

**Zeitschrift:** bulletin.ch / Electrosuisse

**Herausgeber:** Electrosuisse

**Band:** 97 (2006)

**Heft:** 21

**Artikel:** Primärrelais mit Sekundärtechnik ersetzen

**Autor:** Aebersold, Andreas

**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-857737>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 14.01.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# Primärrelais mit Sekundärtechnik ersetzen

## Vor- und Nachteile der Sekundärtechnik

Primärrelais schützen Mittelspannungsanlagen seit Jahrzehnten zuverlässig vor Schäden durch Kurzschlüsse oder Überlast. Sie lassen sich aber nicht elektronisch überwachen – können nicht mit den vernetzten Leitzentralen kommunizieren. Bei einem Ereignis lässt sich darum kaum nachvollziehen, wo die Ursache war. Zudem kann Sekundärtechnik, also moderne Elektronik anstelle der mechanischen Urwerke, die Ereignisse im Netz besser unterscheiden – und nur dann auslösen, wenn es wirklich sein muss. Wer aber sein Primärrelais mit Sekundärtechnik ersetzen will, sollte darauf achten, dass er die Vorteile der Primärtechnik nicht verliert: Die robuste Mechanik ist nicht auf externe Speisungen angewiesen.

Unter Primärschutz versteht man Relaisysteme in Mittelspannungsanlagen, die, direkt im Hochspannungspfad eingebaut, auf die Schaltermechanik wirken und dabei autonom von externen Versor-

Andreas Aebersold

gungen arbeiten. Die kompakte Bauweise umfasst einen integrierten Stromwandler und eine uhrwerksähnliche Mechanik zur Auswertung von stromgeföhrten einphasigen Fehlern. Die Schutzprüfung am ausgefahrenen Schalter lässt sich auf einfachste Weise realisieren und umfasst die gesamte Wirkungskette Schalter – Wandler – Schutz. Die Bedienung am unter Spannung stehenden Schutz erfordert allerdings spezielle Kleidung und entsprechendes Werkzeug.

Im Gegensatz dazu arbeiten Sekundärrelais abgesetzt vom Schalter in einem separaten Schrank, entweder in einem Sekundärkasten, der in die Schalterzelle integriert ist, oder in einem abgesetzten Schutzschrank. Über entsprechende Verbindungsabzweigkabel werden die Messwandler angebunden. Elektrische Spulen wirken wiederum auf den Leistungsschalter. Die meisten modernen Sekundärrelais erfordern eine externe Hilfsspeisung (USV). Die Prüfung des Schalter-Wandler-Schutz-Kreises wird im Gegensatz zum Primärschutz aufwendiger. Die Bedienung im Betrieb ermöglicht dafür umfangreiche

Messungen, die völlig gefahrlos erfolgen.

### Anforderung an die Schutztechnik

Mittelspannungsanlagen sollen mit Geräten geschützt werden, die fehlerrepräsentative Messgrößen (Strom, Spannung) des Primärkreises aufnehmen, mit einem Sollwert (Einstellwert) verglichen und daraus ein Binärsignal ableiten, das als Stellgröße zur Auslösung des

Leistungsschalters benutzt wird. Ebenfalls soll bei längeren, unzulässigen Überlastzuständen dem Bedienpersonal eine Information (Meldesystem) vermittelt werden, die entsprechende Massnahmen ermöglicht. Dabei soll dasjenige Schutzsystem dominieren, welches das fehlerhafte beziehungsweise gefährdete elektrotechnische Betriebsmittel aus dem Netzverband herausgetrennt hat.

Diese grundsätzlichen Anforderungen werden durch ein Primärrelais nahezu einwandfrei erfüllt. Allerdings sind Meldemöglichkeiten am Gerät lokal beschränkt. Auch eine Messanzeige kann nur äußerst rudimentär realisiert werden – meistens werden zusätzliche Ampermeter montiert. Mit einem Sekundärschutz werden dagegen umfangreiche Informationen erfasst, die lokal oder über eine Schnittstelle verbreitet werden. Informationen werden gespeichert und zeitfolgerichtig im Millisekundentakt erfasst. So können auch mehrere Fehler hintereinander im Nachhinein, aufgrund ihrer Zeitstempelung, richtig zugeordnet und interpretiert werden.

### Schutzsysteme müssen selektiv wirken

Unter Selektivität versteht man die Fähigkeit des Schutzsystems, den Fehlerort

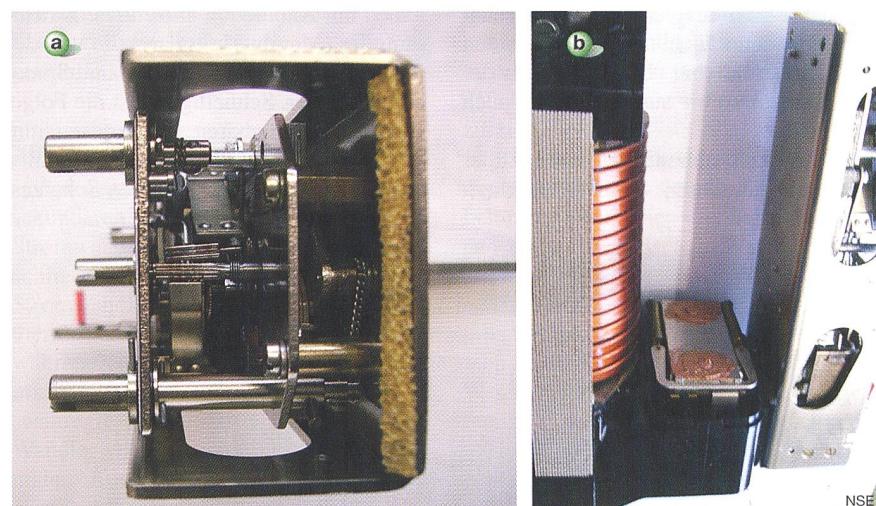
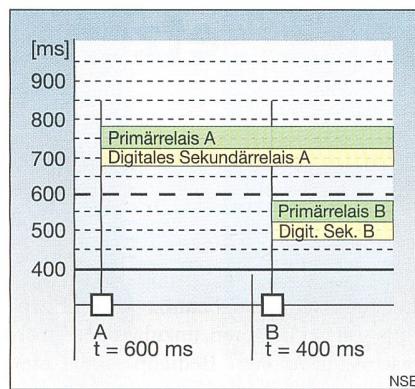


