Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 86 (1995)

Heft: 11

Artikel: Vom Primärrelais zum Mikroprozessorrelais : die moderne Schutztechnik ist das Ergebnis einer fast hundertjährigen aktiven Entwicklung

Autor: Ungrad, Helmut

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902448

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: 12.12.2025

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

Die stürmische, stufenweise Entwicklung der Schutztechnik in den letzten 90 Jahren kann entsprechend den verwendeten Technologien in fünf grosse Zeitabschnitte unterteilt werden. Doch Anforderungen und Grundsätze wurden durch andere Rhythmen bestimmt. Der Aufsatz soll diese Entwicklung nachzeichnen und versuchen, daraus Voraussagen zu weiteren Trends in der Schutztechnik zu machen.

Vom Primärrelais zum Mikroprozessorrelais

Die moderne Schutztechnik ist das Ergebnis einer fast hundertjährigen aktiven Entwicklung

■ Helmut Ungrad

Der Technologiesprung zur Mikroprozessortechnik hat der Schutztechnik in elektrischen Netzen nicht nur eine Änderung der Hardware, sondern die Bestimmung der Funktionalität statt durch die Hardware nun durch die Software und darüber hinaus eine Verflechtung mit der Stationsleittechnik gebracht. Da dieser Übergang weit mehr Einfluss auf Anwendung und Betrieb hat, als alle Technologieänderungen bisher, sollen die Entwicklung der Anforderungen und der Lösungsansätze zusammengestellt und daraus Prognosen für die Weiterentwicklung dieses Gebietes versucht werden.

Elektrische Netze und deren Schutztechnik um 1900

Die ersten elektrischen Netze

Zur Jahrhundertwende war der elektrische Generator – damals noch Dynamomaschine genannt – bereits 45 Jahre erfunden, stand jedoch bei weitem noch nicht in allgemeinem Gebrauch. Um die Jahrhundertwende hat man dann begonnen, in den Industriebetrieben die Transmissionsriemenantriebe – noch aus der Zeit der Dampfmaschinenantriebe stammend – durch Einzelantriebe mit elektrischen Motoren zu ersetzen. Gleichzeitig ist die Anzahl elektrischer Verbraucher sprunghaft angestiegen. Beide Erscheinungen haben die Entstehung elektrischer Netze – zuerst der Verteilnetze und dann der Transportnetze – bedingt. Die Konstantstromsysteme der Gründerzeiten waren bereits verschwunden (das letzte Konstantstromsystem sind heute die Stromwandler), ebenso die Blockschaltungen der «Dynamos» mit dem Antriebsmotor. Die Konstantspannungssysteme waren dominant und die Netze damit in ihrer heutigen Form möglich. Damit war aber auch die Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie bereits ein Produktionsfaktor, und eine Sicherheitstechnik hatte das gewünschte Niveau dieser Sicherheit zu garantieren. Diese Sicherheitstechnik war und ist die Schutztechnik elektrischer Netze [1] (mit den angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern elektrischer Leistung) und wurde damals hauptsächlich mit Sicherungen realisiert.

Die Anforderungen an die Schutztechnik

Die Sicherungen, bereits 1859 in der elektrischen Telegrafentechnik als Blitzschutz (!) verwendet [2], hatten nun fehlerhafte Teile der elektrischen Netze automatisch abzutrennen, und zwar sicher: einer der drei Grundpfeiler elektrischer Schutztechnik – die *Sicherheit* – war damit

Erweiterte Niederschrift eines Vortrages, gehalten an der ETHZ am 13. Dezember 1994.

Adresse des Autors:
Dr. *Helmut Ungrad*, ehemals ABB Relays AG, Baden; privat: Luxmattenstrasse 19, 5452 Oberrohrdorf.

definiert. Es ist interessant, dass um 1900 – der Zeit der Expressionisten in der Malerei, des Jugendstiles, der Fertigstellung des ersten Assuandammes, der Entwicklung der Relativitätstheorie usw. – bereits alle Prinzipien der Sicherungstechnik bekannt waren und angewendet wurden. Auch die Wiedereinschaltung wurde bereits mit Sicherungen in Form à la «Henrystutzen» oder Trommelrevolver realisiert.

