

# Dynamische Prüfung erhöht Zuverlässigkeit von Schutzsystemen

Steven de Clippelaar, DOW Chemical, Niederlande

## Zusammenfassung

In petrochemischen Anlagen ist die zuverlässige Energieversorgung von essentieller Bedeutung. Fehlauslösungen können sehr schnell Anlagenschäden, Umweltproblemen oder Produktionsausfälle nach sich ziehen. Aufgrund einer ganzen Reihe von Faktoren, wie beispielsweise der verteilten Energieerzeugung oder Änderungen in den Erdungssystemen der Netze, sind Spannungseinbrüche im öffentlichen Versorgungsnetz heutzutage keine Seltenheit mehr. Deshalb ist der stabile Betrieb der Schutzeinrichtungen eine wichtige Grundlage für die zuverlässige Stromversorgung von chemischen Anlagen. Entscheidend für diese Zuverlässigkeit ist das Vermeiden von Fehlauslösungen, der unterbrechungsfreie Betrieb mittels Fault Ride Through-Fähigkeit (Unempfindlichkeit gegenüber Spannungseinbrüchen) und eine schnelle Auslösung im Fehlerfall. Die Hersteller moderner Schutzrelais statten ihre Geräte deshalb mit immer mehr Funktionen aus. Durch diese steigende Flexibilität bzw. Multifunktionalität der Relais müssen immer längere Listen zur Prüfung der Parametereinstellungen abgearbeitet werden. Dies führt dazu, dass das Prüfen der Gesamtfunktion des kompletten Schutzsystems immer mehr an Bedeutung gewinnt.

Dieses Dokument beschreibt die Modellierung für die Prüfung kritischer Schutzsysteme (Leitungs-, Generator-, Sammelschienen- und Transformator-schutz sowie Schutz von Umschaltsystemen) und den Einsatz von Advanced Transplay. Die dynamische Prüfung wurde bei DOW zum Standard für kritische Schutzsysteme definiert und ist Bestandteil der Kompletprüfung des Schutzsystems. EMTP (ATP)-Modelle dienen der Generierung der PL4- bzw. COMTRADE-Dateien. Um zu prüfen, ob das Schutzsystem stabil ist oder nicht, werden die Ströme, Spannungen und Zustandsänderungen der Eingänge eingespeist. Die Modellierung von Stromwandlern erfolgt anhand von CT Analyzer- und CPC 100-Daten. Mit Hilfe des Moduls Advanced Transplay erfolgt dann die dynamische Prüfung der Generator-schutzrelais, der Schutzeinrichtungen für die Umschaltsysteme, Leitungen und Sammelschienen sowie der Transformator-Differenzialschutz. Die dafür entwickelte Prüfmethode wird bei DOW Europe für alle kritischen Schutztechnikanwendungen eingesetzt.

## 1 Verfahren für die dynamische Prüfung

Das Modell basiert auf den vorhandenen Netz- und Gerätedaten des Herstellers. Die Netzdaten werden anhand der Störschriebsdaten von den Relais validiert. Für die Berechnung des Lastflusses und der statischen Kurzschlüsse verwendet DOW das Netzwerk-Berechnungsprogramm ETAP. Anhand der vorhandenen Daten wird ein EMTP-Modell erstellt und anschließend mit ETAP validiert. Kurzschlussberechnungen werden in beiden Programmen durchgeführt, um die Ergebnisse und das EMTP-Modell zu überprüfen.

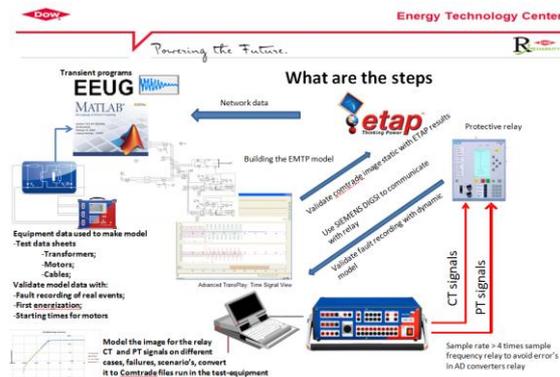


Figure 1: Verfahren für die Kompletprüfung von Systemen

Die Erstellung des Modells ist der schwierigste und zeitaufwendigste Teil. Entsprechend dem Motto "Wer falsche Daten eingibt, erhält auch falsche Ergebnisse" ist auch das anschließende Validieren der Modellierung ratsam. Als Nächstes müssen die kritischen Fälle für die Simulation definiert werden (Netzwerkfehler, Spannungseinbrüche usw.). Manchmal sind mehrere Durchläufe mit unterschiedlichen Empfindlichkeiten durchzuführen, um herauszufinden, welche Systemereignisse am kritischsten sind, und wo eine noch genauere Modellierung für die Ergebnisse von Bedeutung ist. Die simulierten Daten des EMTP-Modells werden unter Verwendung der richtigen Abtastfrequenz in COMTRADE-Dateien konvertiert. Als Nächstes wird die COMTRADE/PL4-Datei in die Test Universe-Software des OMICRON Prüfgeräts importiert. Dann können die simulierten Fälle wiedergegeben werden. Direkt nach der Prüfung erstellt die OMICRON Test Universe-Software automatisch ein Prüfprotokoll.

Manche Relais verwenden eine Anpassung der Abtastfrequenz und liefern über einen Frequenzbereich von 11 bis 69 Hz korrekte Ergebnisse. Um sicherzustellen, dass die adaptive Frequenzabtastung korrekt arbeitet, wird immer ein fehlerfreier Vorfehlerzustand simuliert. Die modellierten Daten werden mit einer Abtastfrequenz von 10 kHz exportiert. Die Abtastfrequenz sollte mindestens das Vierfache der Abtastfrequenz des Relais betragen, um Fehler durch die A/D-Wandlung und die Filterung des Relais zu verhindern. Während der Prüfung werden die Störschriebe der Relais erfasst und analysiert. Die Abbildung des Prüffalls im Störschrieb kann angezeigt und gegen die eingespeiste Simulation überprüft werden.

## 2 EMTP-Modelle

### 2.1 Stromwandler

Für eine Einspeisung von realistischen Größen in das Relaisystem müssen die Stromwandler modelliert werden. Bei Neuinstallationen stammen die Daten vom Hersteller und von durchgeführten FAT- und SAT-Abnahmeprüfungen. Im Fall von Neuinstallationen oder wenn eine Anlage abgeschaltet und außer Betrieb ist, werden die Kennlinien der Stromwandler mit dem CT Analyzer oder dem CPC 100 von OMICRON ermittelt. Diese Geräte liefern alle für die Modellierung erforderlichen Daten. Abbildung 2 zeigt das EMTP-Modell eines Stromwandlers:

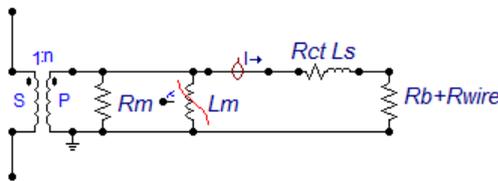


Figure 2: Stromwandler-Modell in EMTP

Die Primärdaten  $R_p$  und  $L_p$  können für die Untersuchung des Verhaltens des Schutzsystems vernachlässigt werden. Wenn die Magnetisierungskurve nicht bekannt ist, wird eine typische KEMA-Kurve verwendet. In diesem Fall werden die Werte für  $R_{ct}$ ,  $R_b$  und  $R_{wire}$  berechnet. Das EMTP-Modell benötigt die Spitzenwerte der Sekundärspannung ( $[U_{sek}]_{peak}$ ) in Abhängigkeit des Flusses. Die Messung gemäß IEC 60044-6 dient zur Konvertierung in  $U_{sek}$ -Werte. Abbildung 3 zeigt den Unterschied zwischen den Werten gemäß IEC 60044-6 und den konvertierten Spitzenwerten gemäß IEC 60044-1.