Bild 1 Innenleben eines Primärschutzgeräts  
Blick auf die Uhrwerksmechanik (a) und den Thermoschutz mittels Bimetall (b)



**Bild 2 Staffelschutz mit Primär- und Sekundärrelais im Vergleich**

Die Grafik zeigt deutlich, dass mit Sekundärschutz engere Staffelzeiten möglich wären ( $\Delta t = 150$  ms), ohne Überschneidung der Fehlerklärungszeiten. Beispiel mit konventioneller Staffelung  $\Delta t = 200$  ms.

Staffelung in Station A = 600 ms (am Relais eingestellter Wert)	725-775 ms
- Fehlerklärungszeit mit Primärschutz	677-727 ms
Staffelung in Station B = 400 ms (am Relais eingestellter Wert)	525-575 ms
- Fehlerklärungszeit mit Primärschutz	477-527 ms
- Fehlerklärungszeit mit Sekundärschutz	

präzise zu erkennen. Auch muss es die Art des Fehlers erkennen respektive anomale Betriebszustände des gefährdeten Betriebsmittels. Daraus folgernd, muss es Massnahmen einleiten – den zugehörigen Leistungsschalter auslösen. Hier wird klar, dass das Schutzsystem zwischen Fehlern und betriebsbedingten hohen Strömen, die bei Schaltvorgängen entstehen, unterscheiden können sollte. Primärrelais können dies nur beschränkt. Sekundäre Einrichtungen, dazu zählen auch analoge Schutzrelais, erkennen dagegen diverse Fehler und Zustände. Mit modernen numerischen Relais sind fast keine Grenzen gesetzt.

## Schutzsysteme müssen schnell sein

Je schneller ein Fehler behoben respektive ein Kurzschluss unterbrochen wird, desto kleiner ist der Schaden. Denn die Energie steigt quadratisch mit der Stromstärke. Die Schnelligkeit muss aber auch unter ökonomischen Blickwinkeln betrachtet werden und darf nicht nach den technischen Möglichkeiten optimiert werden. Auf Kurzschlüsse muss ein Schutzsystem innerhalb Millisekunden (50–1000 ms) reagieren, auf Überlastzustände jedoch in einigen Minuten oder Stunden (bei Überlast soll der Schutz nicht sofort auslösen, siehe auch Tabelle I).

Die Mittelspannungsnetze sind über die Jahre gewachsen – die Netzknoten-

punkte wurden im Laufe der Zeit mit diversen Schutz- und Leistungsschaltern erweitert, sodass sich eine selektive Zeitstaffelung nur noch schwer einstellen lässt. Denn gerade Primärrelais werden mit dem Alter ungenau. Ein System lässt sich nur dann optimieren, wenn das Schutzsystem zuverlässig die parametrisierte Wirkzeit einhält – im Bereich von Prozenten. So sollen beispielsweise bei einer Staffelzeit von 400 ms das Schutzsystem und der Leistungsschalter nicht mehr als 580 ms Wirkzeit aufweisen. So kann ein übergeordnetes Relais bereits mit einer parametrisierten Staffelung von 550 ms arbeiten. Der zweite Schutz wird anregen, aber nicht auslösen. Staffelzeiten von 150 ms sind also möglich (Bild 2). Mit alten Primärrelais sind eingestellte Staffelzeiten von 200 ms schon optimistisch angesetzt.

## Schutzsysteme müssen autonom wirken

Der Mensch in der Leitzentrale kann bei einem Fehler nicht innerhalb von Millisekunden reagieren – die Schutzsysteme müssen autonom arbeiten. Hier beginnt die Diskussion von modernen Schutzsystemen mit Anbindung an zentrale Datensammler (Margin Units) anstelle von direkter Ankopplung an Strom- und Spannungswandler. Schnelligkeit ist die Folge von hoch verfügbaren Messkreisen mit kurzen Übertragungswegen. Ebenfalls soll die binäre Information des Schutzes

ohne Verzögerung auf die Schaltermechanik einwirken. Ferner wird gefordert, dass die Schutzrelais zuverlässig sind, wartungsarm, bedienfreundlich, sicher und weitgehend miniaturisiert.

In den Forderungen nach kompaktem Schutz mit minimalen Übertragungswegen der Messsignale und Einwirkung auf den Schalter sind Primärrelais geradezu ideal. Auch die hohe Autonomie der Systeme und ihre spezielle Unabhängigkeit von externen Speisungen ist ein deutscher Vorteil zu modernen Systemen. Keinerlei Unterhalt an Batterieanlagen ist nötig. Die Energie zur Strommessung und zum Auslösen des Leistungsschalters wird direkt aus dem Messwandler bezogen. Man spricht von einer Wandlerstromversorgung. Keine Klemmen reduzieren die Verfügbarkeit. Denken wir nur an teure Sekundärschutzsysteme, wo ein Operator bei der letzten Prüfung vergessen hat, die kurzschliessenden Trennklemmen am Wandler zu öffnen. Die Forderung nach unabhängigen und wartungsarmen Systemen wird von Primärrelais definitiv erfüllt. Hingegen ist die Zuverlässigkeit so eine Sache. Die empfindlichen Uhrwerke sitzen mit der Zeit fest. Feinster Staub dringt in die Gehäuse der Mechanik ein und blockiert im Schutzauslöserfall die empfindliche Auslösemechanik. Unregelmässiges Prüfen führt bei einem Netzfehler zu grösseren unselektiven Abschaltungen.

