

Automatisch und lückenlos

Schutzsysteme systematisch überprüfen und verbessern

In Netzen mit dezentralen Erzeugungsanlagen oder mit vermaschten Strukturen erreichen herkömmliche Überprüfungsverfahren für Schutzsysteme häufig die Grenzen ihrer Anwendbarkeit. Zu viele Kombinationen aus Netz-, Betriebs- und Fehlerszenarien müssten berücksichtigt werden. Doch wie können komplexe Schutzsysteme automatisiert und systematisch beurteilt werden? Für diesen Anwendungsfall und für die integrierte Simulation und Auswertung von Schutz-Performance-Bewertungen hat Siemens das System Siguard PSA (Protection Security Assessment) entwickelt.

Energieversorgungsnetze sind in ständigem Wandel. Daher muss bei Schutzsystemen regelmäßig überprüft werden, ob sie den geänderten Anforderungen genügen. Typische Auslöser, die eine Überprüfung und gegebenenfalls eine Anpassung der Schutzeinstellwerte oder des Schutzsystems nötig machen, sind Netzbau- und Betriebsmaßnahmen, neue Netzschaltungen und sich ändernde Betriebszustände, zum Beispiel durch den Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen.

Problemstellung und Motivation

In radialen Netzen ohne dezentrale Erzeugungsanlagen ist eine Überprüfung

des Schutzsystems mit vertretbarem Aufwand möglich. In Netzen mit dezentralen Einspeisern oder mit vermaschten Strukturen erreichen herkömmliche Überprüfungsverfahren für Schutzsysteme jedoch in vielen Fällen die Grenzen ihrer Anwendbarkeit. Zu viele Kombinationen aus Netz-, Betriebs- und Fehlerszenarien müssten berücksichtigt werden. Eine Betrachtung nur weniger, subjektiv ausgewählter Fehlerfälle birgt die Gefahr, dass Betriebszustände übersehen werden, bei denen das aktuelle Schutzsystem nicht einwandfrei funktioniert.

Fehleranalysen haben gezeigt, dass die klassischen Verfahren zur Berechnung

und Überprüfung von Schutzeinstellwerten nur eingeschränkt angewendet werden können. So hätten die Ursachen vieler Störungen häufig bereits im Vorfeld durch eine umfassende Schutzsicherheitsbewertung erkannt werden können. Oft hätten verbesserte Schutzeinstellungen, geänderte Schutzfunktionen oder neue Schutzgeräte einen Störfall vermeiden beziehungsweise den damit verbundenen Schaden reduzieren können. Solche Untersuchungen sind jedoch sehr zeitaufwendig, da bisher keine automatisierten Lösungen verfügbar waren. Auch verdeckte Fehler, zum Beispiel des Reserveschutzes, können häufig nur durch Betrachtung des Gesamtsystems erkannt werden. Im Vergleich zur Untersuchung eines lokalen Schutzbereichs ist dies entsprechend aufwendig.

Durch den technischen Fortschritt können inzwischen komplexe Schutzsysteme automatisiert und systematisch analysiert werden – hiermit sind sogar vorbeugende Schutz-Performance-Bewertungen möglich. Praktische Anwendungsfälle können beispielsweise sein:

- die Überprüfung des Schutzsystems für alle Umbauphasen einer Netzstrukturmaßnahme
- neue Schaltzustände
- Anschluss dezentraler Einspeiser
- Bewertung des Schutzes in Fremdnetzen bei Konzessionsübernahmen
- Störungsanalysen.

Die klassischen Überprüfungsverfahren der Schutzparameter beruhen auf der grafischen Darstellung von Einstellwerten. Allerdings ist jede verwendete grafische Darstellungen aus Systemsicht unvollständig. Als Beispiel stellt *Bild 1* die Betriebsmittelimpedanzen und zugehörigen Distanzschutzzonenreichweiten dar.

