella út 51-57
H-1143 Budapest
Phone: +36-1-471 1686
Fax: +36-1-471 1622

United Kingdom
Siemens plc
Sir William Siemens House
Princess Road
Manchester M20 2UR
Phone: +44-161-446 5119
Fax: +44-161-446 6476

Africa

Egypt
Siemens Ltd.
Cairo, P.O.Box 775 / 11511
55 El Nakhil and
El-Aenab St.
El-Mohandessin, Giza
Phone: +20-2-333 3644,
Fax: +20-2-333 3608

Morocco
Siemens S. A.
Km 1, Route de Rabat
Ain-Sebâa
20250 Casablanca
Phone: +212-22-351 025
Fax: +212-22-340 151

Nigeria
Siemens Ltd.,
98/100, Oshodi /
Apapa Expressway
Lagos
Phone: +234-1-4500 137
Fax: +234-9-523 6133

South Africa
Siemens Ltd.,
300 Janadel Avenue
Private Bag X71
Halfway House 1685
Phone: +27-11-652 2287
Fax: +27-11-652 2497

Australia

Siemens Ltd., PT & D
Melbourn Head Office
885 Mountain Highway
Bayswater VIC 3153
Phone: +61-3-9721 2819
Fax: +61-3-9721 7328

North America

USA
Siemens PT&D, Inc.
7000 Siemens Rd.
Wendell , NC 27591-8309
Phone: +1 800 347 6657
+1-919-365 2196
Fax: +1-919-365 2552
Internet: www.siemenstd.com

Central America

Costa Rica
Siemens S.A.,
P.O.Box 10022-1000
La Uruca
200 Este de la Plaza
San José
Phone: +506-287 5120
Fax: +506-233 5244

Mexico
Siemens S.A. DE C.V.
Poniente 116 No. 590
Col. Ind. Vallejo
Delegación Azcapotzalco
02300 Mexico D.F.
Phone: +52-5-328 5336
Fax: +52-5-328 5324

South America

Argentina
Siemens S.A.
Julio A. Roca 516
Capital Federal
C1067ABN Buenos Aires
Phone: +54-11-4738 7194
Fax: +54-11-4738 7319

Brazil
Siemens Ltda.
Av. Mutinga, 3800
05110-901 São Paulo -SP
Phone: +55-11-39083 911
Fax: +55-11-39083 988

Columbia
Siemens S.A., GDH
Santafe de Bogota,D.C.
Carrera 65 No. 11-83
Apartado 8 01 50
Conmuta
Santafé de Bogotá 6
Phone: +57-1-294 2272
Fax: +57-1-294 2500

Venezuela
Siemens S.A.,
Avenida Don Diego Cisneros/
Urbanización Los Ruices
Caracas 1071
Phone: +58-212-203 8755
Fax: +58-212-203 8613

Asia

China
Siemens Ltd., PT & D
No. 7, Wangjing Zhonghuan
Nanlu, Chaoyang District
Beijing, 100015
Phone: +86-10-6472 1888
ext. 3149
Fax: +86-10-6472 1464

Hong Kong
Siemens Ltd., PTD
58/F Central Plaza
18 Harbour Road
Wanchai, Hong Kong
Phone: +852-25 83 3362
Fax: + 852-28 02 9908

India
Siemens Ltd., PTD
6A Maruti Industrial Area
Sector-18
Haryana 122 015 / Gurgaon
Phone: +91-124-634 9359
ext. 2100
Fax: +91-124-634 6431

Indonesia
P.T. Siemens Indonesia
Jl. Jend. A. Yani Kav. B 67-68
Pulo Mas
Jakarta 13210
Phone: +62-21-472 9153
Fax: +62-21-472 15055,
472 9 201

Korea
Siemens Ltd
6th Floor Asia Tower Bldg
726, Yeoksam-dong,
Kangnam-gu
Seoul 135-719, Korea
Phone: +82-2-52 77 805
Fax: +82 2 52 77 889

Malaysia
Siemens
Electrical Engineering Sdn Bhd
13th Floor, CP Tower
11 Section 16/11, Jalan
Damansara
46350 Petaling Jaya
Selangor Darul Ehsan
Phone: +60-3-7952 5324
(direct)
Phone: +60-3-7952 5555
(switchb.)
Fax: +60-3-7957 0380

Pakistan
Siemens Pakistan Engineering
Co.
Ltd PT&D
B-72, Estate Avenue,
S.I.T.E.
LKarachi 75700, Pakistan
Phone: +92-21-2566 213
Fax: +92-21-2566 215

Philippines
Siemens Inc., PT & D
14 F Centerpoint Bldg.
Julia Vargas Avenue
Ortigas, Pasig City 1605
Phone.: +63-2-637 0900
Fax.: +63-2-633 5592

Singapore
Power Automation
28 Ayer Rajah Crecent
05-02/03
Singapore 139959
Phone.: +65-6872 2688
Fax: +65-6872 3692

Taiwan
Siemens Ltd., PT & D Dept.
13, Yuan Qu Street
Nan Gang District, 8F-1
115 Taipei, Taiwan R.O.C.
Phone.: +886-2-2376 1829
Fax: +886-2-2378 6430

Thailand
Siemens Limited, PTD
Charn Issara Tower II, 25nd
Floor
2922/283 New Petchburi Road
Bangkapi, Huay Kwang
Bangkok 10310
Phone.: +66-2-715-4771
Fax: +66-2-715-4701

Vietnam
Siemens AG
Representation
The Landmark Building, 2nd
Floor
5B Ton Duc Thang Str.
District 1
Ho Chi Minh City
Phone.: +84-8-825 1900
Fax: +84-8-825 1580

Middle East

Iran
Siemens Sherkate Sahami
(Khass) (SSSK)
Siemens House
Avenue Ayatollah Taleghani 32
Teheran 15
Phone: +98-21-614 1
Fax: +98-21-614 2294

Kuwait
National & German Electrical &
Electronic Services Company
Gulf Investment Corporation
(GIC) Building
Al-Mubarak St., Block – 4
1st & 2nd Floor
32041 Sharq
Phone: +965-241-8888
Fax: +965-246 3222

United Arab Emirates
Siemens Resident Engineers
Al Moosa Tower, 21st Floor
Sheikh Zayed Road
Dubai
Phone: +971-4-331 9578
Fax: +971-4-331 9547

Siemens Resident Engineers
Hamdan Street
P.O. Box 732
Abu Dhabi
Phone: +971 2 626 2800
Fax: +971 2 626 9871

Saudi Arabia
Siemens Ltd PT&D
Jeddah Head Office
P.O. Box 4621
21412 Jeddah
Phone: +966-2-665 8420
Fax: +966-2-665 8490
+966-2-663 0894

Printed in Germany
KGK 04.05 2.0 92 De 101 14 6101 D6335

SIEMENS
siemens-russia.com

Published by

Siemens Aktiengesellschaft

Power Transmission and Distribution
Energy Automation Division
Postfach 48 06

90026 Nuernberg
Germany

www.siemens.com/ptd

Bestell-Nr. E50001-K4452-A101-A1

SIEMENS
siemens-russia.com