Ein ideales Schutzsystem sollte also die Vorteile primärer und sekundärer Systeme vereinen.

## Schutzmfang

Der Strom ist die wichtigste Messgröße zur Erkennung fundamentaler Anomalien in der Mittelspannung. Damit lassen sich die häufigsten Fehler in Transformatoren, Kabeln, Freileitungen und Generatoren/Motoren unterscheiden. Der Strom lässt sich elegant und einfach auswerten. Schon eine Schmelzsicherung schützt die Betriebsmittel gegen eine

	Primärschutz	Sekundärschutz analog	Sekundärschutz numerisch
Wandler	inkl. ±40 ms	15 ms ±15 ms	15 ms ±1,5 ms
+ Zeitstreuung inkl. Überlauf			
+ Ansprechzeit	50 ms	53 ms	25 ms
= Toleranzbereich	90 ms	83 ms	41,5 ms
Schutz + Eigenzeit	35–85 ms	35–85 ms	35–85 ms
Leistungsschalter			
= Maximale Auslösezeit	125–175 ms	118–168 ms	77–127 ms

**Tabelle I Eigenzeiten von Schutzrelais im Vergleich**

Überlast: Langsame, aber dennoch gefährliche Betriebszustände werden erfasst. Welchen Schutz stromabhängige Systeme bieten und welche Funktionen mit primären und sekundären Relais realisiert werden, zeigt Tabelle II. Moderne Schutzsysteme erkennen die Fehlerart und den Ort selektiv und können mit weiteren Funktionen ergänzt werden: Minimalstrom, Asymmetrie, Anlaufüberwachung, Integration von echten Temperaturmessungen, Gegenstrom usw.

Bezüglich Schutzausmaß wird deutlich, dass Primärschutzgeräte den heutigen Anforderungen nicht mehr genügen. Ein Ersatz mit Sekundärschutz ist auf jeden Fall ein Gewinn an Sicherheit für Material und Personen.

## Messgrößen und Aufarbeitung

Bauen wir auf den Forderungen der stromabhängigen Fehlererkennung auf, so sind heute überwiegend transformatorische Mess-/Schutzwandler im Einsatz. Transformatorische Wandler sind normiert, damit verschiedene Produkte problemlos ersetzt werden können. Einer der grössten Vorteile ist aber die Übertragung von Leistung. Die Primärrelais nutzen diesen Effekt und werten nicht nur den gemessenen Strom aus, sondern nutzen zugleich die übertragene Leistung zur Selbstversorgung und Ansteuerung des Leistungsschalters. Somit sind keine externen Hilfsquellen nötig, denn bei einem Fehler, zum Beispiel einem Kurzschluss, ist Strom zur Genüge vorhanden. Dies sollten auch neue Schutzkonzepte ausnutzen, die auf sekundärer Technologie beruhen.

Der Messbereich des Stromwandlers ist aber durch die magnetische Sättigung physikalisch eingeschränkt. Der maximale Strom, der durch den Stromwandler geführt werden darf, ist abhängig von der Bauweise und hält dem maximalen Kurzschlussstrom in der Anlage oft nicht stand. Wird der Wandler dagegen auf seine Schutzfunktion optimiert, ist wiederum die Genauigkeit bei kleinen Betriebsströmen ungenügend. Dies zeigt das Beispiel eines Schutzes für einen 630-kVA-Transformator mit einer Nennspannung von 16 kV und einem maximalen Kurzschlussstrom von 12,5 kA. Der Nennstrom  $I_{\text{nenn}}$  beträgt 22,7 A ( $I_{\text{nenn}} = 630 \text{ kVA} / (\sqrt{3} \cdot 16 \text{ kV})$ ), worauf der Stromwandler dimensioniert wird. Unter Berücksichtigung der normierten Übersetzungsverhältnisse folgt:  $I_{\text{nennWandler}} = 25 \text{ A}$ . Das MUT-Primärrelais mit einem Nennstrom von 25 A hat einen thermischen Grenzstrom  $I_{\text{therm}}$  von 8,6 kA während

Funktion	Hauptanwendung	Primärschutz	Sekundärschutz
<b>Überlastschutz</b> mittels Strommessung und Rückschluss auf den thermischen Füllstand des Betriebsmittels	Übertragungsmittel (Kabel, Freileitung), Transformator, Motor, Generator	•	•
<b>Überstromschutz</b>	Übertragungsmittel (Kabel, Freileitung), Transformator, Motor, Generator	•	•
<b>Hochstromschutz</b> Zeitunabhängiger schneller Schutz bei hohen KS-Strömen	Hauptsächlich im Transformator verwendet	•	•
<b>Erdstromschutz</b> (ungerichtet)	Transformator, Motor/Generator	-	•
<b>Einschaltstromerkennung</b> (Inrushblockade)	Transformator	-	•
<b>Sammelschienenschutz</b>	Anlagen	-	(•)
<b>Kurzschlusseinschaltschutz</b>	Anlagen	-	•
<b>Automatische Wiedereinschaltung AWE</b>	Freileitung	-	•

Tabelle II Schutzausmaß von Primärschutz und Sekundärschutz

einer Sekunde und einen dynamischen Grenzstrom  $I_{\text{dyn}}$  von 50 kA während einer viertel Periode. Das Primärschutzrelais erfüllt die Anforderungen also knapp.