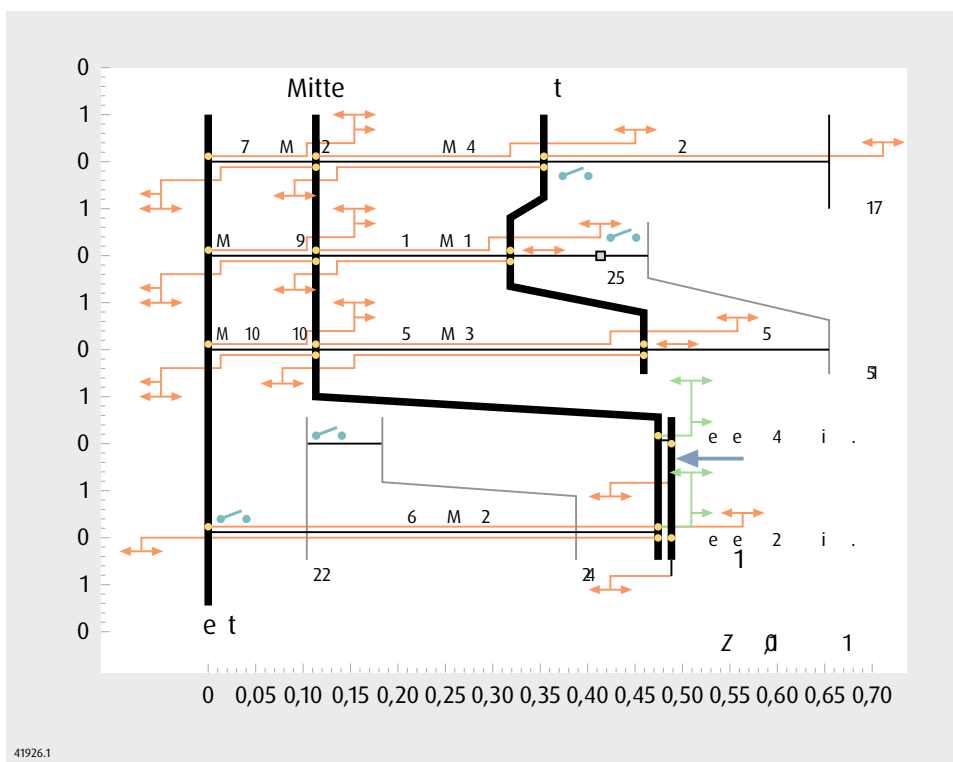


Bild 1. Impedanzdiagramm zur Distanzschutzkoordination

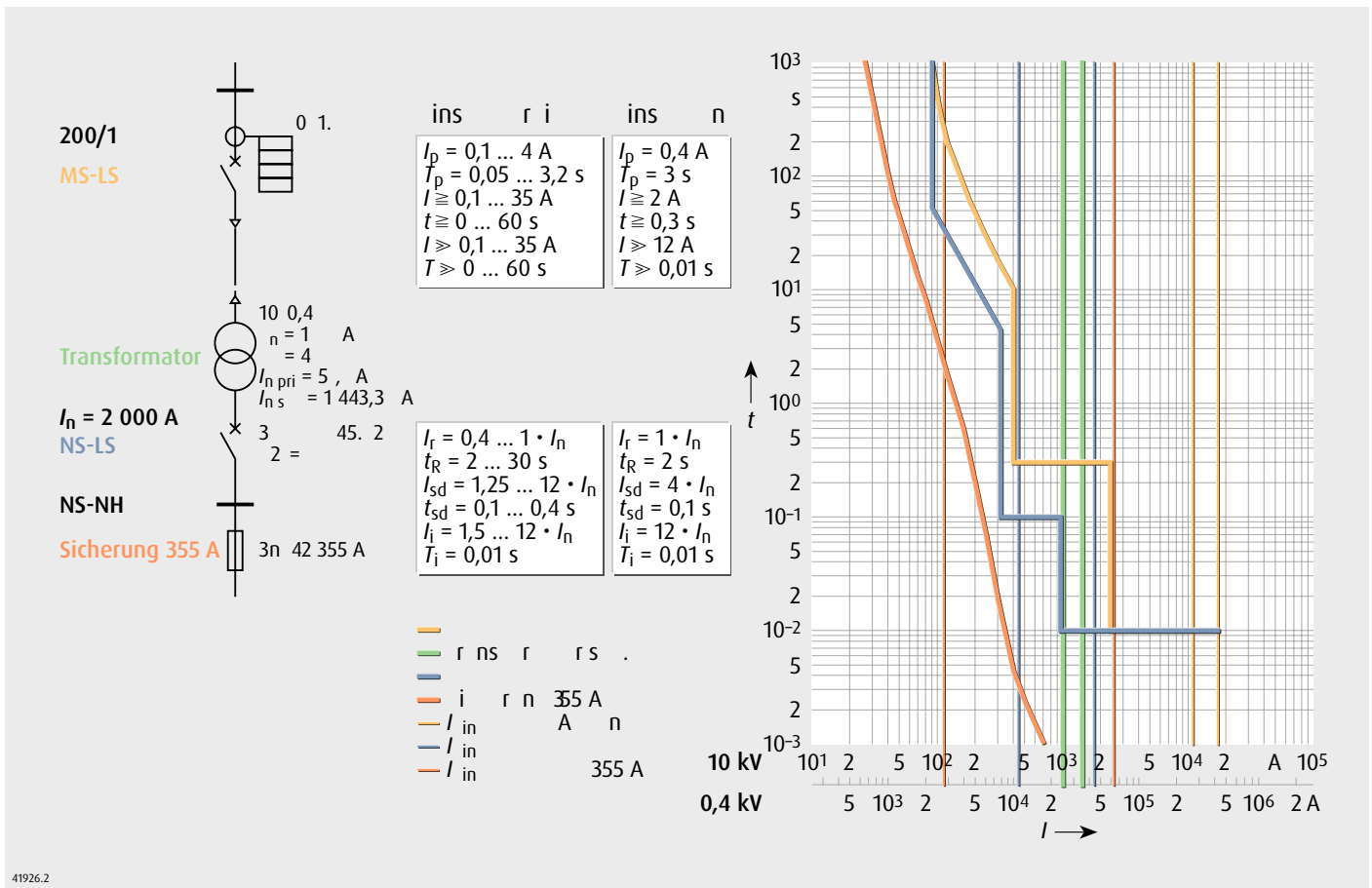


Bild 2. Strom-Zeit-Diagramm zur Überstromzeitschutzkoordination

Diese Darstellung ist nur für einen Schaltzustand gültig – Einflüsse variabler Einspeisungen und des Fehlerwiderstands auf die Schutzfunktion sind nicht ersichtlich. Bild 2 zeigt ein typisches Strom-Zeit-Staffeldiagramm von Überstromzeitschutzgeräten. Auch hier gilt, dass dieses Diagramm nur für eine Netzschaltung gültig ist und für alle möglichen Staffelpfade erstellt werden muss.

Darüber hinaus haben beide Diagramme die Einschränkung, dass sie nur eine Schutzgerätefunktion abbilden, zum Beispiel den Distanzschutz oder den Überstromzeitschutz. Die Analyse der Selektivität, Sensitivität und Geschwindigkeit gemischter Schutzsysteme ist hiermit nicht möglich. Des Weiteren können mit statischen Diagrammen keine Fehler-Klärungssequenzen dargestellt und kaskadierende Abschaltungen erkannt werden. Eine Vielzahl zu berücksichtigender Betriebszustände des Netzes bedingt somit eine sehr hohe Zahl zu analysierender Diagramme und damit einen hohen Aufwand. Dies ist häufig ein Grund, warum regelmäßige und umfassende Schutzsystemüberprüfungen nicht durchgeführt werden.