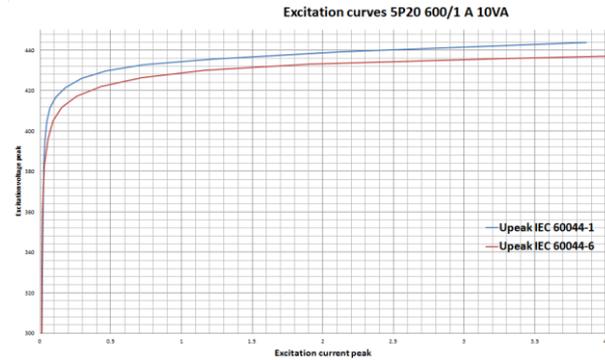


Figure 3: Magnetisierungskurve gemäß IEC 60044-1/ IEC 60044-6

Beim Befüllen des Modells mit diesen Daten wird das Modell validiert, um im EMTP-Programm die Magnetisierungsprüfung ausführen zu können.

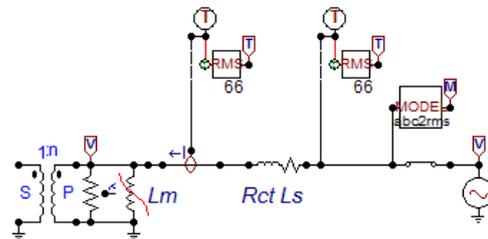


Figure 4: Magnetisierungsprüfung in EMTP zur Validierung

Normalerweise werden der Magnetisierungskurve noch Punkte hinzugefügt, um im oberen Sättigungsbereich einen korrekten Kurvenverlauf zu erhalten. Für Schutzsysteme mit automatischer Wiedereinschaltung muss auch die Hysterese modelliert werden. Um die Auswirkungen der Remanenz in der Simulation zu berücksichtigen, ist der statische Fluss zu Beginn der Simulation anzugeben. Für die Untersuchung des Relaisverhaltens bei Stromwandlersättigung verwendet DOW eine Remanenz von 40 %.

## 2.2 Spannungswandler

Für die Modellierung von Spannungswandlern in EMTP verwendet DOW einen sättigungsfähigen einphasigen Transformator. Falls erforderlich, kann auch hier die Magnetisierungskurve genutzt werden.

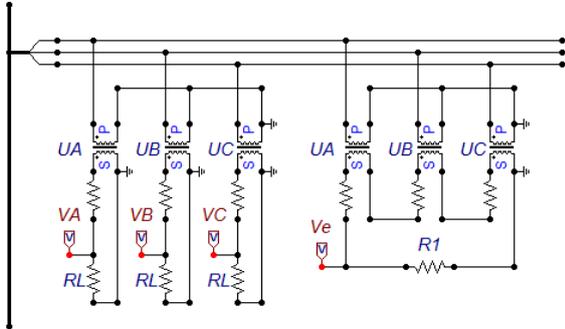


Figure 5: Spannungswandler-Modell in EMTP

Es lassen sich auch kapazitiv gekoppelte Spannungswandler modellieren. Diese sind jedoch in den Netzen von DOW nicht üblich.

## 2.3 Fehlermodellierung

Die Fehlermodellierung erfolgt durch einpolige zeitgesteuerte Schalter mit einem in Reihe geschalteten Widerstand. Der Lichtbogenwiderstand wird mit 1 mΩ sehr niedrig angenommen und kann leicht geändert werden. Das Lichtbogenmodell wird in den Simulationen nicht verwendet, da in der Industrie die Netze niederohmig geerdet und die meisten Verbindungen über Kabel realisiert sind. In solchen Netzen sehen wir, dass Fehler als Erdschluss beginnen und sich innerhalb weniger Perioden zu einem Doppelerdschluss entwickeln. Die meisten Relais haben ein Problem, wenn sich ein außerhalb der Zone liegender Erdschluss zu einem innerhalb der Zone liegenden einpoligen Leiter-Erde-Fehler entwickelt. Dieser Leiter-Leiter-Erdschluss verursacht eine Sättigung des Stromwandlers, was dazu führt, dass manche Relais bei solchen Szenarien verzögert auslösen.

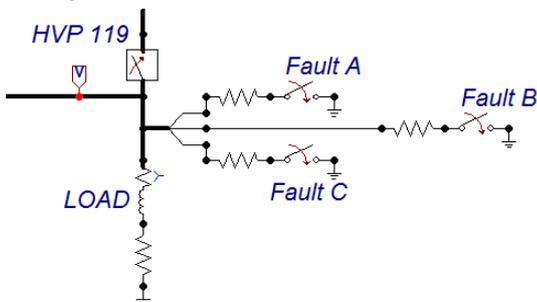


Figure 6: EMTP-Fehlermodell

Der Fehlereintrittswinkel definiert den Winkel der Spannung zum Zeitpunkt des Fehlers. Der Fehlereintrittswinkel bestimmt die Höhe des im Fehler erzeugten asymmetrischen transienten Stroms. Die DC-Komponente beeinflusst die Sättigung der Stromwandler und somit die Betätigungszeit und Sicherheit des Schutzsystems. Für die Prüfung des Differenzialschutzes variiert DOW den Fehlereintrittswinkel. Geprüft wird mindestens bei 0, 30, 60 und 90 Grad. Anhand der Ergebnisse kann DOW dann die Sättigung und den ungünstigsten Fall ermitteln. Für weitergehende Informationen ist eine Untersuchung der Empfindlichkeit erforderlich. Um einen stabilen Betrieb des Schutzsystems vor der Simulation des Fehlers im Netz zu erhalten, wird ein Vorfehler-Lastzustand verwendet. Manche Relais, wie beispielsweise das 7UM, benötigen stabile Spannungssignale, um korrekt arbeiten zu können. Diese Relais verwenden eine Anpassung der Abtastfrequenz. Die Einspeisung von Laststrom während einer Leitungsdifferenzialschutzprüfung oder einer gerichteten Prüfung zeigt die Richtung der eingespeisten Ströme.

## 2.4 Kabelmodellierung

Für die Modellierung der relativ kurzen Kabel in Industrienetzen kann ein einfaches dreiphasiges Kabel mit seinem exakten PI-Ersatzschaltbild verwendet werden. DOW benötigt in diesem Fall kein Modell der hochfrequenten Abhängigkeiten der Kabel. Die Anti-Aliasing-Filter schneiden hohe Frequenzen ohnehin ab und die Modellierung dient nicht der Untersuchung von elektromagnetischen Transienten.

## 3 Prüfen des neuen Leitungsdifferenzialschutzes Siemens 7SD80

Es ist geplant, die alten Leitungsdifferenzialschutzelemente mit Hilfsader in den nächsten Jahren zu ersetzen. Das bei DOW für Schutzrelais zuständige Team in Terneuzen führte eine dynamische Prüfung am Siemens 7SD80 durch, um herauszufinden, ob das Relais die Spezifikation erfüllt und in den alten Installationen verwendet werden kann. Dazu wurde ein EMTP-Modell eines Leitungsabzweigs von der Hauptanlage zu einer Teilanlage erstellt. Als Grundlage dienten die mit einem CPC 100 gemessenen Stromwandlerdaten.