Der thermische Grenzstrom von 8,6 kA kann allenfalls durch eine kurze Reaktionszeit des Schutzes vergrößert werden. Dabei bleibt das Produkt  $I^2 t$  konstant:

$$I_{\text{therm}}^2 t_{(1s)} = I_{\text{max}}^2 t_{\text{max}}$$

$$t_{\text{max}} = \frac{I_{\text{therm}}^2 t_{(1s)}}{I_{\text{max}}^2}$$

$$t_{\text{max}} = \frac{8,6 \text{ kA}^2}{12,5 \text{ kA}^2}$$

$$t_{\text{max}} = 0,68 \text{ s}$$

Das Schutzsystem inklusive Schaltereigentümlichkeit und Reserve des übergeordneten Schutzes muss also nach 0,68 s einen Kurzschluss abgeschaltet haben. Dies ist bei einer Einstellung am Schutz mit 0,2 s gewährleistet.

## Sekundärrelais

Bei derselben Anwendung mit einem sekundären Schutzrelais ist der gewählte Stromwandler massgebend für die Kurzschlussfestigkeit. Ein standardisierter Stromwandler mit  $I_{\text{nenn}} = 25 \text{ A}$  hat einen thermischen Grenzstrom  $I_{\text{therm}}$  von 2,5 kA während einer Sekunde und einen dynamischen Grenzstrom  $I_{\text{dyn}}$  von 6,25 kA (während einer viertel Periode). Der Wandler wäre also den bei einem maximalen Kurzschlussstrom von 12,5 kA auftretenden elektromechanischen Kräften nicht gewachsen. Der Wandler muss mindestens 12,5 kA dynamische Kurz-

schlussfestigkeit aufweisen. Dies ist bei kleinen Übersetzungen (25 A) problematisch.

Um ein Primärrelais mit einem Sekundärschutz zu ersetzen, sind im Wesentlichen Stromwandler mit kleinen Übersetzungsverhältnissen und hoher Kurzschlussfestigkeit gefragt. Die Problematik ist aber noch nicht damit gelöst, dass der gewählte Stromwandler die geforderten Kurzschlussverhältnisse ans Schutzrelais im gesamten Dynamikbereich überträgt. Auch das Schutzrelais muss am Messeingang diesen Dynamikbereich verarbeiten können.

Das vorangehende Beispiel ergäbe bei einem Kurzschluss in der Station von 12,5 kA und einem Wandlerübersetzungsverhältnis von 25:1 einen am Relais gemessenen Strom von 500 A. Die meisten Relais sind bei einem 1-A-Messeingang mit einem thermischen Grenzstrom  $I_{\text{therm}}$  von 100 A während einer Sekunde und einem dynamischen Grenzstrom  $I_{\text{dyn}}$  von 250 A während einer viertel Periode spezifiziert.

Mit Standardsekundärrelais und Standardwandlern lässt sich die Aufgabe folglich nicht lösen. Hier sind Sensorwandler den transformatorischen Systemen deutlich überlegen. Will man mit konventionellen Stromwandlern und Schutzrelais arbeiten, so sind diesbezüglich Massnahmen bereits in der Entwicklung der Wandler und des Schutzsystems zu treffen.

Im Bereich der Messwandler wie auch des Schutzes sind Anstrengungen in der Auslegung der Wicklung und bezüglich elektrodynamischer Festigkeit angesagt. Damit ist das Thema aber noch nicht vom

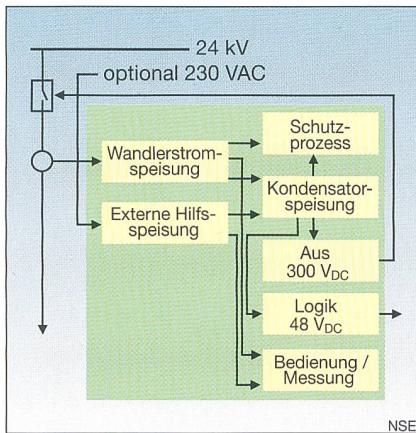


Bild 3 Konzept Wandlerstromversorgung und Kondensatorspeisung (Triple Powered)

Tisch. Auch der Messbereich eines Schutzrelais muss auf elektronischer und numerischer Seite entsprechend vergrößert werden.

- Messbereich Betrieb: 0,5 A–25 A (Bereich 1:50)
- Messbereich Fehler: bis 12 500 A (Bereich 1:25 000)

Diese Aufgabe lässt sich nur mit geteilten Messbereichen lösen. So kann der Bereich der Messung mit einem Messkreis erfasst werden und der Teil des Störungsbereichs mit einem separaten zweiten Erfassungsbereich. Dieser zweite Bereich ist bezüglich Genauigkeit etwas toleranter. Im Bereich der Störung reicht eine Genauigkeit von 5–10% (abhängig von der Stromhöhe), während im Bereich der Betriebsmessung <1% gefordert ist. Die von NSE entwickelte sekundäre Schutztechnik Digimut arbeitet zum Beispiel mit zwei transformatorischen Wählern: Einer mit einem Übersetzungsverhältnis von 250:1, um den Kurzschlussstrom zu messen, und ein anderer mit einem Verhältnis von 25:1, um eine thermische Überlast zu erkennen. Dieses System misst ab 1,5 A brauchbare Werte und gerät bei einem Kurzschlussstrom von 20 kA nicht in Sättigung. Das numerische Schutzrelais (Sekundärtechnik) musste allerdings an die grosse Dynamik der Eingangssignale angepasst werden.

Auf jeden Fall ist mit einem Standardrelais (Messbereich bis  $40 \times I_{nenn}$ ) der gestellten Aufgabe nicht beizukommen.

## Hilfsenergie und Autonomie

Ein Primärrelais zeichnet sich durch die autonome Speisung aus. Die zur Auslösung notwendige Energie wird durch eine vorgespannte Feder zur Verfügung gestellt. Die Anregung der Feder geschieht mittels Hebeln und Klinke in der

Mechanik des Schutzrelais. Das Zeitmesswerk für die zeitselektive Fehlerbehebung ist analog einem Uhrwerk mit Rädern aufgebaut. Der Antrieb geschieht über einen kleinen Elektromotor, der über die Messung versorgt wird. Der Überlastschutz ist mittels Bimetallschalter und Flüssigkeitsbehälter ausgeführt. Die Justierung des Nennstroms geschieht durch Regulierung des Luftspalts im magnetischen Kreis rein elektromechanisch.