Besondere Sicherungskonstruktionen haben auch bereits der zweiten Anforderung der Schutztechnik, der *Schnelligkeit,* Rechnung getragen. Ebenfalls der dritten Hauptforderung, der *Selektivität,* ist durch Charakteristiken und Nennwerte entsprochen worden, das heisst, man hat bereits erreicht, bei einem Fehler meistens nur den schadhaften Teil abzutrennen und die Versorgung der restlichen Verbraucher ungestört zu lassen. Damit waren die Grundanforderungen der elektrischen Schutztechnik bekannt, so wie sie auch heute noch prinzipiell gelten.

Die Messung durch die Sicherung

Die Dimensionierung des heute noch verwendeten Sicherungsdrahtes ergibt sowohl den Stromansprechwert als auch den stromabhängigen Verzögerungswert. Eine nachträgliche Einstellung ist nicht möglich. Hinderlich sind bei dieser Technik:

- die Notwendigkeit, bei Ansprechen einer Sicherung diese (von Hand) zu tauschen,
- die teilweise schwierigen Staffelungen (die Massnahmen zur Garantie der Selektivität) und
- die natürliche Alterung der Sicherungsdrähte, die zur Abschaltung ohne äusseren Fehler führen können.

Ausserdem sind Sicherungsabschaltungen ohne Zusatzmassnahmen einphasig und bergen damit die Gefahr, Generatoren und Motoren im gefährlichen Zweiphasenbetrieb zu betreiben.

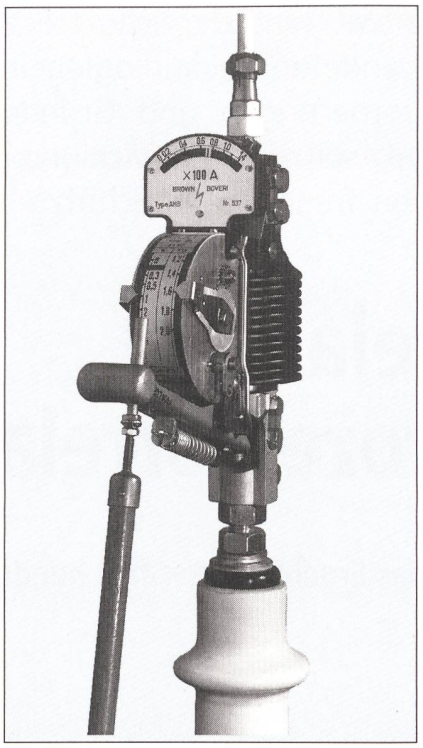


Bild 1 Primärauslöser
Hauptstrom-Überstrom-Zeitrelais, unabhängig verzögert, mit Betriebsstromanzeige und Zeitwerk mit Synchronmotor

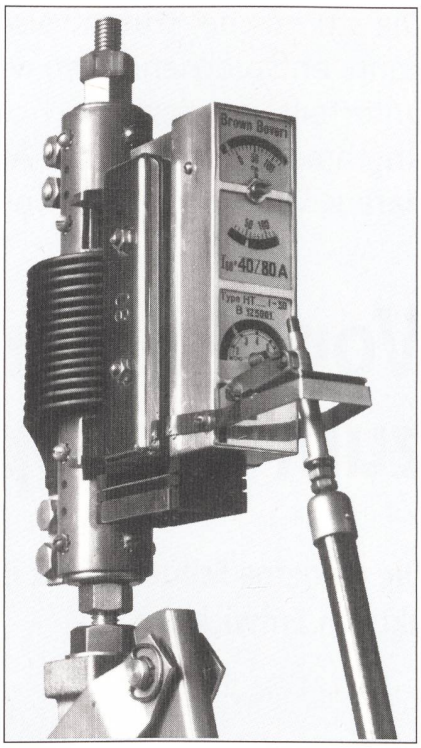


Bild 2 Primärthermorelais
Es schliesst eine Anzeige der Betriebstemperatur des Schutzobjektes und eine Nachbildung der thermischen Zeitkonstante des Schutzobjektes ein.