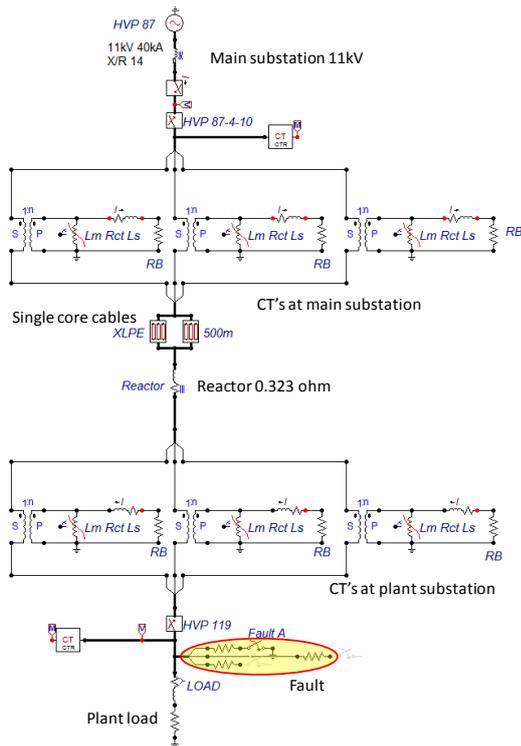


Figure 7: EMTP-Modell für die Prüfung von Differenzialschutzrelais

Folgende Fälle wurden simuliert:

- 7SD80 transient testing slave 24-03-2014.occ
- Line differential 87-119
- Hardware Configuration
- Normal load
- Ground fault out of zone
- Three phase fault out of zone
- Phase to phase fault out of zone
- Phase to ground fault in zone behind reactor 1600A
- Phase to ground fault in zone behind reactor 800A and low load
- Three phase fault behind reactor in zone
- Three phase fault behind cables in zone
- Ground zone out zone involving in phase to phase in zone
- Three phase fault out of zone 40% remanence
- Three phase fault out of zone 40% remanence HVP 119

Figure 8: Simulierte Prüffälle

Die simulierten Ströme und Spannungen wurden in Advanced Transplay importiert sowie eine Master- und eine Slave-OCC-Datei erstellt. Für die gleichzeitige Einspeisung der Ströme an zwei unterschiedlichen Orten kamen zwei CMC 356-Prüfgeräte zum Einsatz.

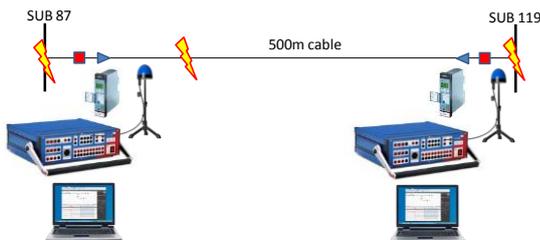


Figure 9: Prüfaufbau zur Prüfung des Leitungsdifferenzialschutzes

Die folgende Abbildung zeigt ein Beispiel der Ströme bei einer Sättigung des Stromwandlers.

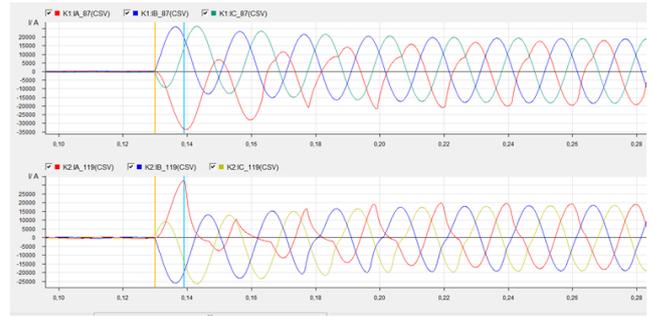


Figure 10: Simulierte Ströme in EMTP (verwendet in Advanced Transplay)

Zur Zertifizierung des Relais wurde bei DOW Terneuzen noch eine Überprüfung der Auslösezeiten und der Stabilität durchgeführt.

## 4 Prüfung von automatischen Umschaltssystemen

Der Zweck von automatischen Umschaltssystemen ist die Umschaltung auf eine andere Quelle, falls eine primärseitige Quelle ausfällt. Die automatische Umschaltung ermöglicht dem Anlagenpersonal einen unterbrechungsfreien Betrieb der Anlage, ohne zuvor ermitteln zu müssen, ob eine Umschaltung auf eine andere Energiequelle sicher durchgeführt werden kann oder nicht. Die korrekte Arbeitsweise von Umschaltssystemen und des Motor-Wiederanlaufs kann die wirtschaftlichen Folgen reduzieren, Millionen von Dollar sparen und, was heutzutage noch wichtiger ist, Umweltschäden verhindern. In der Industrie werden unterschiedliche Umschaltssysteme verwendet. Bei DOW Terneuzen wird das Restspannungs-Umschaltssystem "Main Tie Main" verwendet. Der überwiegende Teil der Lasten in chemischen Anlagen sind Induktionsmotoren. Die folgende Abbildung zeigt einen typischen Aufbau einer Anlage.

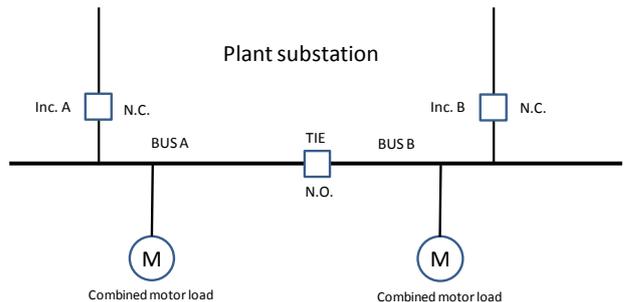


Figure 11: Typische "Main Tie Main"-Anordnung

Wird eine Motor-Sammelschiene von der Versorgung abgetrennt, so wird die Spannung an der Sammelschiene nicht abrupt abfallen, sondern bedingt durch die aus der Massenträgheit und das magnetische Feld der sich drehenden Motoren gewonnenen Energie erst mit der Zeit abklingen. Der Betrag und die Frequenz der Restspannung des Motors sinken mit dem steigenden Schlupf der

Motoren. Das Restspannungs-Umschaltsystem ist langsamer als ein schnelles oder phasengleiches Umschaltsystem. Das Restspannungs-Umschaltsystem kann den Sammelschienen-Kuppelschalter schließen, wenn die Spannung an der von der Quelle abgetrennten Sammelschiene unter 25 % der Nennspannung sinkt. Um die an den Motoren auftretenden transienten mechanischen Kräfte (Drehmomente) zu begrenzen, kann dieser Wert auch reduziert werden. IEEE C50.41-2012 enthält dazu die Empfehlung, dass das V/Hz-Verhältnis weniger als 1,33 sein sollte. Entsprechend beträgt die empfohlene Umschaltzeit das 1,5-fache von T'do (Leerlaufzeitkonstante des Motors). Abhängig von der Schutzkoordination innerhalb des Netzes sind die Umschaltzeiten auf 1 bis 2 Sekunden eingestellt. Die Zeiteinstellungen sollten durch eine dynamische Prüfung geprüft und validiert werden. Auch das Drehmoment im Luftspalt während des Umschaltvorgangs wird in der Simulation der Umschaltung überprüft und anhand der Daten des Herstellers verifiziert.

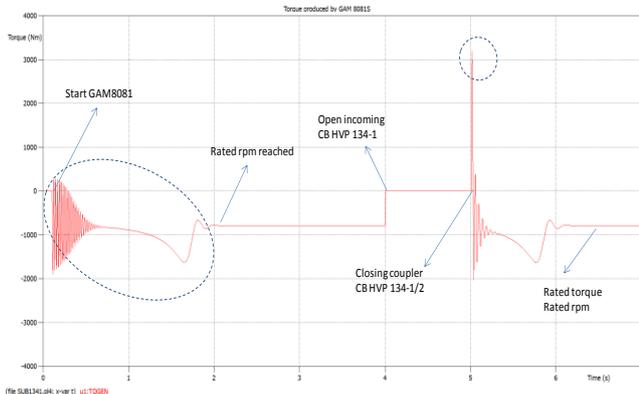


Figure 12: Transiente Drehmomente im Luftspalt des Induktionsmotors

Durch die dynamische Prüfung wird die gesamte Philosophie des automatischen Umschaltsystems überprüft: lassen sich Spannungseinbrüche überstehen. Für ein gültiges dynamisches Modell benötigt DOW die Herstellerdaten der Motoren sowie die Daten bezüglich der Trägheit, der Lastkennlinien und der Lastträgheit. Anhand dieser Daten wird das Motormodell erstellt. In EMTP wird das UM3-Induktionsmodell verwendet, siehe Abbildung 13.