Die Forderung der autonomen Versorgung erfordert auch bei einem modernen Gerät die Energieauskoppelung aus dem Strommesskreis (Wandlerstromversorgung). Die Speicherung der Auslösenergie kann elektrisch mit einem Äquivalent der Feder, einem Kondensator, realisiert werden. Moderne Sekundärrelais sind aber heute auf Hilfsspeisungen angewiesen und stellen kaum eine Hilfsenergie für die Schalterauslösung zur Verfügung. Auch die Nutzung von Wandlerstromversorgung ist aus ökonomischen Gründen der Relaisbauer vernachlässigt worden: komplexe Speisungen im Gerät, anspruchsvolle Auskoppelung der Energie aus dem Messkreis und teure Leistungselektronik. Die Wandlerstromversorgung ist also nicht nur teuer, sondern auch technisch anspruchsvoll.

Im Weiteren soll ein modernes Schutzsystem auch im stromlosen Betrieb Messwerte liefern. Für die Energieauskoppelung über die Messkreise kommt man also nicht darum herum, eine externe Hilfsquelle zu verwenden. An diese Hilfsquelle sind allerdings keine grossen Forderungen gestellt. So kann eine solche Quelle auch ausfallen, da der Schutz über die autonome Stromwandler/Kondensator-Speisung erfolgt. Dieses Konzept der

Speisung zeigt Bild 3, wiederum am Beispiel des numerischen Schutzrelais Digimut.

Das Sequenzdiagramm in Bild 4 zeigt ein Beispiel einer Auslösung ohne externe Hilfsenergie und einer Selektivitätseinstellung von 500 ms. Dabei liegt die systembedingte Auszeit (Schalter + Schutz + Mechanik) bei 73 ms. Dies ist mit heutigen technischen Mitteln eine ausgezeichnete Systemzeit (Vergleiche auch Tabelle I).

## Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit

Die Verfügbarkeit eines Schutzsystems muss kontinuierlich gewährleistet sein. Es kann sein, dass das Gerät im gesamten Lebenszyklus kein einziges Mal echt auslösen muss. Diesem Umstand kann man mit regelmässiger Intervallsprüfung Rechnung tragen. So sind schutztechnische Einrichtungen alle 4–5 Jahre zu überprüfen. Durch die empfindliche Mechanik von Primärgeräten ist allerdings eine erfolgreiche Prüfung kein Garant, dass das Gerät im Anforderungsfall korrekt arbeitet. Primärrelais verfügen über keine internen Kontrollmechanismen.

An moderne Schutzgeräte nach IEC60255 (Produktgrundnorm) werden hohe Anforderungen inklusive permanente interne Überwachung des Prozesses gestellt. Spätestens bei der Wahl der externen Speisung (USV) greifen aber viele auf billigste Produkte ohne irgendwelche Approbation zurück. So kommt es vor, dass Batterieanlagen im Anforderungsfall schlicht ihren Dienst versagen.

Es ist gefordert, dass das Speisungssystem in den hoch verfügbaren und zy-

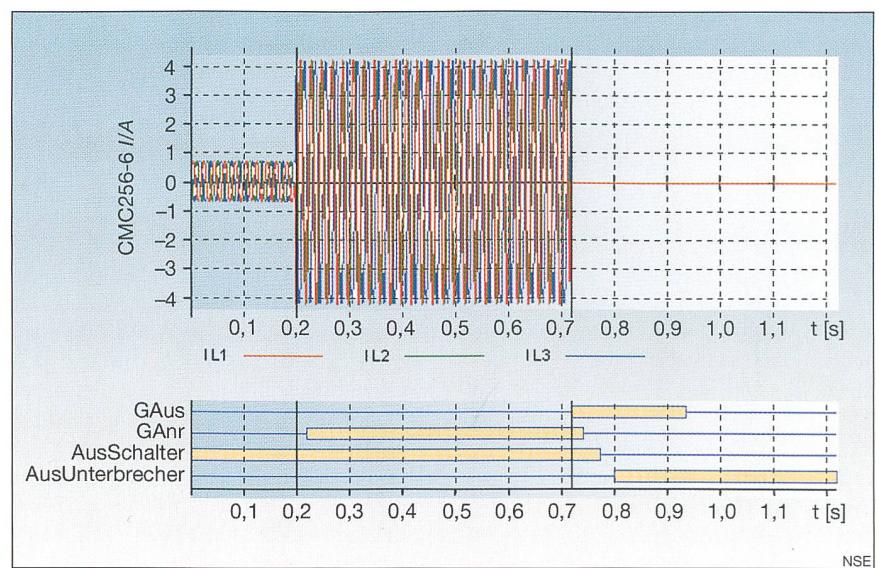


Bild 4 Abschaltzeiten des Systems mit Schutz und Schalter (Digimut)

Bauteil Baugruppe	Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls	Überwachung im internen Prozess und Reaktion
Versorgungsspannung ab USV	gross	Abfall des Watchdogrelais Meldung an Zentrale
Interne Speisung	gross	Abfall des Watchdogrelais Meldung an Zentrale
Interne Messwandler und Hauptstromwandler	klein	Ausfall einzelner Phasen Erkennung über Asymmetrieschutz Meldung/Störungsanzeige möglich
Analog/Digital-Wandlung	mittel	Erkennung nicht plausibler Messwerte Meldung/Störungsanzeige möglich
Digitaler Signalprozess	mittel	Bei Geräten mit DSP und $\mu$ P kann eine gegenseitige interne Kontrolle stattfinden (Redundanz), ansonsten Absturz des Geräts Evtl. keine vernünftige Meldung mehr möglich
Funktionserhalt und Sicherung von digitalen Informationen	mittel	Lebensdauer um die 10 Jahre bei Bauteilen wie $\mu$ P, DSP, EEPROM und Flash Längere Lebenszyklen bedingen spezielle Bauteile
Bedieneinheit	gross	Knöpfe, Schnittstellen, Displays unterliegen einer erhöhten Ausfallrate