Trennung von Primär- und Sekundärtechnik

Das Auftauchen der ersten Leistungsschalter (Ölschalter)

Die Zeit der letzten Jahre des vorigen Jahrhunderts hat dann den grossen Entwicklungsschritt zur heutigen Schutztechnik gebracht, bei der die Leistungsunterbrechung (durch die Leistungsschalter) und die Steuerung dieser Unterbrechung (durch die Sekundärtechnik) getrennt wurden.

Der Teil der Sekundärtechnik, der aus gemessenen Grössen (meist elektrischer Art) auf die Störung und deren Lage schliesst und gegebenenfalls die Unterbrechung des Stromes und damit des Fehlers verursacht, ist als Relais bezeichnet worden. Diese Bezeichnung war zwar bereits seit Mitte des 19. Jahrhunderts in der Telegrafentechnik für Schaltrelais (also ohne Messung) gebräuchlich. Im Zusammenhang mit der Schutztechnik ist zudem zwischen den Primärrelais oder auch Primärauslösern – bei denen die Messung direkt im Primärstromkreis erfolgt – und den Sekundärrelais, die ihre Messgrössen über Strom- und Spannungswandler aus den Primärkreisen beziehen, unterschieden worden. Primärauslöser stellen die Betätigungsenergie für den Leistungsschalter direkt über Federspeicher oder dergleichen zur Verfügung (Bilder 1 und 2). Dagegen sind bei Sekundärrelais zur Messung und zur Schalterbetätigung normalerweise Hilfsspannungen nötig, die gewöhnlich der Stationsbatterie entnommen werden (Bilder 3 und 4). Die Ausnahme stellen die Maximalstromrelais (in Verteilnetzen) dar, die diese Hilfsspannung direkt aus der Messgrösse – dem Kurzschlussstrom – beziehen.

Es ist interessant, festzustellen, dass aus der Patentliteratur und den Firmenkatalogen der Zeit um 1900 nicht nur Überstromrelais – unabhängig verzögert oder abhängig verzögert –, sondern auch Rückleistungsrelais, Differentialrelais für den Leitungsschutz, Vergleichsschutzeinrichtungen allgemeinster Art und sogar schon Distanzrelais mit Staffelung bekannt waren. In Gebrauch waren allerdings hauptsächlich Überstromrelais [3].

Die Messung der Sekundärrelais

Die Messsysteme enthielten meist Ferraris-Scheiben oder -Trommeln aus der Zählertechnik; die Verzögerungen wurden durch Aufspulen von Schnüren, angetrieben durch das Messsystem (stromabhängige Verzögerung), oder durch Uhrwerke (unabhängig verzögert) realisiert. Es zeigte sich also bereits die Gliederung in Messsystem, Verzögerungsteil und Schaltteil, wobei letzterer meist ein Kontaktverstärker war.

Wohl waren diese idealen Prinzipien in der rauhen Wirklichkeit mancher Bewährungsprobe unterworfen, doch im allgemeinen wurden die damaligen Anforderungen entsprechend den oben erwähnten Prinzipien erfüllt. Es ist auch bemerkenswert, dass in den folgenden 20 bis 30 Jahren die Entwicklungen meist kleinere Retuschen waren, zum Beispiel Reduzierung von Rückfallzeit oder Erhöhung des Rückfallverhältnisses (Verhältnis des Ansprechwertes zum Rückfallwert); beides waren Tendenzen, die eine bessere Staffelung

(Selektivität und Schnelligkeit) bei steigenden Verbraucherzahlen ermöglicht haben.

Diese Abläufe zeigen, dass die Entwicklung neuer Technologien meist in Stufen erfolgt, dass viele Ideen jahrelang bereits vorhanden sind, ohne in der praktischen Anwendung Eingang zu finden, und dass sich anscheinend die Anforderungen an die Schutztechnik in den ersten dreissig Jahren dieses Jahrhunderts nicht wesentlich geändert haben. Sicher war die Menschheit in jener Zeit auch mit anderen Problemen belastet, und die Schutztechnik hatte relativ geringe strategische Wichtigkeit.