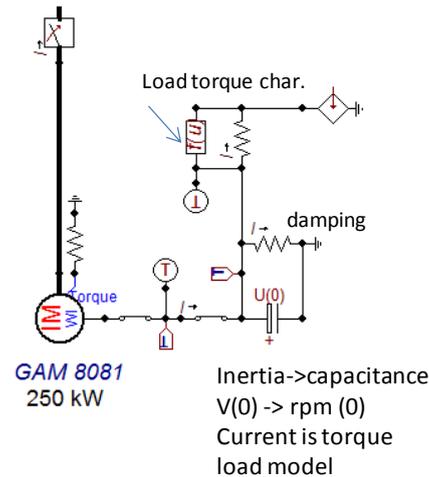


Figure 13: UM3-Motormodell in EMTP

Die Lastkurve des Motors wird ebenfalls simuliert, siehe Abbildung 14.

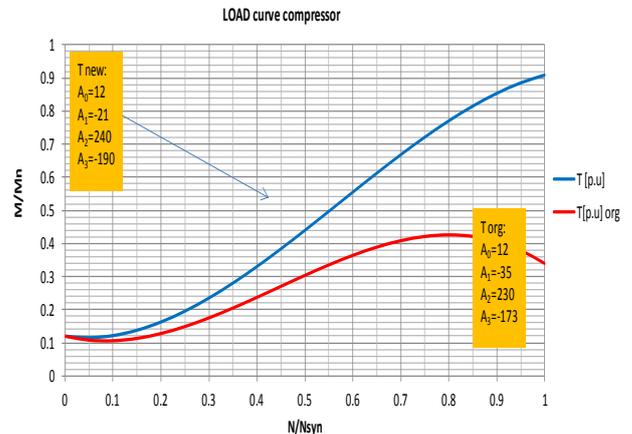


Figure 14: Lastmodell

Das UM-Modell ist nun zum Befüllen mit den elektrischen Daten des Motors bereit. Das Lastmodell sollte mit Stromquelle und Kondensator erstellt werden. Der Widerstand dient zur Dämpfung. Das Modell wird anhand der Werksdaten validiert. Dazu simuliert man mit Hilfe einer impedanzlosen Spannungsquelle und einer Spannung von 100 % einen Motorstart. Danach werden anhand der Daten aus der FAT-Abnahmeprüfung die Beschleunigungsergebnisse überprüft. Nachdem das Motormodell validiert ist, kann dieses im Gesamtmodell des Netzes verwendet werden. Das nachstehende Modell enthält zwei voneinander unabhängige 11 kV-Quellen, zwei 11/6 kV-Leistungstransformatoren, 6 kV-Pumpenmotoren und Niederspannungsmotoren. Das Umschaltsystem misst die Spannungen an beiden Sammelschienen sowie den Strom an beiden Einspeisungen. Die Ströme und Spannungen werden für unterschiedliche Fälle simuliert und bei 10 kHz in COMTRADE-Dateien konvertiert. Diese COMTRADE-Dateien werden wiedergegeben und steuern zwei miteinander synchronisierteOMICRON-Prüfgeräte.

In Advanced Transplay wurden zwei OCC-Dateien erstellt, eine Master-Datei und eine Slave-Datei. Das Umschaltssystem besteht aus drei Siprotec-Relais. Die Software für die Relais ist in CFC Code erstellt. Durch die dynamische Prüfung testet DOW das ATS-Verhalten mit dem Motor-Verhalten. In der Vergangenheit wurde für diese Art der Prüfung das Prüfmodul State Sequencer verwendet. Ein dynamisches Verhalten der Motorlast konnte damit jedoch nicht getestet werden.

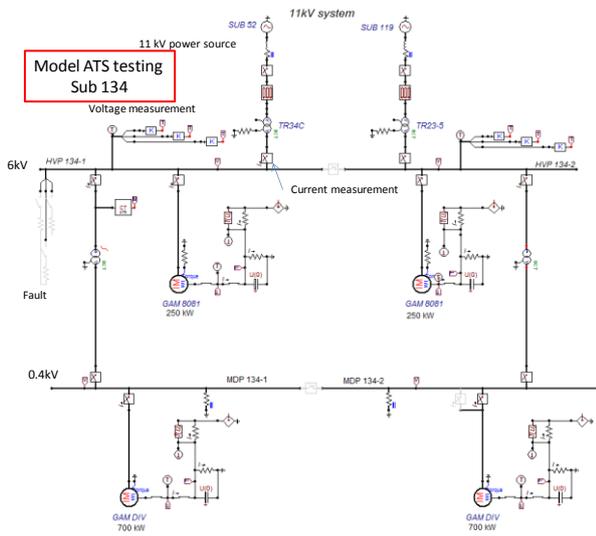


Figure 15: EMTP-Modell der Anlage mit Motorlast

Die Umschaltung wird initiiert, wenn auf einer Seite alle Leiter-Erde-Spannungen unterhalb 70 % liegen, die fehlerfreie Sammelschiene für alle drei Phasen eine Spannung von mehr als 90 % aufweist und kein Blockiersignal aktiv ist. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Konfiguration für Anlage 134.

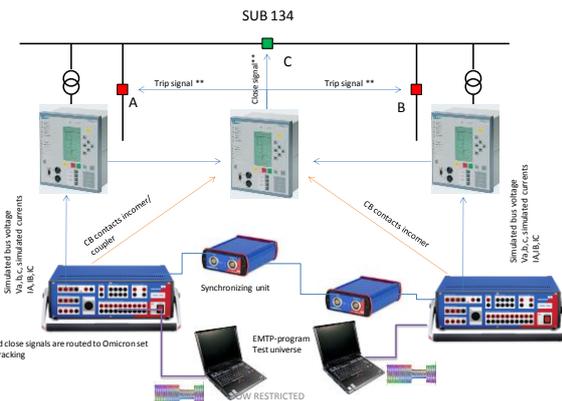


Figure 16: Prüfaufbau für die Prüfung des "Main Tie Main"-Umschaltsystems

Die beiden CMC-Prüfgeräte werden durch zwei IRIG-B-Geräte synchronisiert. Die folgenden Fälle werden in EMTP simuliert und wiedergegeben:

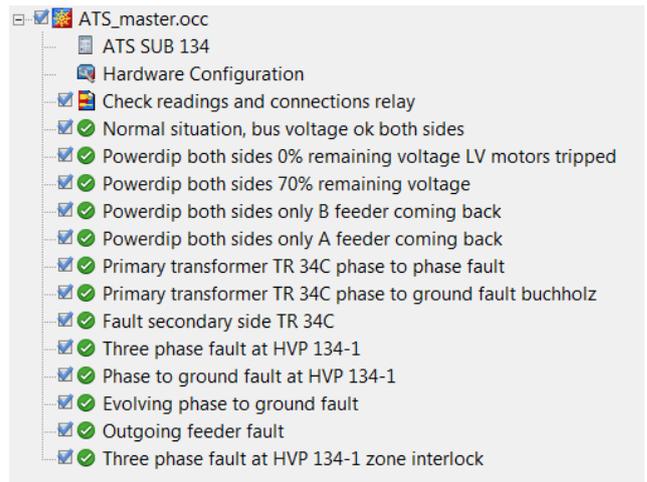


Figure 17: Simulierte Fälle

Master-Datei für einen Spannungseinbruch auf beiden Seiten, wobei die Spannung nur an Abzweig B wiederkehrt.