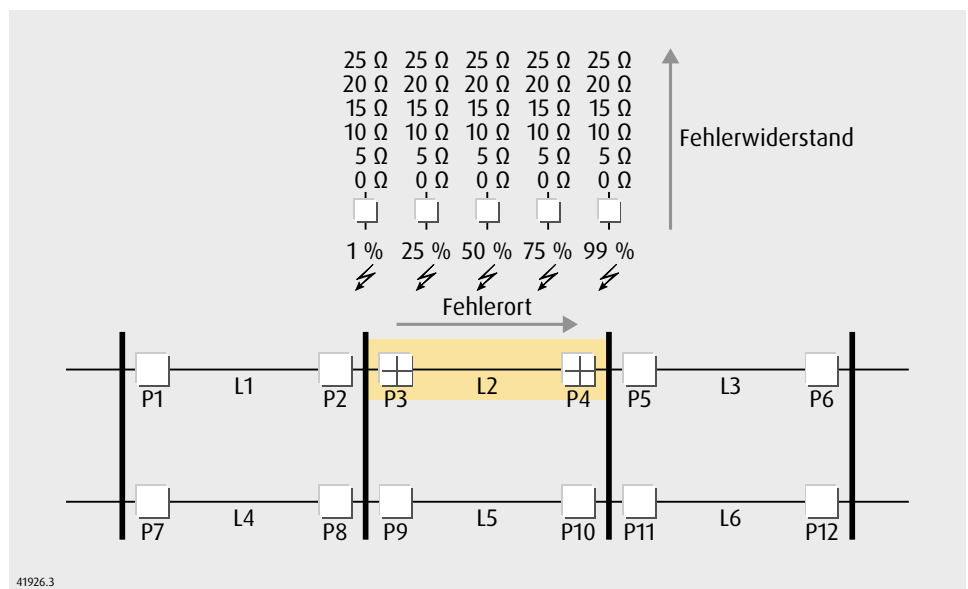


Bild 3. Definition der zu betrachtenden Fehlerfälle

Der klassische Ansatz der Schutzkoordination mit reiner Darstellung der Schutzgeräteeinstellwerte kann deutlich verbessert werden, wenn statt der Einstellwerte die Selektivität dargestellt wird. Hierzu ist jedoch das Ener-

gieversorgungsnetz einschließlich des Schutzsystems zu simulieren und die Reaktion des Schutzsystems auf Fehlerereignisse zu bewerten. Hiermit sind dann auch zeitlich gestaffelte Schutzreaktionen erkennbar – von kaskadie-