Die hohe Zeit der elektromechanischen Schutzrelais (1930–1950)

Neue Anforderungen des Netzes an seinen Schutz

Nach dem Ersten Weltkrieg war der Wiederaufbau der Wirtschaft von einem starken Ausbau der elektrischen Transport- und Verteilnetze begleitet. Die Übertragungsspannungen und die Kurzschlussleistungen waren gestiegen, ebenso die Vermaschung und die Zahl paralleler Leitungen. Für die Selektivität des Schutzes mussten zusätzliche Messkriterien verwendet, Stabilitätsüberlegungen gemacht und kürzere Reaktionszeiten im Fehlerfall gefordert werden. Auch die bisher schutztechnisch eher stiefmütterlich behandelten Verteilnetze haben zusätzliche Messaufgaben gestellt, wie zum Beispiel die Erfassung extrem kleiner Erdschlussströme. Für Generatoren sind eine grosse Anzahl spezieller Schutzeinrichtungen entwickelt worden, abgestimmt auf die einzelnen möglichen oder befürchteten Fehlerfälle.

Neue Messwerke

Grundsätzlich waren damals nahezu alle heute gebräuchlichen Schutzprinzipien bekannt und wurden in zunehmendem Mass eingesetzt [2]. Es mag vielleicht erstaunen, dass in den 30er Jahren – Namen wie Lehár, Corbusier, Zuckmayers «Hauptmann von Köpenick» waren Gesprächsthemen, und das Radio (mit Röhren) begann seinen Siegeszug – bereits das erste statische Distanzrelais (mit Röhren) gebaut wurde. Die weitaus überwiegende Menge der Schutzeinrichtungen waren mit mechanischen Relais aufgebaut (Bilder 5 und 6). Zu den Ferraris-Messwerken haben sich Kreuzspul-Messwerke für zwei Messgrössen (Strom und/oder Spannung) gesellt. Die Schwellwertüberwachung einer Messgrösse hat man durch Dreheisen- und Drehspul-Messwerke abgedeckt, wie sie auch bei den elektrischen Messgeräten verwendet wurden. Bei den Zeitverzögerungen waren ausser den Uhrwerken auch phantasievoll geformte Kurvenscheiben im Einsatz. Die Methoden zur Fabrikation aller dieser Geräte erforderten einen erheblichen Aufwand an Präzisionswerkzeugen und handwerklichem Können; es war eine Blütezeit der Uhrmachertradition in der Schutztechnik. Für unabhängig verzögerte Überstromrelais in Verteilnetzen ist zum Beispiel die Zeitverzögerung durch die Zahl der Umdrehungen eines Synchronmotors realisiert worden. Damit war die erreichte Zeitgenauigkeit im ganzen Netz gleich und extrem hoch, was wieder eine Reduktion der Auslösezeit, besonders für die Reservestufen, bedeutet hat.

Speist man bei einem Ferraris-System eines der beiden Spulenpaare (z. B. aus einem Resonanzkreis) mit einem Strom, der nur eine reine Frequenz (z. B. nur 50 Hz, ohne Oberwellen) aufweist, und das andere Spulenpaar mit einem beliebigen Strom aus dem Netz (mit Oberwellen, Gleichstromkomponente usw.), dann ist das Drehmoment dieses Systems nur dem 50-Hz-Anteil dieses Netzstromes proportional. Dies bedeutet aber, dass ein solches System ohne jede Filterung für Oberwellen, Gleichstromkomponenten usw. auskommt. Da Filterung Zeit braucht, ist ein solches Ferraris-System sehr schnell. Mit solchen Geräten werden seit 1950 Distanzrelais mit einer Auslösezeit gebaut, die unter einer Netzperiode liegt; ein solcher Wert wurde bisher nur von statischen oder numerischen Distanzrelais und nur unter besonderen Bedingungen erreicht [4] (Bild 7). Auch die Verwendung von sogenannten Abbildimpedanzen der geschützten Leitung hat den Einfluss von Oberwellen und Gleichstromkomponenten auf die Messung beträchtlich reduziert.