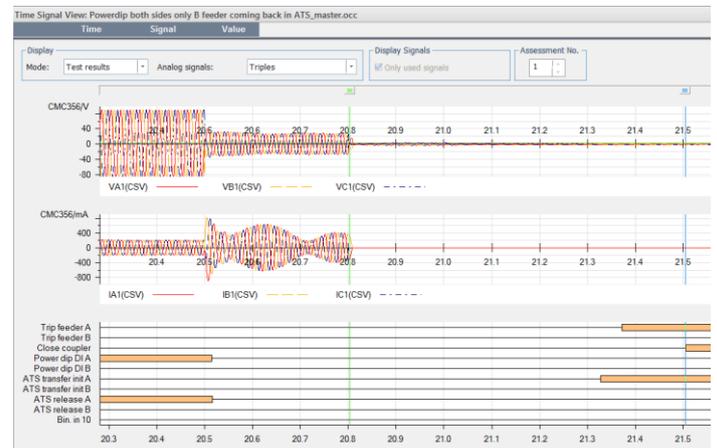


Figure 18: Ausgabe in Advanced Transplay, Master-Datei

Slave-Datei für einen Spannungseinbruch auf beiden Seiten, wobei die Spannung an Abzweig B wiederkehrt.

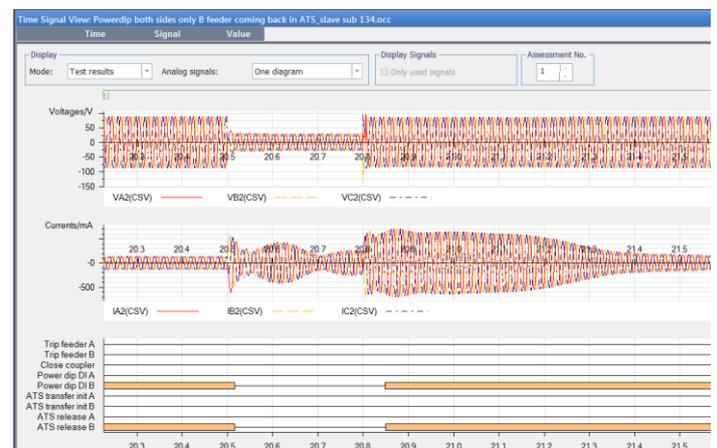


Figure 19: Ausgabe in Advanced Transplay, Slave-Datei

In den Abbildungen sieht man die Motorleistung während des Fehlers und den Einschaltvorgang nach dem Schließen des Sammelschienen-Kuppelschalters.

Das Umschaltsystem besteht aus einfachen 7SJ-Relais. DOW stellte fest, dass die Standard-Frequenzverfolgung in den Relais Probleme mit der abklingenden Frequenz der Restspannung des Motors hat. Diese tritt auf, wenn Motoren von der Quelle abgetrennt werden. Dies führt zu einer schnelleren und falschen Unterspannungserkennung. Erreicht die Spannung eine Frequenz unterhalb von 25 Hz kann das Relais den Spannungspegel nicht mehr erkennen. Dadurch wird die Umschaltung initiiert und es erfolgt somit ein schnelleres Schließen des Sammelschienen-Kuppelschalters. Dieses Verhalten wird bei der Definition der Umschaltzeit berücksichtigt.

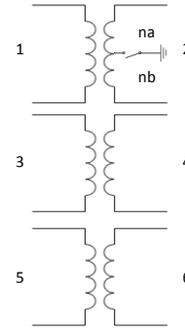


Figure 20: Sekundärseitiger Erdschluss einer Transformatorwicklung

## 5 Prüfung des Transformator-Differenzialschutzes

Die Modellierung des Transformator-Verhaltens erfolgt anhand des Matrix-Modells BCTRAN. Die Matrix-Elemente für Transformatoren lassen sich für jede beliebige Anzahl von Wicklungen aus den Kurzschlussimpedanzen zwischen den Wicklungspaaren ableiten. Da die Berechnungen recht aufwendig sind, sollte in EMTP die Hilfsroutine BCTRAN verwendet werden. BCTRAN liefert die Zweigmatrixen aus den Daten der Mitsystem- und Nullsystem-Kurzschlussprüfung und den Daten aus der Magnetisierungsprüfung. Validiert wird das Modell durch eine Simulation der Magnetisierungsprüfung und der Kurzschlussprüfung. Die Ergebnisse müssen gleich sein, wie in den Prüfdokumenten aus den FAT-Abnahmeprüfungen angegeben. Die Modelle aus BCTRAN eignen sich für Frequenzen von DC bis 2 kHz. Während hierbei die Magnetisierungsverluste berücksichtigt werden können, findet nicht lineares Verhalten keine Berücksichtigung und muss wie für die Simulation des Einschaltverhaltens extern hinzugefügt werden. DOW hatte starkes Interesse an der Modellierung von internen Wicklungsfehlern. Die Frage war, inwieweit das Schutzsystem die Wicklung im Fall einer Sättigung des Stromwandlers schützt. Um diese Erdschlüsse der Wicklungen in EMTP zu modellieren, muss eine neue Impedanzmatrix des Transformators erstellt werden. Die BCTRAN-Routine berechnet die fehlerfreie Impedanzmatrix  $R_{\omega L}$ . Diese fehlerfreie Matrix muss in die Matrix für den Erdschluss der Wicklung geändert werden, indem die Wicklung  $n_2$ , die den sekundärseitigen Erdschluss aufweist, in zwei Wicklungen a und b aufgesplittet wird [5][6]. Für den Widerstand gilt das einfache Prinzip der Proportionalität:

$$R_a = \frac{n_a}{n_2} R_2 \quad (1)$$

$$R_b = \frac{n_b}{n_2} R_2 \quad (2)$$

Die neuen Matrizen sind nachfolgend dargestellt:

$$L = \begin{bmatrix} L_{11} & L_{a1} & L_{1b} & L_{13} & L_{14} & L_{15} & L_{16} \\ L_{a1} & L_a & L_{ab} & L_{a3} & L_{a4} & L_{a5} & L_{a6} \\ L_{b1} & L_{ba} & L_b & L_{b3} & L_{b4} & L_{b5} & L_{b6} \\ L_{31} & L_{3a} & L_{3b} & L_{33} & L_{34} & L_{35} & L_{36} \\ L_{41} & L_{4a} & L_{4b} & L_{43} & L_{44} & L_{45} & L_{46} \\ L_{51} & L_{5a} & L_{5b} & L_{53} & L_{54} & L_{55} & L_{56} \\ L_{61} & L_{6a} & L_{6b} & L_{63} & L_{64} & L_{65} & L_{66} \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$R = \begin{bmatrix} R_1 & & & & & & 0 \\ & R_a & & & & & \\ & & R_b & & & & \\ & & & R_3 & & & \\ & & & & R_4 & & \\ & & & & & R_5 & \\ 0 & & & & & & R_6 \end{bmatrix} \quad (4)$$