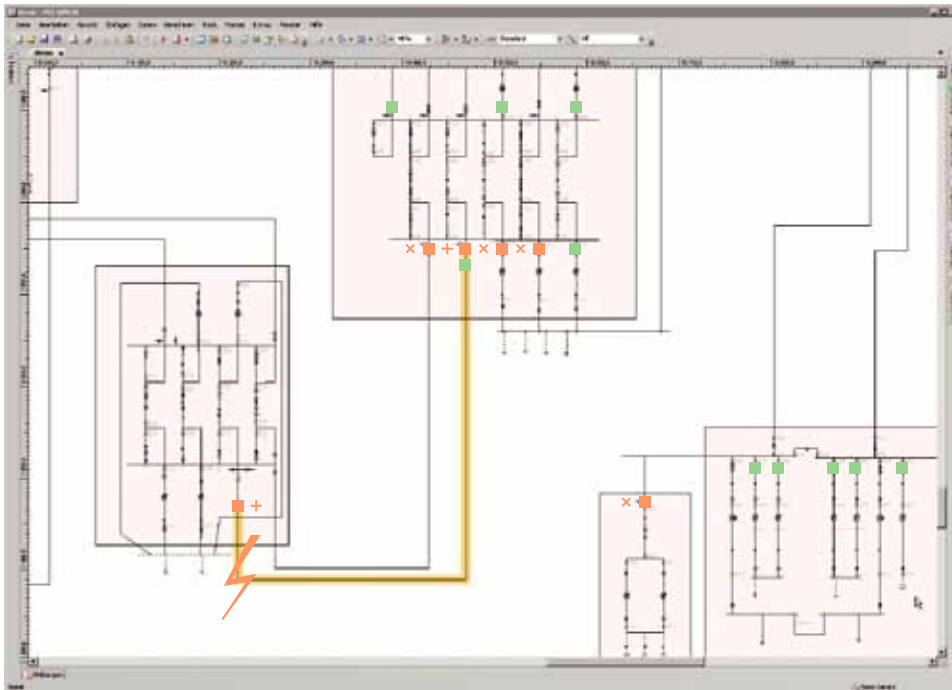


Bild 4. Reaktion des Schutzsystems: Selektive Auslösungen sind mit einem Plus (+) und unselektive Auslösungen mit einem Kreuz (x) gekennzeichnet.

Nach der Auswahl der zu untersuchenden Netzbereiche kann der Anwender relevante Betriebs- und Fehlerszenarien definieren, die analysiert werden sollen. Auf dieser Basis werden dann die Schutzbereiche bestimmt und Fehlerort, -art und -widerstand entsprechend der Benutzervorgaben automatisch für alle Schutzbereiche in den ausgewählten Netzgebieten simuliert. Bild 3 zeigt die Definition eines Fehlerszenarios für einen Schutzbereich – in diesem Fall für die gelb markierte Leitung L2, die durch die Schutzgeräte P3 und P4 gegeben ist. Entlang der Leitung L2 werden Fehlerorte von 1 bis 99 % der Leitungslänge definiert und mit variierendem Fehlerwiderstand von 0 bis beispielsweise 25 Ω berechnet.

Alle Fehlerszenarien werden systematisch simuliert und ausgewertet. Bild 4 zeigt die Reaktion des Schutzsystems für einen einpoligen Fehler am Anfang der gelb markierten Leitung. Die grünen Quadrate symbolisieren angeregte Schutzgeräte, die roten Quadrate ausgelöste Schutzgeräte. Dabei werden selektive Auslösungen mit einem Plus (+) und unselektive Auslösungen mit einem Kreuz (x) gekennzeichnet. Mit dieser Information kann nun bewertet werden, ob das Schutzsystem den Fehler erfolgreich und selektiv abgeschaltet hat oder nicht.

Um auch Netze mit einer großen Anzahl von Leitungen, Schutzgeräten und Fehlerfällen einfach überprüfen zu können, wird eine Übersicht des gesamten Netzgebiets erstellt.

Interaktive Darstellung zur Identifikation von Schwachstellen

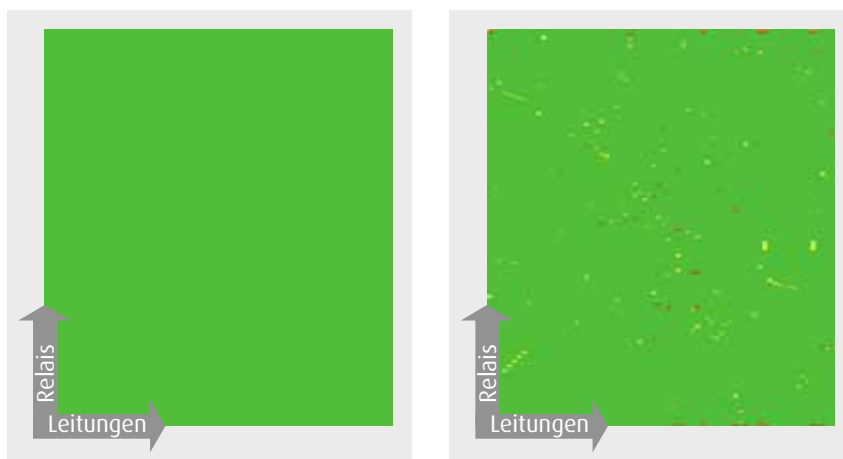


Bild 5. Übersichtsbild der Schutzfunktion für ein komplettes Netzgebiet
links: Schutzsystem funktioniert einwandfrei
rechts: Schutzsystem weist Schwächen auf