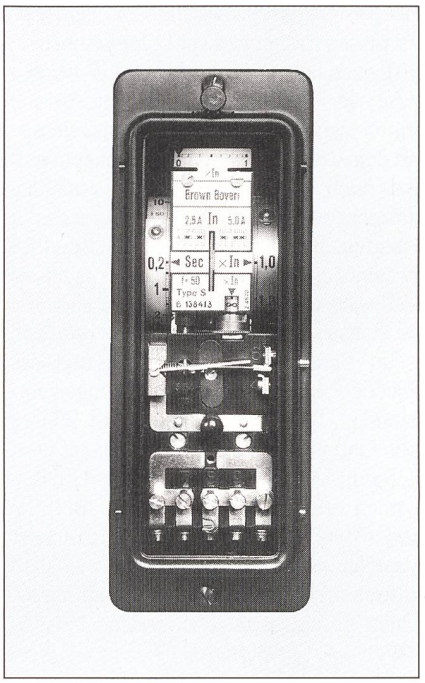


Bild 4 Sekundär-/Überstrom-Zeitrelais mit unabhängiger Verzögerung durch Synchronmotor und mit Betriebsstromanzeige

Grundsätzlich wirken alle mechanischen Messsysteme aufgrund ihrer Massenträgheit integrierend, wodurch Störimpulse in den Messgrössen meist ohne Einfluss auf die Messung bleiben. Bei den Distanzrelais ist durch zahlreiche spezielle Auslösekurven (im sogenannten R-X-Diagramm) versucht worden, trotz hoher Belastungen noch möglichst hohe Fehler-Erdwiderstände zu erfassen. Zahlreiche Sonder- und Zusatzrelais sind auf spezielle Betriebs- oder Fehlerfälle zugeschnitten, wie etwa Pendelsperren, welche Fehlauslösungen der Distanzrelais bei Netzpendelungen vermeiden sollen.

Aus wirtschaftlichen Gründen werden einfache Distanzrelais nur mit einem Messsystem für alle Fehlerfälle ausgerüstet. Dieses Messsystem wird durch die Anregeglieder (Startelemente) in die fehlerhafte Phase geschaltet und das Distanzrelais als «geschaltet» bezeichnet. Diese Zuschaltungen benötigen etwas Zeit, weshalb für besonders hohe Anforderungen an die Auslösezeit für jede Fehlerart ein eigenes

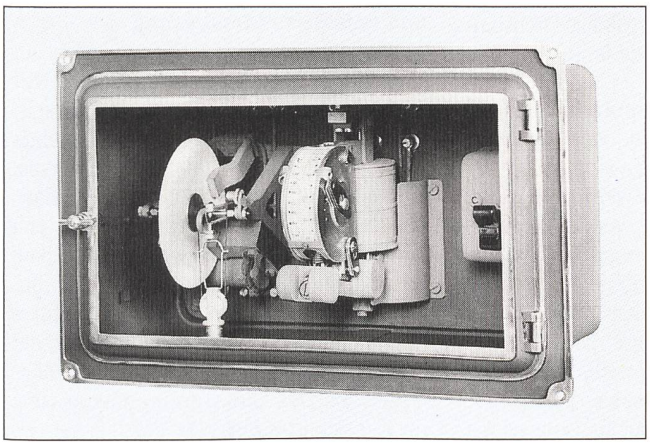


Bild 3 Sekundär-/Überstrom-Zeitrelais mit abhängiger Verzögerung

Messsystem, also insgesamt vier oder sechs per Stufe, vorgesehen sind («ungeschaltete Distanzrelais»). Normalerweise werden diese vier oder sechs Relais dann für alle Stufen verwendet, das heisst, sie werden mit dem Zeitstufenwerk umgeschaltet. Will man auch diese Umschaltung vermeiden und sieht zum Beispiel 6 Relais für jede der 3 Stufen, insgesamt also zum Beispiel 18 Systeme, vor, so spricht man von einem «full scheme»; solche Geräte sind aber erst mit statischen Elementen realisiert worden.

Im Bereich der Verteilnetze und des Generatorschutzes sind auch Lösungen entstanden, die auf bestimmten Werten von Oberwellen, DC-Komponenten usw. basieren. Auch nichtelektrische Grössen wurden erfasst; das berühmteste Beispiel ist der Buchholzschutz. Dabei wird aus der Ausdehnung des Trafoöls oder aus dem Auftreten von Gasblasen im Öl auf Trafofehler geschlossen. Die ersten Anlagen gingen 1927 in Betrieb.