In Excel wird eine neue 7x7-Matrix berechnet. Zur Berechnung der Selbstinduktivität und der gegenseitigen Induktivität zwischen den Teilwicklungen a und b gelten die folgenden Regeln:

$$L_a = \frac{L_{22}}{\frac{1}{k^2} + \frac{2\sqrt{1-\sigma_{ab}}}{k} + 1} \quad (5)$$

$$L_b = \frac{L_{22}}{k^2 + 2k\sqrt{1-\sigma_{ab}} + 1} \quad (6)$$

$$L_{ab} = \frac{L_{22}\sqrt{1-\sigma_{ab}}}{(k + \frac{1}{k}) + 2\sqrt{1-\sigma_{ab}}} \quad (7)$$

$$k = n_a/n_b$$

Befindet sich die i-Spule im gleichen Schenkel wie die fehlerhafte Spule a und b, dann gilt:

$$L_{ai} = L_{2i}\sqrt{\varepsilon} \sqrt{\frac{L_a}{L_{22}} \left( 1 + \frac{1-\varepsilon}{\varepsilon} \frac{L_{22}L_{ii}}{L_{2i}^2} \right)} \quad (8)$$

$$L_{bi} = L_{2i} - L_{ai} \quad (9)$$

Ist die i-Spule auf einem anderen Schenkel als a und b gewickelt, dann gilt:

$$L_{ai} = \frac{k}{1+k} L_{2i} \quad (10)$$

$$L_{bi} = \frac{1}{1+k} L_{2i} \quad (11)$$

$L_{22}$ ,  $L_{2i}$  und  $L_{ii}$  sind Elemente der L-Matrix des fehlerfreien Transformators.  $\epsilon$  wird mit 1 angenommen. Der Streufaktor  $\sigma_{ab}$  ist  $\sigma_{ab} = \frac{n_a}{n_2} \sigma_{12}$ , wobei  $\sigma_{12}$  der Streufaktor zwischen der Primär- und der Sekundärwicklung des fehlerfreien Transformators ist und wie folgt berechnet werden kann:

$$\sigma_{12} = 1 - \frac{L_{12}^2}{L_{11}L_{22}} \quad (12)$$

Beispiel: Die neue Impedanzmatrix kann für den Wicklungsfehler bei 50 % berechnet werden. Das Modell in EMTP wird unter Verwendung des Library-Moduls in EMTP durch den fehlerhaften Transformator erweitert. Der Fehler in der Wicklung liegt bei 50 % der Sekundärwicklung und ist mit ZZZZZZ bezeichnet.

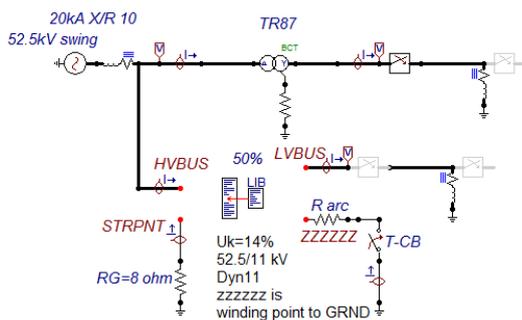


Figure 21: EMTP-Modell für einen Fehler in der Sekundärwicklung

Die Ergebnisse der Simulation sind nachfolgend gezeigt. Sie werden zur Prüfung des Transformator-Differenzialschutzes Siemens 7UT613 verwendet. Die Initiierung des Fehlers erfolgt durch Schließen des T-CB bei 0,2 Sekunden in Phase C.

Die 11 kV-Sekundärspannung:

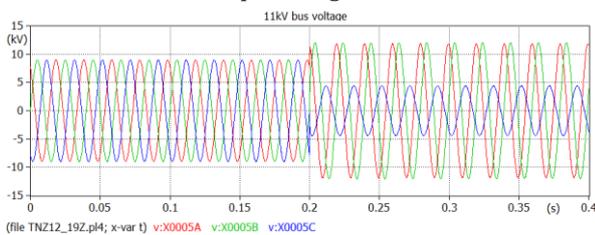


Figure 22: Spannung an der Unterspannungsseite, Fehler in Phase C

Der Phasensprung wird durch den Erdschluss verursacht. Die Spannung in Phase C fällt auf 50 %. Die treibende Spannung für den Fehler beträgt 50 %.

Der Sternpunktstrom ist wie folgt:

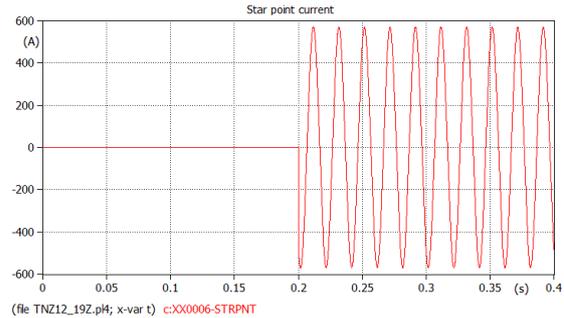


Figure 23: Sternpunktstrom für 50 %-Fehler in der Wicklung

Der Strom beträgt 570 A Spitze bzw. 403 A effektiv und ist nahezu in Phase mit der treibenden Fehlerspannung. Die Stromwandler-Modellierung wurde dem Modell hinzugefügt. Um korrekte Daten für die Modellierung zu erhalten, wurden die Stromwandler mit einem CPC 100 vermessen. Es wurden unterschiedliche Fälle simuliert und in das Siemens 7UT-Relais eingespeist.

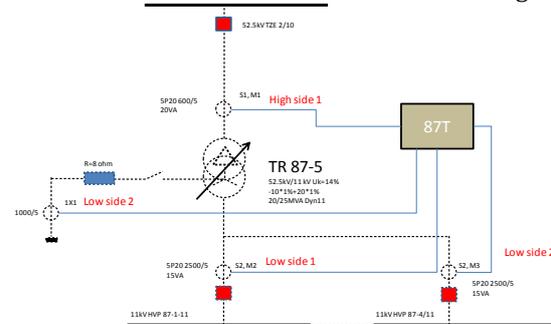


Figure 24: Aufbau des Transformator-Differenzialschutzes

Die Prüfung des Relais erfolgt mit Hilfe von zwei miteinander synchronisierten CMC 356-Prüfgeräten.

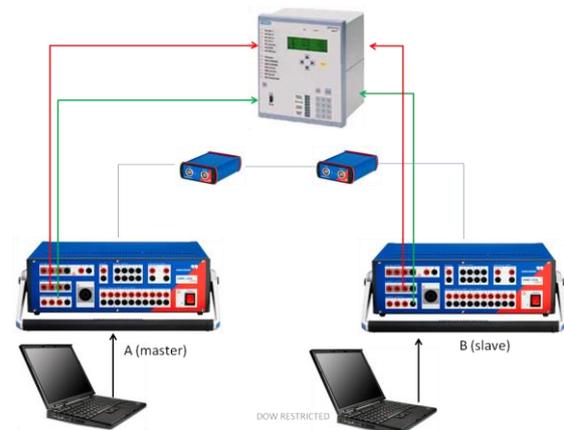


Figure 25: Prüfaufbau zur Prüfung des Differenzialschutzes

Die nachfolgenden Fälle werden zur Prüfung des Siemens 7UT-Relais simuliert und wiedergegeben.

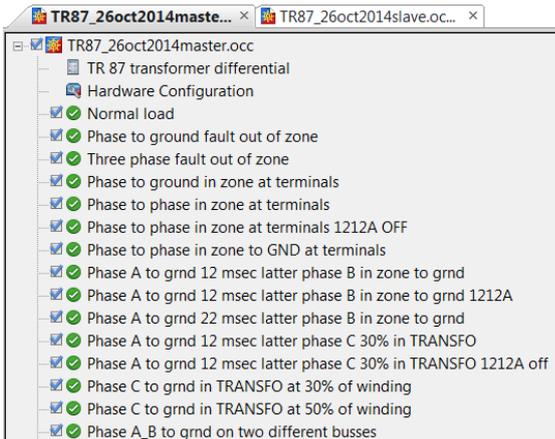


Figure 26: Prüffälle

Bei der Prüfung des Relais traten bei sich entwickelnden Erdschlüssen auf der Sekundärseite lange Auslösezeiten auf. Manchmal löste das Relais auch gar nicht aus, wenn sich ein außerhalb der Zone liegender Erdschluss in die Zone hinein entwickelte. Auf Anraten von Siemens änderten wir die Einstellungen und konnten so die Auslösezeiten reduzieren. Die Stromwandler erfüllten die Anforderungen des Schutzsystems. Aufgrund der Stromwandlersättigung, die zum Zeitpunkt des Doppelerdschlusses begann, blockierte das Relais die Auslösung aufgrund der zweiten Harmonischen. Nach Beendigung der Stromwandlersättigung verschwindet auch die zweite Harmonische und das Relais löst aus.