Tabelle III Bewertung bezüglich Alterung von Bauteilen in numerischen Schutzrelais

klisch kontrollierten Schutzprozess mit einbezogen wird. Verwendete Leistungselektroniken zur Versorgung des Systems (Kondensatoren) sind periodisch und automatisch mittels Entladeschaltung auszumessen und auf ihre Tauglichkeit im Anforderungsfall hin zu bewerten.

Die Frage nach der MTBF<sup>1)</sup> moderner Schutzgeräte, also der durchschnittlichen Zeit, bis ein Fehler im Gerät auftritt, beschäftigt immer mehr Schutzingenieure. Kaum einer kann die angegebenen Lebenszyklen nachprüfen. Zumal bei elek-

tronischen Geräten, wie auch schon bei mechanischen Relais, die klimatischen Umgebungsbedingungen massgebend sind. So sind in Tunnelanlagen mit Staub und Feuchtigkeit Lebenszyklen um die 8 Jahre anzunehmen. Im Gegensatz dazu soll in einer durchschnittlichen Trafostation ein Schutzsystem 20–25 Jahre vernünftig arbeiten. Welche Bauteile dabei auf die Alterung moderner Schutzgeräte einen Einfluss haben, zeigt Tabelle III. Dabei wird davon ausgegangen, dass der grösste Teil des Schutzprozesses nume-

risch arbeitet (Filter, Timer, Messwerterfassung usw.) und somit keiner Alterung unterliegt.

Es zeigt sich in der Praxis, dass bei den Speisungen höchste Aufmerksamkeit gefordert ist. Ein integriertes Schutzsystem als Ersatz für einen primären Schutz soll deshalb auch die Speisung komplett in den zyklisch kontrollierten Schutzprozess mit einbeziehen. Für die Auswahl qualitativ hochwertiger Elektronikbauteile für Relaisbauer gibt es keine Norm (es wäre wünschenswert, im Bereich von Schutzsystemen verbindliche Normen zu fordern, ähnlich den MIL-Standards; die Produktenorm IEC 60255 enthält keine entsprechende Angaben). Bei der Auswahl und Analyse von Schutzrelais sollte dieser Aspekt beachtet werden. Gerade im Zusammenhang mit der neuen Norm RoHS<sup>2)</sup>, die bleifreie Lote verlangt, sind mögliche Frühäusfälle wahrscheinlich, da das bleifreie Lot mit höheren Temperaturen verarbeitet werden muss.

## Sicherheit, Bedienung und Informationen

Moderne Systeme verfügen über umfangreiche Messmanagementfunktionen. So können nach einer schutzspezifischen Auslösung allerlei Informationen aus der Störwertliste herausgelesen werden. Auch sind über Stördatenlogger zeitliche Verläufe der gemessenen Signale möglich (Bild 5).

Die Sicherheit von Primärrelais wurde schon oft wegen ihrer Bedienung bemängelt. So ist es ohne Schutzanzug und Spezialwerkzeug gefährlich, Parameter von Schutzrelais im Betrieb zu ändern. Primärrelais stehen im Betrieb unter Hochspannung. Ein Ersatz von Primärrelais mit Sekundärschutz erfolgt deshalb oft mit dem Neubau einer Schaltanlage. Moderne Schaltanlagen besitzen separate Sekundärkästen für den numerischen Schutz. Stromwandler sind in der Schaltanlage fest montiert.

## Wirtschaftlichkeit eines Primärrelaisersatzes

Fassen wir die Vorteile eines Sekundärschutzes zusammen:

1. Erhöhte Schutzfunktionalität
2. Umfangreiches zyklisches und automatisches internes Prüfsystem
3. Sichere Bedienung
4. Mess- und Fehlermanagement

Nachteile sind:

1. Kosten einer Neuanlage
2. Nachteil externer Hilfsspeisungen

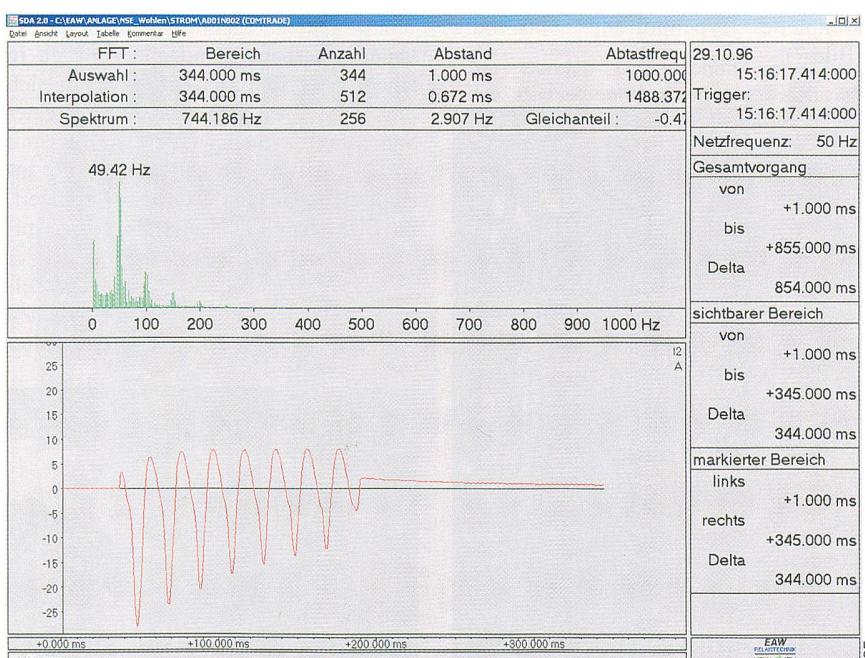


Bild 5 Auswertung einer Störung

Auswertung einer Störung im Frequenzspektrum des Stördatenanalysators eines numerischen Schutzgeräts (Einschaltstrom eines Trafos)



