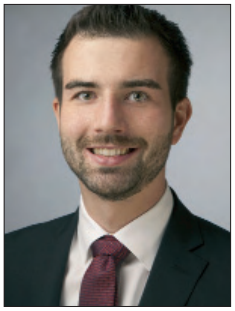
Am Beispiel des Kölner Stadtteils Chorweiler

Intelligenter Netzausbau durch digitale Technik

Die Rheinische NETZGesellschaft hat zusammen mit Siemens im Kölner Stadtteil Chorweiler ein Pilotprojekt gestartet, um das bestehende Netz durch intelligente Automatisierungstechnik fit für die Zukunft zu machen. Installiert wurden dezentrale Automatisierungs- und Steuerungseinheiten, die dank einer Selbstheilfunktion zu einer höheren Versorgungszuverlässigkeit beitragen.

Bild 1: Haben sich für Schutz- und Automatikfunktionen in der primären Verteilebene bewährt: Verteilnetzautomatisierungseinheiten der Bauart Siprotec 7SC80. Primärschaltgeräte wie Erder, Trenner und Last-/Leistungsschalter können herstellerunabhängig überwacht und in Automatisierungsfunktionen integriert werden.

Chorweiler ist ein Stadtteil im Norden von Köln, etwa zehn Kilometer vom Stadtkern entfernt. Das Zentrum von Chorweiler entstand in den 1970er Jahren als neuer Stadtteil mit Wohnungen für 40.000 Personen. Mit dem neuen Stadtteil ist auch das Verteilnetz in diesem Zeitraum gewachsen. Die vorhandene Netzstruktur weist einen hohen Vermaschungsgrad auf, da die Netzplanung in den 1960er- bis 1970er-Jahren von einem langfristig stetig wachsenden Energiebedarf ausgegangen ist. Ein hoher Vermaschungsgrad hat den Vorteil, dass Leitungsausfälle im Störfall mit relativ wenig Aufwand durch Schaltmaßnahmen kompensiert werden können, so dass der Stromkunde kurzfristig wiederversorgt wird. Inzwischen sind viele dieser Verteilnetze in die Jahre gekommen, so dass zustandsbedingte Versorgungsunterbrechungen wahrscheinlicher werden. Der 1-zu-1-Ersatz der gealterten Betriebsmittel, die zum hohen Vermaschungsgrad beitragen, ist mit erheblichem Kostenaufwand verbunden. Vor diesem Hintergrund haben die RheinEnergie AG, die Rheinische NETZGesellschaft mbH (RNG), eine 100%ige Tochtergesellschaft der RheinEnergie, sowie Siemens eine alternative Lösung erarbeitet, die die sehr gute Versorgungsqualität eines stark vermaschten Netzes auch in strukturell optimierten und somit unvermaschten Netzen gewährleistet. Ziel ist es, durch den Aufbau von intelligenten Ortsnetzstationen mit ausgeprägter Sekundärtechnik, vor allem Automatisierungstechnik, die Investitionen in der Primärtechnik zu reduzieren. Dabei verschieben sich die Investitionen von der Primär- zur Sekundärtechnik und können unter dem Strich geringer ausfallen.



Jan Namyslo (links), Vertrieb Energy Automation in der Siemens-Division Energy Management, Nürnberg
Jan Patrick Linossier, Leiter des Bereichs Asset Strategie bei der Rheinischen NETZGesellschaft mbH (RNG), Köln