Differential current and content of 2nd harmonic

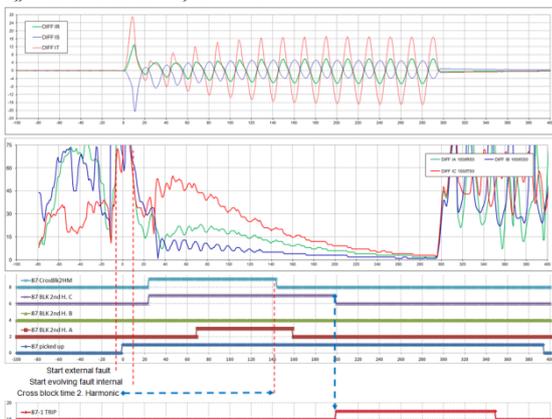


Figure 27: Detailanalyse der verzögerten Auslösung des Relais 7UT

Dies war eine gute Lernerfahrung und gleichzeitig ein guter Test zur Validierung der Einstellungen. Die Erfahrung zeigt, dass in 90 % der Fälle die Fehler irgendwo am schwächsten Punkt des Systems mit einem Leiter-Erde-Fehler beginnen und dann zu einem Leiter-Leiter-Erdschluss eskalieren. In diesem Fall ist auch eine schnelle Behebung erforderlich. Die Einstellungen im Schutzsystem sollten dahingehend überprüft werden. Für diese Fälle bietet eine Modellierung zur Prüfung des Schutzsystems einen nachweislichen Mehrwert.

## 6 Prüfung des Sammelschienenschutzes

2013/2014 wurde bei DOW Stade ein neues Cogen-Werk gebaut. Für die Anschaltung von zwei Gasturbinengeneratoren wurde eine neue 15 kV-Schaltanlage installiert. Allerdings schenkte der Hersteller der neuen Schaltanlage der Dimensionierung der Stromwandler wohl keine besondere Aufmerksamkeit. Nach der Anlieferung der Schaltanlage vor Ort wurden die Stromwandler mit dem CT Analyzer von OMICRON vermessen. Die hierbei gewonnenen Daten wurden für eine Modellierung verwendet. Nach ersten Simulationsläufen stellten wir fest, dass die Stromwandler nicht korrekt dimensioniert waren. Aufgrund der Generatorleistung und der Remanenz in den Stromwandlern reichte die sättigungsfreie Zeit nicht aus, um einen stabilen Relaisbetrieb gewährleisten zu können. Die Simulationsergebnisse wurden mit dem Hersteller der Schaltanlage diskutiert. Dieser kam zum selben Ergebnis. Schließlich wurden die Stromwandler gegen bessere Wandler ausgetauscht und anschließend eine dynamische Prüfung durchgeführt, um nachzuweisen, dass der Sammelschienen-Differenzialschutz nun für unterschiedliche Szenarien stabil funktionierte. Dazu wurden vier Abzweigeräte synchronisiert und gleichzeitig eingespist.

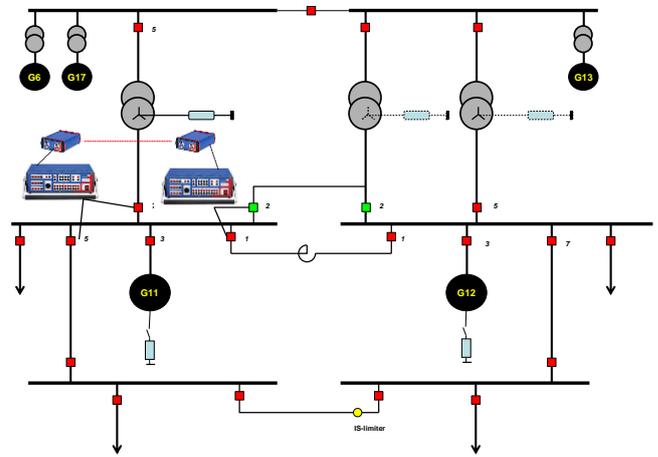


Figure 28: Vereinfachte einpolige Darstellung für COGEN

Im Sammelschienen-Differenzialschutz war auch Schalterversagen programmiert. Also sind in Advanced Transplay auch die Ausgangskontakte der auslösenden Relais simuliert, um die korrekte Auslösung der Abzweige und der in Upstream-Richtung sitzenden Abzweige nachzuweisen. Abbildung 29 zeigt das binäre BFI-Ausgangssignal (Breaker Failure Initiation).

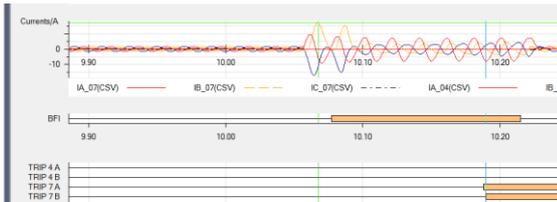


Figure 29: Ergebnisse in Advanced Transplay

Durch die Verwendung der EMTP-Simulation für die Prüfung können Planungsfehler frühzeitig erkannt werden.

## 7 Überstromzeitschutz und Dynamik

Der Chemiestandort Terneuzen von DOW umfasst ein Cogen-Werk mit zwei Gasturbinen am 50 kV-Netz. Jede der Gasturbinen leistet 125 MW. Das gesamte 50 kV-Schutzsystem ist auf den Betrieb von zwei Gasturbinen ausgelegt. Manchmal ist im Normalbetrieb jedoch nur eine der Maschinen in Betrieb. Die erste Ebene des Schutzsystems wird durch Differenzialschutz zonen gebildet, die zweite Ebene durch den Überstromzeitschutz. Der 50 kV Überstrom-Reserveschutz basiert auf einer schnellen Aufspaltung der beiden 50 kV-Sammelschienen TZE-1/2. Dies hat den Zweck, dass zwei der drei 150/50 kV-Transformatoren auf der fehlerfreien Seite gehalten werden. Die beiden an den beiden Sammelschienen-Kuppelschaltern TZE 1-2/TZE 2-2 installierten Überstromrelais, die die Aufspaltung vornehmen, sind gleich eingestellt. Die Einstellungen sind deshalb gleich, weil (bei zwei laufenden Generatoren) abhängig vom Fehlerort immer ein Relais einen größeren Anteil trägt. Die Stromkoordination erfolgt durch eine extrem abhängige Kennlinie. Das gesamte 50 kV-Schutzsystem wurde im Hinblick auf den Betrieb von nur einer Maschine noch einmal überprüft. Nach der Ausarbeitung der neuen Relaiseinstellungen für das Splittersystem wurde auch ein neuer Prüfplan erstellt, um das Verhalten der Überstromfunktionen zu prüfen. Es wurde ein EMTP-Modell erstellt, um unterschiedliche Lastverteilungen zu überprüfen und COMTRADE-Dateien für die Prüfung der Relais sowie die Verifizierung von unterschiedlichen Fehlerszenarien zu erstellen.