Auswirkungen der Neuentwicklungen auf Planung und Betrieb

Durch die Vielfalt der damals erhältlichen Geräte, deren zahlreiche Einstellmöglichkeiten, die komplexeren Eigenschaften der Geräte und die Kombinationen hat sich die Schutztechnik zu einer besonderen Disziplin entwickelt, sowohl in der Planung als auch im Betrieb (Einstellung, Wartung). Da die Schutzphilosophien der Betreiber sehr durch die in ihrem Netz aufgetretenen Störungen geprägt wurden, entstanden zahlreiche «interne Standards». Nationale und internationale Gremien (Cigré, Cired usw.) versuchten durch Zusammenarbeit zwischen Anwendern, Herstellern und Universitäten allgemeingültige Grundsätze auch für dieses Fachgebiet aufzustellen. Intensive Schulung war nötig und wurde nur an wenigen Schulen angeboten. Hersteller und Anwender sprangen in die Lücke. Trotzdem bekam dieses Fachgebiet manchmal einen eher speziellen Ruf mit eigenen Fachausdrücken, Diagrammen und Betrachtungsweisen. Allerdings ist zu vermerken, dass sich die Schutzspezialisten in einem Netz damals, wie heute noch, natürlich auch mit der nachträglichen Störungsabklärung befassten und daher die Schwachstellen des Netzes genau kannten.

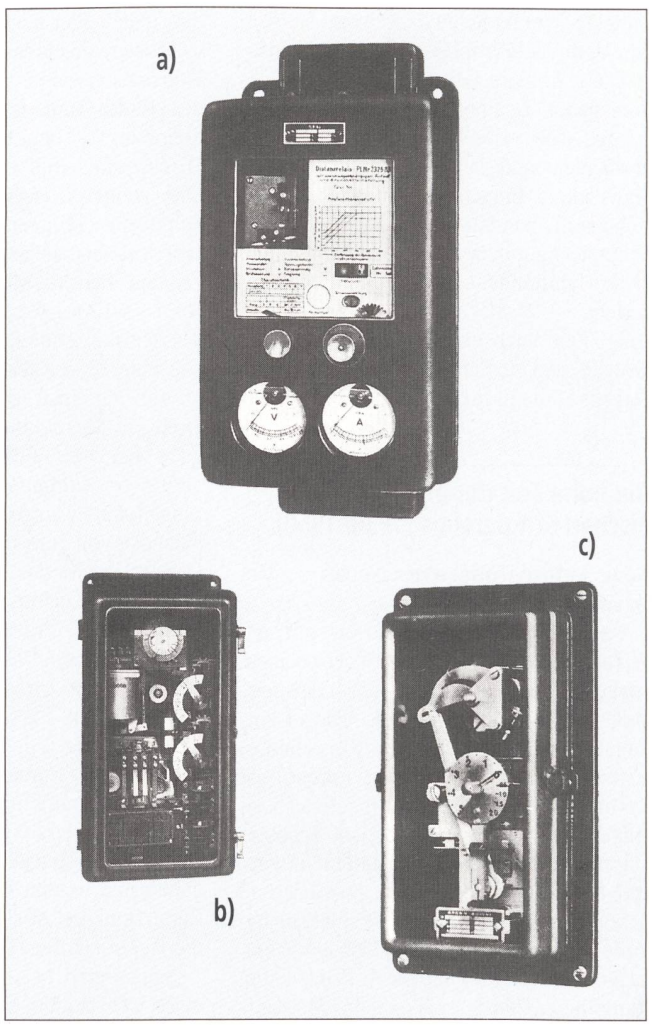


Bild 5 Distanzrelais aus der Zeit um 1930
a AEG
b Siemens
c BBC

Messung mit gleichgerichteten Grössen (1950–1960)

Steigende Anforderungen des Netzes an den Schutz

Stark steigende Abschaltleistungen, starke Vermaschung der Netze und steigende Anforderungen an die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie haben in den 50er Jahren natürlich auch steigende Anforderungen an Schnelligkeit, Selektivität und Sicherheit der elektrischen Schutzeinrichtungen gebracht. Die steigenden Leistungen der Netze hatten aber auch Nebeneffekte, wie steigende Zeitkonstante der Gleichstromkomponente im Kurzschlussstrom und damit besondere Bedingungen an die speisenden Stromwandler. Das forderte wieder eine Reduzierung der Wandlerbelastung. Die aus Kriegsentwicklungen stammenden sensiblen Drehspulrelais erfüllten diese Forderungen.