Bild 5 zeigt ein Netzgebiet mit rund 80 Leitungen und 300 Schutzgeräten. Eine Leitungsstrecke entspricht einer Spalte, einem Schutzgerät ist eine Zeile zugeordnet. Links ist ein Schutzsystem dargestellt, das für alle getesteten Betriebs- und Fehlerfälle einwandfrei funktioniert hat. Die einwandfreie Schutzfunktion wird grün dargestellt. Rechts ist ein Netz dargestellt, in dem das Schutzsystem Schwächen aufweist. Schutzunterfunktionen sind in diesem Beispiel rot und -überfunktionen gelb dargestellt. Für jede identifizierte Schwachstelle können die vollständigen Simulationsergebnisse abgerufen werden. Dies ermöglicht eine schnelle Diagnose der Ursachen.

Die grafische Auswertung ist damit ein wichtiges Werkzeug für die Schutz-Performance-Bewertung. Sie ist wie ein Fingerabdruck und ermöglicht die interaktive Optimierung des Schutzsystems.

renden Schutzabschaltungen bis hin zum Blackout.

Lösungsansatz: automatisierte Fehlersimulation

Als Antwort auf die oben beschriebenen Einschränkungen der konventionellen Vorgehensweise hat Siemens für die integrierte Simulation und Auswertung von Schutz-Performance-Bewertungen das System Siguard PSA (Protection Security Assessment) entwickelt. Es analysiert Selektivität, Empfindlichkeit und Geschwindigkeit des kompletten Schutz-

systems und ermöglicht eine umfassende Betrachtung von Haupt- und Reserve-schutz. Es können damit alle möglichen Netz- und Fehlerszenarien analysiert und durch die systematische Herangehensweise auch verdeckte Fehler erkannt werden.

Zur schnellen und strukturierten Analyse umfangreicher Netze kann der Anwender Netzgebiete definieren, die untersucht und bewertet werden sollen. Dies bietet den Vorteil der Skalierbarkeit und Parallelisierbarkeit der Berechnungen, was die Übersichtlichkeit erhöht und die Berechnungszeiten verkürzt.

So können neue Einstellwerte berechnet und deren Eignung umgehend überprüft werden. Analog kann mit dem gleichen Vorgehen auch die korrekte Funktion des Schutzsystems schon vor einer Schalthandlung verifiziert werden.

Die beschriebene Lösung ermöglicht eine schnelle und zuverlässige Beurteilung der Funktion des Schutzsystems und dessen Qualitätsbewertung. Der automatisierte Ansatz der lückenlosen Überprüfung aller zu erwartender Betriebszustände für alle Netzausbauphasen macht eine umfassende, systematische und effiziente

die Datensammlung und Modellbildung. In der Praxis gibt es meist kein validiertes Berechnungsmodell, das sowohl Netz- als auch Schutzdaten umfasst. Elektronisch verfügbare Netz- und Schutzdaten können direkt verwendet, fehlende Daten mit einem Datensammlungstool erfasst werden. Mögliche Datenquellen sind geografische Informationssysteme (GIS), Leitstellen- oder Netzberechnungsapplikationen und Schutzdatenbanken. Während der Datensammlung und Modellbildung wird die Datenqualität durch mehrstufige Plausibilitätsprüfungen überwacht. Durch die konsequente Korrektur von