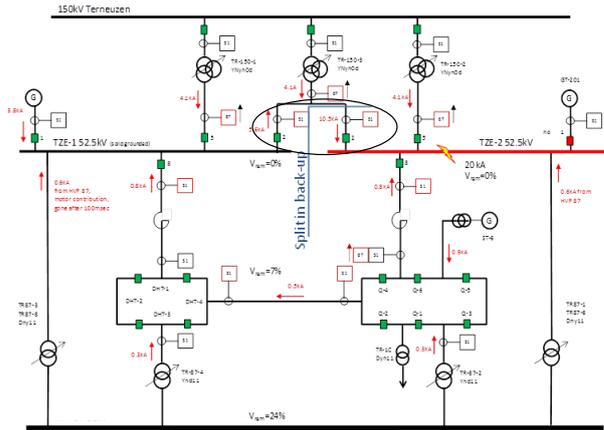


Figure 30: 50 kV-System bei DOW Terneuzen

Aus dem Modell werden die COMTRADE-Daten generiert, auch unter Berücksichtigung der Regler- und Erreger-Modelle. Um die aktuelle Situation abzubilden, wird nur ein Generator modelliert. Die Leistungen sind nachfolgend gezeigt:

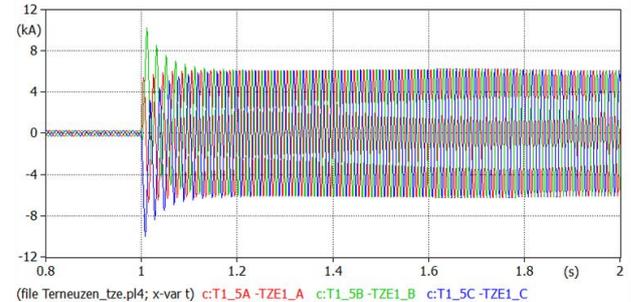


Figure 31: Anteil des Transformators

Der Anteil des Transformators beträgt ca. 4 kA, siehe Abbildung 31. Der Anteil des Generators beträgt ca. 3 kA, siehe Abbildung 32.

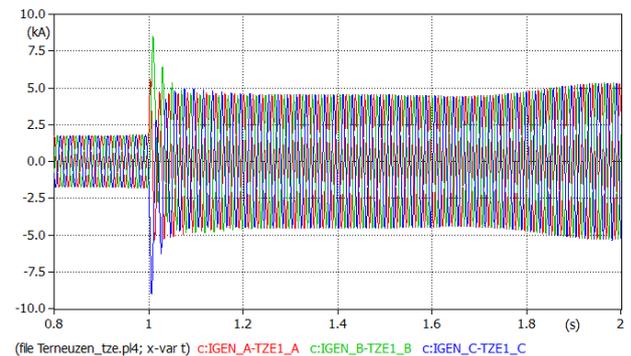


Figure 32: Anteil des Generators

DOW erwartete einen Fehlerstrom von etwa 7 kA am einen Splitterrelais und etwa 7 + 4 = 11 kA am anderen Splitterrelais. Die Simulation zeigte das folgende Gesamtbild an einem Splitter (siehe Abbildung 33).

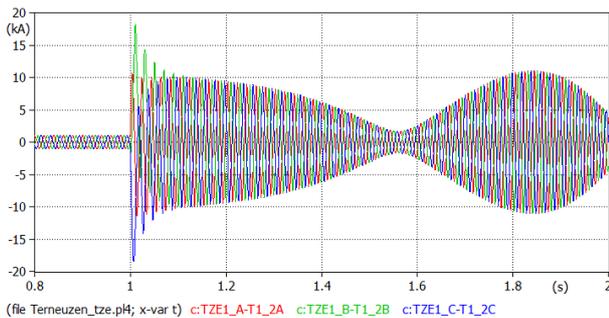


Figure 33: Strom im Splitter-Schalter (Transformator- und Generator-Anteil)

Um die korrekte Stromkoordination zu erhalten, haben die Relais des Splitter-Schalters eine extrem abhängige IEC-Kennlinie eingestellt. Da keine Leistung in das System abgegeben werden kann, beschleunigt die Gasturbine, sodass sich die Frequenz des Generator-Anteils ändert. Der Anteil über den Splitter ist nicht konstant (siehe Abbildung 33). Da der extrem abhängige Algorithmus des Relais eine integrierende Funktion besitzt, entsprechen die Auslösezeiten nicht dem, was im Relaishandbuch bei normaler Einspeisung angegeben ist (siehe Gleichung 13).

$$\text{EXTREMELY INV. (Type C)} \quad t = \frac{80}{(1/p)^2 - 1} \cdot T_p \quad [s] \quad (23)$$

$$\int_0^{t_0} \frac{1}{t(I)} dt = 1 \quad (34)$$

$t(I)$  errechnet sich aus Gleichung (13) und  $dt$  ist die Zeitdauer für die Berechnung (für Siemens-Relais 10 ms). Die Auslösezeit der IEC-Kennlinie für den transienten Strom kann in Excel oder ATP leicht berechnet werden. Mit den Simulationen und Prüfungen wurden die Einstellungen der Splitter-Relais optimiert.

## 8 Fazit

In der chemischen Industrie bietet die dynamische Prüfung für kritische Schutzsysteme einen echten Mehrwert. Die dynamische Prüfung wird nach der normalen Funktionsprüfung vorgenommen. Die Hersteller stellen ihre Relais mit immer mehr Funktionen aus. Dies führt zu immer komplexeren Schutzsystemen mit entsprechend komplexeren Prüfungen. Daher benötigen Techniker immer mehr Wissen bezüglich der Logik und der Kommunikation innerhalb des Schutzsystems. DOW besitzt bei der dynamischen Prüfung von kritischen Systemen bereits zwei Jahre Erfahrung. Folgendes kann festgestellt werden:

- Die Entwicklung und Validierung der Modellierung in EMTP erfordert 80 % der Zeit. Es gilt jedoch: Wer falsche Daten eingibt, erhält auch falsche Ergebnisse. Folglich ist die Modellierung und Validierung für den Erfolg enorm wichtig, auch wenn sie viel Zeit in Anspruch nimmt.

- Durch den Einsatz der EMTP-Simulation für die Prüfung sind Planungsfehler frühzeitig erkennbar.
- Es wurden Verzögerungen bei der Auslösung des Transformator-Differenzialschutzes festgestellt, die durch Stromwandlersättigung und eine Blockierung der zweiten Harmonischen verursacht werden. DOW musste die Standardeinstellungen für 7UT-Relais ändern.
- Es kann die komplette Liste der Parametereinstellungen geprüft werden. Für die Prüfung müssen keine einzelnen Einstellgruppen blockiert werden. Für die Prüfung von Motor- und Generator-Schutzsystemen ist dies von Vorteil.
- Einstellungen können nach der Prüfung für unterschiedliche Netzfehlzustände optimiert werden.
- Das Abklingen der Restspannung des Motors kann simuliert und für Umschaltssysteme geprüft werden. Es können Sensitivitätsanalysen für verschiedene Parameter durchgeführt werden, z.B. Trägheit und Motorlast. Es wird auch das Wiederanlaufverhalten des Motors nach der Umschaltung geprüft.
- Um EMTP für Schutzsysteme verwenden zu können, ist entsprechendes Hintergrundwissen zur transienten Modellierung erforderlich. Die Benutzeroberfläche von ATPDRAW beschleunigt die Modellierung und macht sie benutzerfreundlicher.
- Besitzt der Benutzer keine ausreichende Erfahrung, um die komplexen Zusammenhänge verstehen zu können, kann die Flexibilität von EMTP auch zum Nachteil werden.

## Literatur

- [1] ATP rule book
- [2] J.L. Blackburn; Protective relaying
- [3] ETAP 11
- [4] Siemens Sigras
- [5] D. Dakhlan; Modeling internal faults in three winding transformers for differential protection.
- [6] M. Kezunovic; A new ATP add-on for modeling internal faults in power transformers.

## Über den Autor



**Steven de Clippelaar** ist Netzingenieur beim DOW Chemical Energy Technology Center.

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

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

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