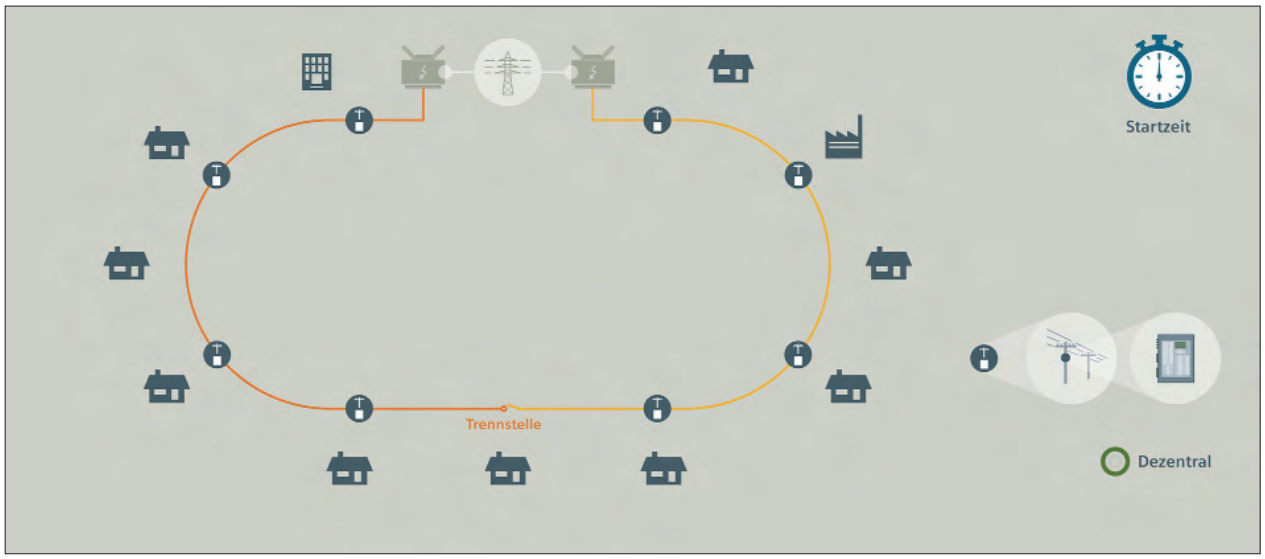


Bild 2a: Netzbetrieb im Ring mit offener Trennstelle

Die Herausforderungen der Energiewende in großstädtischen Verteilnetzen wie der Erneuerungsbedarf der Infrastruktur der 1950er-/1960er-Jahre, Vereinfachungen von redundanten Netzstrukturen, die Zunahme von dezentralen Einspeisern und Elektromobilität sowie die gleichzeitige Aufrechterhaltung einer hohen Versorgungsqualität im hoch verdichteten Stadtraum erfordern Betriebsmittel, die den künftigen Anforderungen gewachsen sind. Den Ortsnetzstationen kommt dabei eine Schlüsselstelle zu. Rund 550.000 gibt es im deutschen Stromnetz. In der Regel verfügen sie heute nicht über Kommunikationsmöglichkeiten, Messgeräte und Fernsteuerungseinrichtungen, geschweige denn über eine intelligente Regelung, die zur Bewältigung der neuen Aufgaben erforderlich sind. Dabei stehen die Netzbetreiber vor dem Balanceakt, einerseits die hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten und andererseits dem Kostendruck im regulierten Netzgeschäft gerecht zu werden. Siemens unterstützt Netzbetreiber dabei, mit intelligenten Lösungen ein effizientes Management ihrer Infrastruktur sicherzustellen. Im Kölner Stromnetz fällt der Strom im Schnitt pro Kunde nur zehn Minuten aus, was einen Spitzenwert in Deutschland darstellt. Bundesweit sind es rd. 15 Minuten.

Pilotprojekt unter realen Betriebsbedingungen der Stromversorgung

Im Rahmen eines Innovationsworkshops vereinbarten die drei Projektpartner ein Pilotprojekt in Chorweiler. Ziel dieses Vorhabens war es, im realen Betrieb zu erpro-