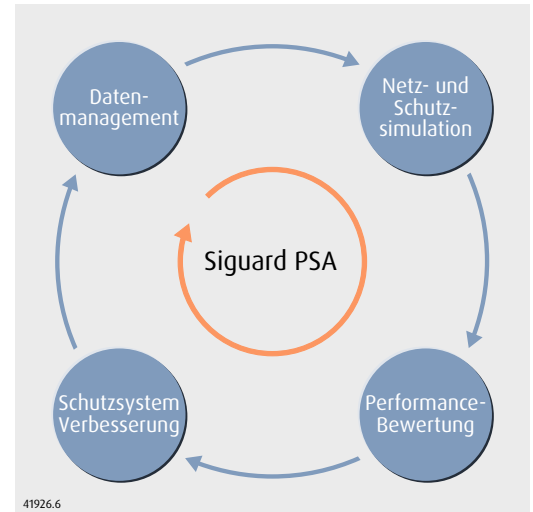


Bild 6. Prozess der kontinuierlichen Anpassung des Schutzsystems

Die grafische Auswertung ist ein wichtiges Werkzeug für die Schutz-Performance-Bewertung. Sie ist wie ein Fingerabdruck und ermöglicht die interaktive Optimierung des Schutzsystems.

Schutzüberprüfung möglich, die mit vergleichbar geringem Aufwand regelmäßig durchgeführt werden kann. Dadurch ist für den Anwender sofort erkennbar, ob eine neue Schutzkoordination nötig ist. Des Weiteren kann der Anwender bewerten, ob ein Betriebsmittel ausreichend geschützt ist, oder ob es Betriebs- und Fehlerfälle gibt, für die die Schutzaufgabe nur unzureichend erfüllt ist. Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, ob neue, verbesserte Schutzgeräteeinstellwerte für die Schwachstellenbehebung ausreichend sind oder ob eine Anpassung des Schutzsystems notwendig ist.

Datenfehlern wird eine hohe Qualität der Netz- und Schutzdaten erreicht und so die Basis für aussagefähige Schutzsimulationsergebnisse gelegt. Das fertige Modell umfasst dann das Primär- und Sekundärsystem einschließlich Strom- und Spannungswandler, Leistungsschalter und Schutzgeräte (Bild 7).

In Bild 8 ist die bereichsweise Bewertung der Schutzfunktion dargestellt. Die verwendete Farbkodierung zeigt selektive Fehler-Klärungen in grün, Schutzüber-

funktionen in gelb, Unterfunktionen in orange und nicht geklärte Fehlerfälle in rot.

Im Praxiseinsatz können mit der gezeigten Lösung falsch eingestellte Überstromzeitschutzansprechwerte, Distanzschutzonenreichweiten und Verzögerungszeiten gefunden und korrigiert werden. Im konkreten Fall wurden bei Distanzschutzgeräten unter anderem auch falsche Erdimpedanzanpassungsfaktoren ermittelt, die zu Unter- und Überreichweiten geführt hätten. Diese wären ohne Simulation nur schwer zu erkennen gewesen. Des Weiteren konnte die Schutzfunktion zur Berücksichtigung

Integration von Siguard PSA in den Betriebsprozess

Durch die Bewertung gesamter Netzgebiete und der gleichzeitigen Fokussierung auf kritische Fälle wird die zielgerichtete Verbesserung und effiziente Weiterentwicklung des Schutzsystems maßgeblich vereinfacht. Die Lösung kann für alle Spannungsebenen und Netzformen eingesetzt werden und ist für Übertragungs-, Verteilungs- und Industrienetze anwendbar.

Das folgende Beispiel zeigt den Ablauf des Einsatzes von Siguard PSA zur Verbesserung des Schutzsystems und als vorbeugende Maßnahme zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen.