**Bild 6** Umbau eines Schalters  
Schalter mit Primärschutz (a) und umgebaut mit Sekundärschutz (b)

3. Nachteil gesättigter Stromwandler bei kleinen Übersetzungsverhältnissen
4. Dezentraler Aufbau von Wandler, Schutz und Leistungsschalter (Verkabelung/Sekundärkästen)
5. Nachrüsten von Stromwandlern

Prüfungen an im Einsatz stehenden Leistungsschaltern (5–25 Jahre alte Schalter) mit Primärschutz haben ergeben, dass die Mechanik der Schalter bei regelmässiger Wartung heutigen Anforderungen gerecht werden. Bei den Zellen, wenn es sich um gekapselte Anlagen handelt, sind im Vergleich zu Neuanlagen Defizite ersichtlich wie:

1. Lichtbogenschutz
2. Vollständiger Berührungsschutz

Betrachtet man die Häufigkeit von Lichtbögen in Schaltanlagen, so kann dies verkraftet werden, zumal nur ausgebildetes Personal Schaltanlagen betreten darf. Den Berührungsschutz kann man erheblich steigern, wenn die Bedienung

der Primärrelais entfällt. Bei gesinterten Sammelschienen erreicht man bereits eine vernünftige Sicherheit bezüglich Entstehung und Ausbreitung von Lichtbögen.

## Marktübliche Komponenten reichen nicht aus

Marktübliche Komponenten reichen wie bereits erwähnt nicht aus, um eine Mittelspannungsanlage mit Sekundärtechnik zu schützen, will man die Vorteile des Primärrelais nicht verlieren. NSE entwickelte deshalb das System Digimut mit einem numerischen Schutzrelais, einem Stromwandler mit grossem Messbereich und einer Auslösemechanik im Primärfeld. Da dieses System den Primärschutz ersetzt und damit in das Hochspannungsverhalten eines Leistungsschalters oder einer Mittelspannungsanlage eingreift, war eine komplette Typenprüfung notwendig (Bild 7).



**Bild 7** Prüfungen des Schalters für 12/24 kV

Bild 7a: Prüfspannung 50 Hz/1 min: 28 kV/50 kV, Bild 7b Stosshaltespannung 1,2/50  $\mu$ s: 75 kV/125 kV, Akkreditierung des Schutzgeräts nach der Produktgrundnorm IEC60255

Bei der Prüfung im Hochspannungslabor zeigte sich, dass mancher Hersteller seine Probleme mit Hochspannungsfestigkeit hat. Und so sind beim Hptw306-Leistungsschalter Überschläge am Schaltgestänge der Pole 1 nach 2 aufgetreten und nicht im Bereich der Modifikation von NSE. Bei den Schaltern vom Typ Triducteur SR 24 kV mussten im Bereich der Schottplatten der Modifikation zusätzliche Isolierplatten angebracht werden, um die Prüfung einwandfrei zu bestehen.

Auch die Sekundärtechnik wurde umfangreich geprüft: EMV-Prüfungen an akkreditierten Labors in Deutschland (Memmingen und Nürnberg) nach EN60255 sowie erweiterte Tests bezüglich klimatischer und mechanischer Stressfaktoren (Betäubung, Erschütterung, usw.). Gerade im Bereich der mechanischen Erschütterungen sind erhöhte Anforderungen nötig, da das Schutzrelais sämtliche Schalthandlungen ungedämpft entgegennimmt. Dazu mussten die schweren Elektronikkomponenten der Leistungselektronik des Geräts gesichert werden.

## Erste Erfahrungen

Das Elektrizitätswerk Lenzerheide betreibt ein 11-kV-Verteilnetz. Mehrere Anlagen der ehemaligen Firma Panel Gardy mit Schaltern vom Typ Triducteur SR sind im Einsatz. Die Anlagen sind in gekapselter Zellenbauweise ausgeführt und bieten eine gute Sicherheit im Betrieb, wäre da nicht das Handling vom Primärschutz. Durch regelmässige und seriöse Unterhaltsarbeiten sind alle Anlagen in einem tadellosen Zustand. Es stellte sich die Frage eines Totalersatzes oder einer Sanierung. Schnell wurde klar, dass mit einer Sanierung die Lebensdauer der installierten Anlagen deutlich verlängert, die Sicherheit erhöht und die Kosten minimiert werden können.

Nach kleinen Anpassungen an den Zellen wurden diese mit einem zeitlichen Aufwand von 3–4 Stunden pro Schalter



**Bild 8** Gefahrlose Bedienung nach Modernisierung

aufgewertet (Bild 8). Pro Umbau sind mit Kosten von 7000 Franken zu rechnen, inklusive Inbetriebsetzung, Parametrierung des Schutzes und Prüfung des Systems.

## Angaben zum Autor

**Andreas Aebersold**, dipl. Ing., ist seit 1991 in der Schutztechnik tätig. Als Entwickler im Schutzrelaisbereich hat er umfassende Kenntnisse und Referenzen (RN1.2, DigiSave u.v.m.). Seit 1999 ist er Inhaber der NSE GmbH.  
NSE GmbH, 5610 Wohlen (AG), aa@nse.ch

<sup>1)</sup> MTBF: Mean Time Between Failure.

<sup>2)</sup> RoHS: Restriction on Hazardous Substances.