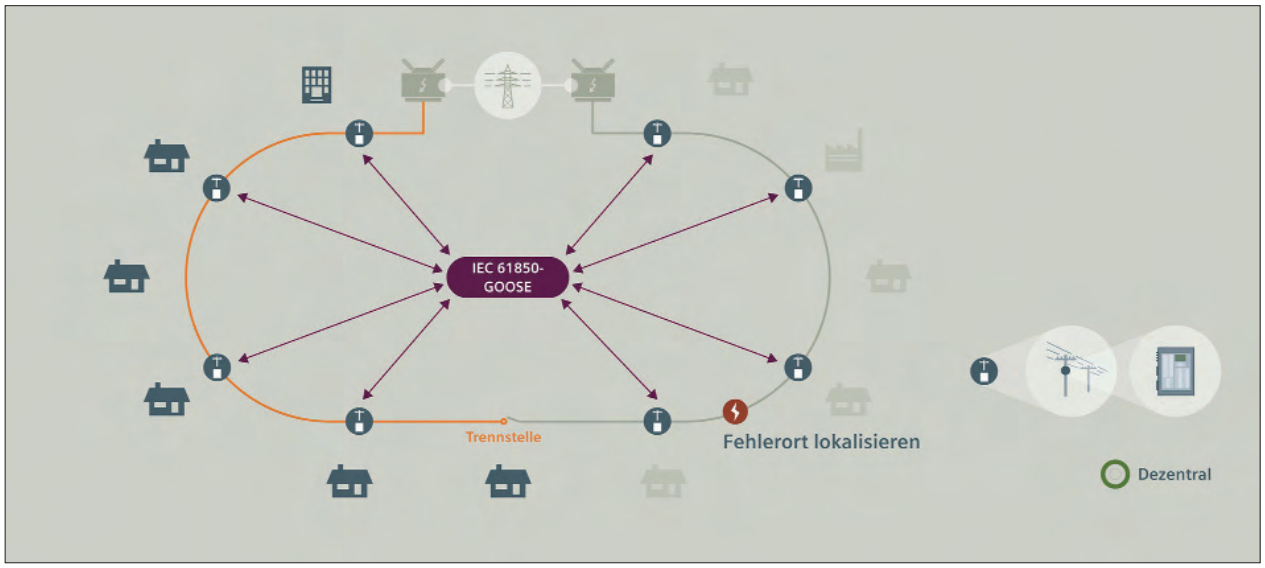


Bild 2b: Schutzauslösung im Umspannwerk führt zur Versorgungsunterbrechung im Halbring. Fehlerlokalisierung und Informationsaustausch über IEC 61850 Goose.

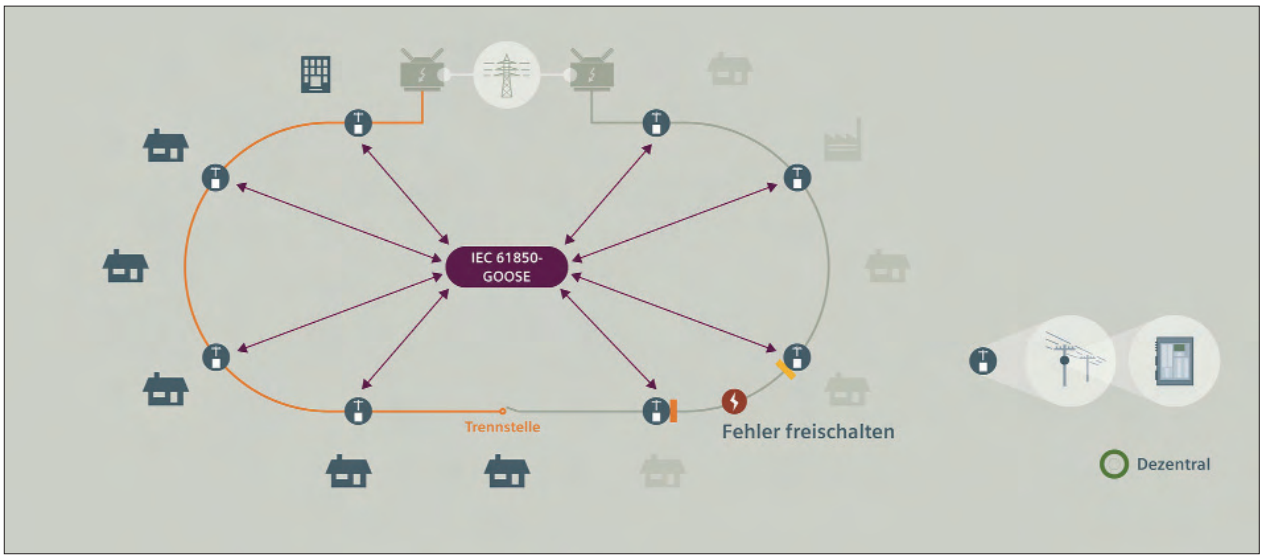


Bild 2c: Fehlerfreischaltung der gestörten Verbindung über IEC 61850 Goose

ben, ob und wie sich intelligente Ortsnetzstationen in die vorhandene Netzstruktur integrieren lassen und welche Vorteile dies konkret erbringt. In der technischen Umsetzung verfolgten sie dabei gleich mehrere Zielsetzungen:

- Bereinigung gewachsener Netzstrukturen bei gleich bleibender oder besserer Versorgungsqualität durch eine Reduktion von Ausfallzeiten und Ausfallleistungen im Falle einer Störung,
- Erprobung neuer Konzepte und Lösungen für die Verteilnetzautomatisierung, z. B. Funktionsprüfungen im laufenden Betrieb, die Fähigkeit zur Integration in die bestehenden betrieblichen Prozesse,
- Betriebliche Erprobung einer automatisierten Wiedereinschaltung im Fehlerfall durch eine dezentrale, autarke Automatisierungstechnik,
- Standardisierung einer skalierbaren Lösung für den weiteren Einsatz bei vergleichbaren Problemstellungen sowie
- Reduzierung der zukünftigen Investitionsaufwendungen.

Das besagte Netzgebiet umfasst die Versorgung von 16 Verteilnetzstationen über zwei Leistungsschalterfelder aus dem Umspannwerk Chorweiler, die jeweils einen Halbring versorgen. Aufgrund seiner Struktur erschien Chorweiler als besonders geeignet für den Pilotversuch, weil hier aufgrund der Bebauung aus den 1970er-Jahren viele Menschen auf engem Raum leben, der Stadtteil aber auch dörflichen Charakter hat. Zur Erreichung der o. g. Ziele wurde eine vollständige Automatisierung in dem Pilotprojekt umgesetzt. Drei Ortsnetzstationen sind mit Automatisierungstechnik von Siemens ausgerüstet. Sie sind in der Lage, etwaige Störungen zu erkennen, zu

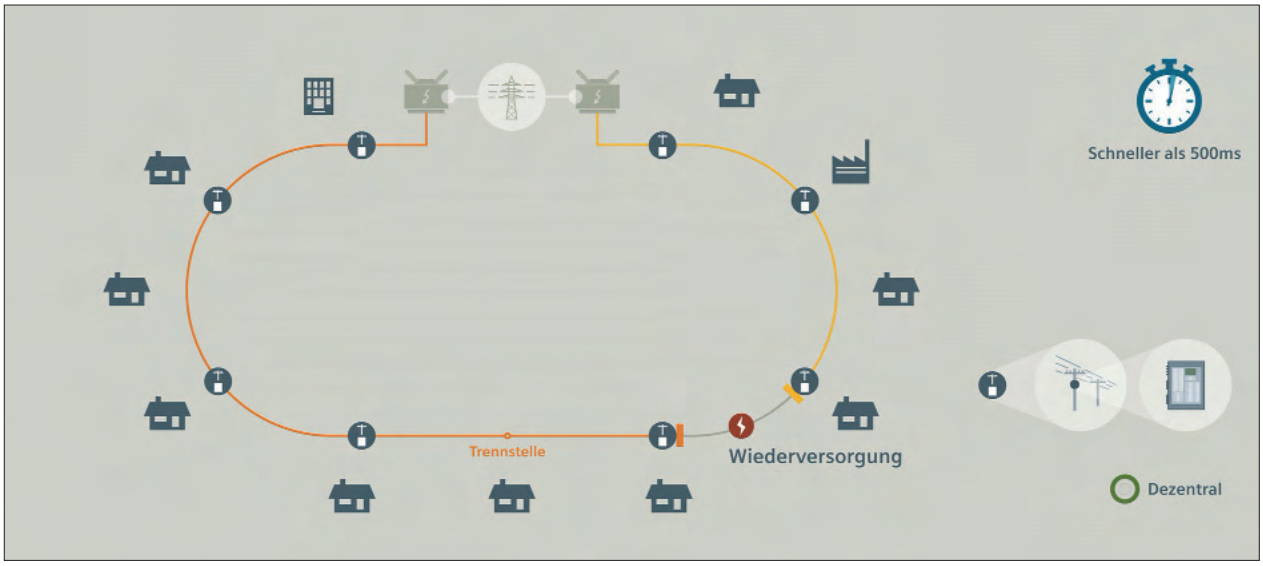


Bild 2d: Wiederversorgung im Halbring bis zur gestörten Trennstelle.