Da Schutzsicherheitsüberprüfungen regelmäßig durchgeführt werden sollen, kann der Arbeitsablauf als Kreislauf dargestellt werden (Bild 6). Am Anfang steht

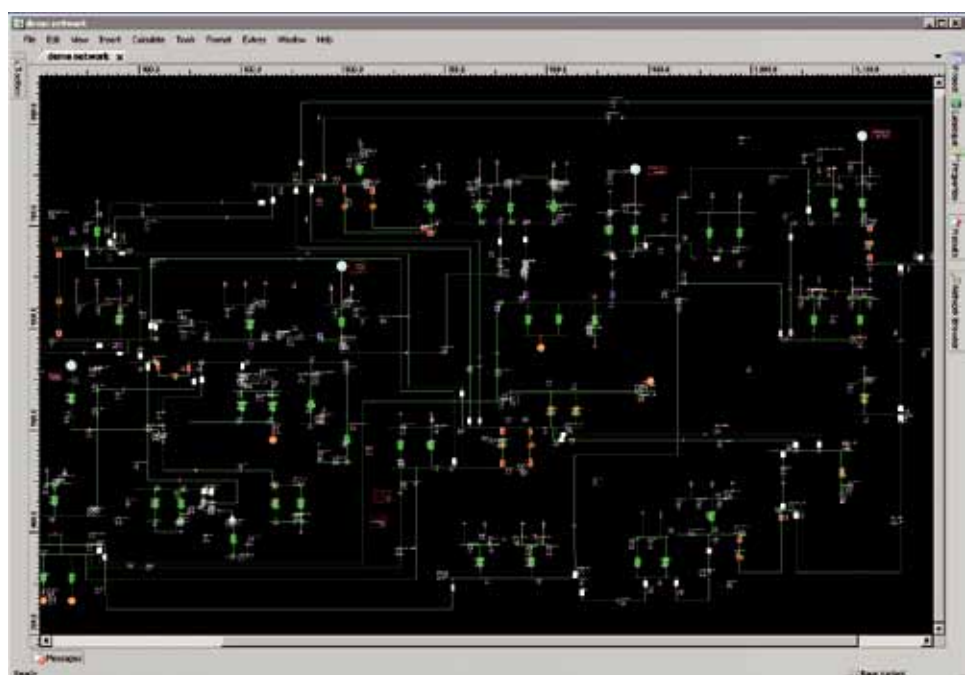


Bild 7. Siguard-Netz- und -Schutzdiagramm



Bild 8. Selektivitätsauswertung

von induktiven Leitungskopplungen und der ohmschen Reserve verbessert werden. Auch konnten Unselektivitäten des Hauptschutzes und des Reserveschutzes identifiziert werden, die durch falsche Einstellungen, aber auch Schwächen im Schutzkonzept, bedingt waren – zum Beispiel Fehlen eines Richtungsentscheids.

Durch das Aufdecken von Fehlern und Schwächen konnten nicht nur einzelne Schutzeinstellwerte verbessert werden – es wurden auch neue verbesserte Einstellregeln definiert und verifiziert. In allen Fällen konnte die Wirksamkeit der vorgeschlagenen Verbesserungsmaßnahmen durch Simulation überprüft werden.

Das vorgestellte Schutzsicherheitsbewertungsverfahren ist für den regelmäßigen Einsatz konzipiert und kann dazu beitragen, die Koordination und die Funktion des gesamten Schutzsystems kurzfristig zu verbessern und langfristig effizient weiterzuentwickeln.



Dr. **Thomas Bopp**, Senior Expert, Division Smart Grid, Power Technologies International (PTI), Siemens AG, Erlangen



Dr.-Ing. **Christian Blug**, Senior Expert, Division Smart Grid, Power Technologies International (PTI), Siemens AG, Erlangen



Prof. Dr.-Ing. **Rainer Krebs**, Principal Expert, Division Smart Grid, Power Technologies International (PTI), Siemens AG, Erlangen

>> thomas.bopp@siemens.com
christian.blug@siemens.com
rainer.krebs@siemens.com

>> www.siemens.com/siguard