## Résumé

### Quand la technique secondaire remplace les relais primaires

*Avantages et inconvénients de la technique secondaire.* Depuis des décennies, les relais primaires protègent les installations moyenne tension fiablement des dommages dus au court-circuit et à la surcharge. Ils ne peuvent cependant pas être surveillées électroniquement ni communiquer avec les centraux de commande interconnectés. En cas d'incident, il n'est donc guère possible de constater l'origine du défaut. De plus, la technique secondaire électronique moderne qui remplace les systèmes électroniques est mieux à même de distinguer les différents événements se produisant sur le réseau, et ne se déclenche que lorsque c'est réellement nécessaire. Mais qui veut remplacer son relais primaire par la technique secondaire doit veiller à ne pas perdre les avantages de la technique primaire: la mécanique robuste n'est pas tributaire d'alimentations externes.



**«service plus und digital home sind eine gute Wahl. So bleiben die Kabel-Anlagen auf dem neuesten Stand, ohne dass Eigentümer investieren müssen. Ausserdem werden sie zeitlich entlastet, indem Fachleute den Support leisten.»**

Hans Barandun, Leiter Verwaltung/Bewirtschaftung, HEV Zürich

cablecom service plus und cablecom digital home

## «Hauseigentümer sollten auf den Markt hören»

Der Bereich Liegenschafts-Verwaltung des Hauseigentümerverband (HEV) Zürich bewirtschaftet ein Portfolio von rund 16 000 Mietobjekten. Die Verwaltung/Bewirtschaftung des 1886 gegründeten Verbands empfiehlt seinen Auftraggebern und Kunden das service plus beziehungsweise digital home Angebot von cablecom – ein moderner Multimedia-Anschluss ist Mieter wichtig.

Hans Barandun, Abteilungsleiter Verwaltung/Bewirtschaftung beim HEV Zürich, hat selbst sofort für sein Eigenheim einen service plus Vertrag mit cablecom abgeschlossen. «Ich wollte sichergehen, dass die Hausverteilanlage auf dem neuesten Stand der Technik ist», sagt er.

«Eigentümer sparen für einen bescheidenen fixen Betrag von zwei Franken pro Monat und Wohnung die Unterhaltskosten», betont Hans Barandun. service plus wählt man bei Liegenschaften im Einzugsgebiet des cablecom-Hochleistungsnetzes, digital home bei Liegenschaften im Einzugsgebiet der Partnernetze von cablecom.

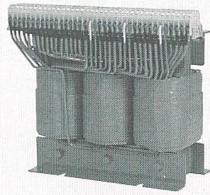
Hans Barandun streicht einen weiteren Vorteil heraus. «Mieterinnen und Mieter müssen bei Problemen nicht länger den Eigentümer oder die Verwaltung kontaktieren, sondern gelangen direkt an cablecom. Und dies ohne weitere Kosten.»

Der HEV Zürich ist mit 80 Mitarbeitenden der grösste der schweizerischen Hauseigentümerverbände und derjenige, der die umfassendsten Dienstleistungen anbietet. Dazu gehören nebst der Verwaltung von Immobilien auch die Bewertung, der Verkauf und die Renovation von Liegenschaften. Hans Barandun und seine Bewirtschaftungsfachleute empfehlen service plus respektive digital home. Dies gewährleiste eine moderne Kabelnetzinfrastruktur für die gesamte Liegenschaft. «Eigentümer sollten mit der Zeit gehen und auf den Markt hören – immer häufiger fragen Mieter und Käufer nach dem Internet aus der Kabeldose und nach cablecom digital phone.»

**Information cablecom:** Telefon 0800 800 051  
[www.cablecom.ch/cablecomtv](http://www.cablecom.ch/cablecomtv)

**Information HEV Zürich:** [www.hev-zuerich.ch](http://www.hev-zuerich.ch)

## LEISTUNG ZU ERFOLG TRANSFORMIEREN



- optimiert
  - vielseitig
  - langfristig
  - günstig
- umfangreiches Programm  
kurze Lieferzeiten

**HUBER**  
Transformatoren AG

Tel. 043 411 70 00, Fax 043 411 70 19  
mailto:mailbox@hubertrafo.ch  
[www.hubertrafo.ch](http://www.hubertrafo.ch)

Kompetenz in Text und Bild

Suchen Sie eine Fachperson, die Ihre Drucksachen gestaltet und realisiert?

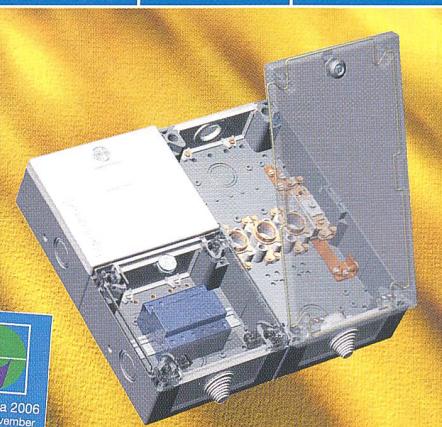
Briefschaften Logos Broschüren  
Bücher Illustrationen Hauszeitungen

**Visuelle  
Gestaltung**

Pia Thür

Hardturmstrasse 261, 8005 Zürich  
Tel 01-563 86 76 Fax 01-563 86 86  
piathuer@dplanet.ch

## MULTIBOX



**Die multifunktionale  
Hausanschluss- und  
Fassadenkombination**

**SCHURTER**  
ELECTRONIC COMPONENTS  
[www.schurter.ch/box20](http://www.schurter.ch/box20)

281715.06 - agitur-klassewetter.de



**Auch Warten kann  
sich lohnen.  
Das Bulletin. Lesen.**

Jetzt bestellen:  
[www.electrosuisse.ch/bulletin](http://www.electrosuisse.ch/bulletin)