melden und darüber hinaus selbstständig über eine implementierte Entscheidungslogik die notwendigen Schaltungen im Netz so auszuführen, so dass die Beeinträchtigung für den Kunden so gering wie möglich ausfällt. Ein solches »selbstheilendes Netz« (Self-healing Grid), in dem auch der Leistungsschalter im Umspannwerk vollständig eingebunden ist, geht über klassische Konzepte der Fernmeldung und Fernsteuerung hinaus und stellt ein Novum in deutschen Verteilnetzen dar.

Zum Einsatz kommen Verteilnetzautomatisierungseinheiten der Bauart Siprotec 7SC80 von Siemens (*Bild 1*), die für Schutz- und Automatikfunktionen in der primären Verteilebene bewährt haben. Primärschaltgeräte wie Erder, Trenner und Last-/Leistungsschalter können herstellerunabhängig, wie im Pilotprojekt realisiert, überwacht werden und in Automatisierungsfunktionen integriert werden. Die integrierte programmierbaren CFC-Logik ist so konzipiert, dass Änderungen Betriebsmittelkonfiguration leicht und flexibel durch den Betreiber angepasst werden können

Schnelle Wiederversorgung hat oberste Priorität

Für die RNG hat die Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen und die Reduktion der daraus resultierenden Nichtversorgung von Kunden eine hohe Priorität. Bei einem Fehler im Netz werden durch den Leistungsschalter im Umspannwerk alle Ortsnetzstationen im Halbring ausgeschaltet. Heute werden die Prozesse zur Fehlerlokalisierung, -klärung und Wiedereinschaltung manuell durch örtliches Entstörpersonal und die Leitstelle durchgeführt. In dem Piloten übernimmt eine autarke Automatisierungstechnik alle Aufgaben der Fehlerfreischaltung und Wiederversorgung der nicht betroffenen Abschnitte im Netz.

Jeweils zwei der 7SC80 sind in den intelligenten Ortnetzstationen zu finden. Sie sind mit einer dezentralen Logik für die »Selbstheilung« ausgestattet und erfüllen im Kurzschlussfall die Funktionen Fehlerlokalisierung, Fehlerfreischaltung und Wiedereinschaltung. Die Kommunikation zwischen den 7SC80-Einheiten erfolgt über das IEC-61850-Protokoll über vorhandene Kupfertelefonleitungen, die zwischen den Stationen liegen. Priorisierte Goose-Telegramme melden untereinander Zustandsänderungen (hier: speziell Fehlermeldungen bei Kurzschluss) unverzüglich zwischen den 7SC80-Einheiten (*Bild 2*). Sobald ein Kurzschluss auftritt, identifizieren die 7SC80-Einheiten das fehlerbehaftete Teilstück zwischen zwei Netzstationen und sorgen dafür, dass die Fehlerstelle aus dem Versorgungsnetz herausgeschaltet wird und intakte

Glossar

Goose

Generic Object Oriented Substation Events (Goose) ist ein echtzeitfähiges Netzwerkprotokoll zur Steuerung von Geräten über Ethernet-Netzwerke. Es ist von der International Electrotechnical Commission (IEC) in dem Standard IEC 61850 im Teil 7-1 konzeptionell beschrieben und im Teil 8-1 spezifiziert.

CFC

Der Continuous Function Chart (CFC; deutsch Signalflussplan) ist eine Programmiersprache für Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS).

Teilbereiche automatisch wiederversorgt werden (*Bild 3*).

Die Netzleitstelle wird über Störungen zwar informiert, steuert aber nicht die einzelnen Stationen. Die Verteilnetzcontroller Siprotec 7SC80 agieren zusammen der Steuerung der Leistungsschalter völlig eigenständig. Diese Funktionalität ermöglicht eine Reduzierung der Ausfallzeit auf wenige Sekunden, um sicherzustellen, dass die Ausfallzeiten deutlich verringert werden und somit dem Kunden nur eine minimale Beeinträchtigung zugemutet wird.

Nach ersten Erkenntnissen ist das mehr als gelungen, denn die Schaltgrenze liegt theoretisch unterhalb von fünf Sekunden.

Auch die wirtschaftliche Betrachtung des Gesamtkonzepts fällt positiv aus. Die Aufwendungen fallen unterm Strich geringer aus als bei einer herkömmlichen Lösung mit der Erneuerung von Anlagen- und Kabeltechnik. Im Pilotprojekt treten allerdings derzeit noch hohe Einmalkosten auf. Wenn die Vorgehensweise jedoch auf weitere Stadtteile bzw. Wohngebiete wie in einem Baukastensystem übertragen wird, lassen diese Kosten erheblich reduzieren. Das gesamte Stadtgebiet von Köln umfasst rd. 4.500 Ortsnetzstationen, deren Automatisierungsgrad meist sehr gering ist. RNG wird aufgrund der Ergebnisse aus dem Pilotversuch und somit anhand im Betrieb erhobener Informationen abschätzen, welche Automatisierungsstufen in welchem Umfang unter Berücksichtigung eines Optimums zwischen Kosten einerseits und Gewinn an Versorgungssicherheit andererseits sinnvoll ist.

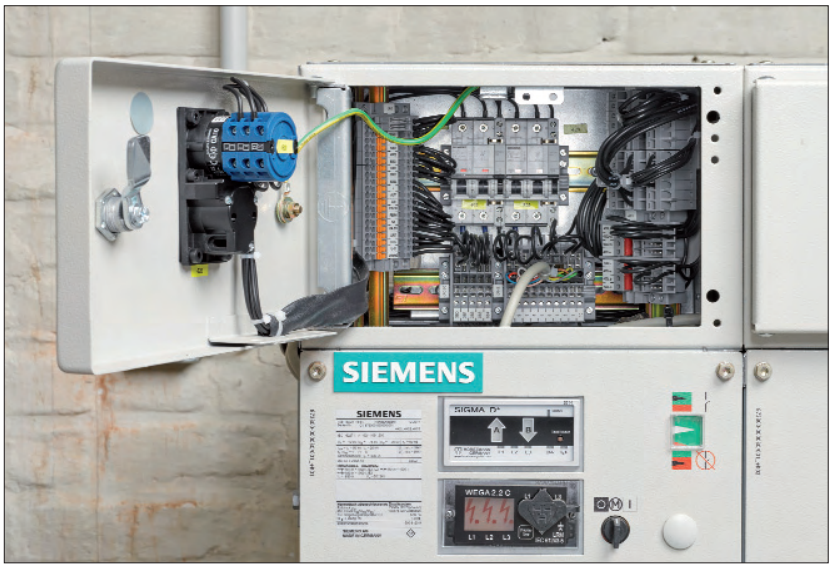


Bild 3: Herstellerneutrale Übergabeklemmleiste in der Siemens-Mittelspannungsschaltanlage 8DJH, unter anderem mit Kurzschlussrichtungsinformation aus dem Verteilnetz. Bilder: Siemens

Chorweiler könnte zur Blaupause für andere Gebiete in Großstädten werden

Für die drei Projektpartner war dieses gemeinsame Projekt ein Lernprozess, bei dem sich herauskristallisierte, welche Betriebsmittel mit Sensorik ausgestattet werden müssen und wie möglichst effizient mehr Intelligenz in die Mittelspannungsebene gebracht werden kann. Schon heute zeichnet sich ab, dass die Netze mehr an Autarkie gewinnen müssen. Vor diesem Hintergrund konnte nachgewiesen werden, dass die Technik aus der Hoch- und Mittelspannung auch auf der sekundären Verteilnetzebene sinnvoll zum Einsatz kommen kann. Sollten die ersten Betriebserfahrungen weiterhin positiv bleiben und die Technik für einen regulären Einsatz wirtschaftlich darstellbar sein, kann sie als fester Bestandteil zukünftiger Planungsprämissen bei RNG Anwendung finden.

Sehr gut möglich, dass Chorweiler ein Beispiel für viele andere Stadtteile und Städte abgibt und so zur Versorgungssicherheit im städtischen Raum beitragen wird. Chorweiler als Blaupause für Folgeprojekte sozusagen.

jan.namyslo@siemens.com

www.siemens.com

jp.linossier@rng.de

www.rng.de