Die Messung mit Drehspulrelais

Obwohl bereits 1925 vorgeschlagen, sind Messsysteme mit vorgeschalteten Gleichrichtern erst 1950 verbreitet in der Schutztechnik eingesetzt worden. Die normal als Wechselstromgrössen anfallenden Messwerte werden gleichgerichtet, gegebenenfalls geglättet und dem Gleichstrom-Messglied zugeführt. Dieses Messglied ist normalerweise ein empfindliches Drehspulrelais. Für eine einzige Messgrösse können damit auch Momentanwerte erfasst werden, wenn auf die vorherige Glättung verzichtet wird. Bei der Erfassung zweier Messgrössen werden Brückenschaltungen verwendet, in deren Diagonale das Drehspulrelais misst. Dabei kann das Produkt oder der Quotient der beiden Messgrössen entweder durch Amplitudenvergleich oder durch Phasenvergleich ermittelt werden [1].

Kompaktere Geräte und reduzierte Messleistung

Die Verwendung der Drehspulrelais zur Messung reduzierte den Verbrauch der Messkreise erheblich, wodurch einerseits die Geräte kleiner, kompakter und leichter wurden, weniger Wärmeverluste hatten, aber andererseits auch geringere Wandlerbelastungen verursachten. Dadurch erst konnten Stromwandler preiswert gebaut werden, die den obengenannten Forderungen entsprachen: zum Beispiel korrekte Übertragung der Messgrössen während der Messzeit des Relais auch bei hohen Zeitkonstanten der Gleichstrom-Zeitkonstante im Kurzschlussstrom [1].

Während beim Zeitverhalten aus obengenannten Gründen (Dämpfung) keine besonderen Fortschritte erreichbar waren, ist die Messempfindlichkeit bedeutend gestiegen, wichtig zum Beispiel zur Erfassung naher dreipoliger Kurzschlüsse. Die extreme Feinmechanik war nun im Messsystem konzentriert, meist von Spezialfirmen erzeugt, der Rest war robuster in Herstellung und Wartung.

Statische Analogsysteme (1960–1980)

Weitere Steigerung der Anforderungen des Netzes an die Schutztechnik

Die im vorigen Abschnitt erwähnten Tendenzen haben sich in diesem Zeitraum verstärkt und erhöhten damit die Anforderungen an die Schutztechnik weiter. Die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie nahm stetig an Bedeutung zu. Auch die stets wachsenden Einheitsleistungen der Generatoren, Transformatoren usw. verlangten nach flexiblen Lösungen für die anstehenden Schutzprobleme.

Messung mit statischen analogen Messsystemen

Statische analoge Messsysteme sind Schwellwertschalter, meist Kippschaltungen (Schmitt-Trigger), das heisst im Prinzip Momentanwertmesser. Erst vorgeschaltete Filter oder Speicher bringen das oft erwünschte integrierende Messen. Bei den Schaltungen mit zwei Messgrössen (Produkt, Quotient) werden die bereits im letzten Abschnitt erwähnten Phasen- oder Amplituden-Komparatoren verwendet. Zur Erzielung eines integrierenden Verhaltens werden die Ausgänge dieser Komparatoren in Rechtecksignale umgeformt, diese integriert und die Integrale und damit die Überlappungszeit mittels Trigger festgestellt [1]. Selbstverständlich sind mit dieser Technik auch andere Messsysteme möglich, wie sie früher unbekannt waren, wie zum Beispiel Frequenzmessungen durch Abzählen der Perioden geeigneter Schwingungen usw.

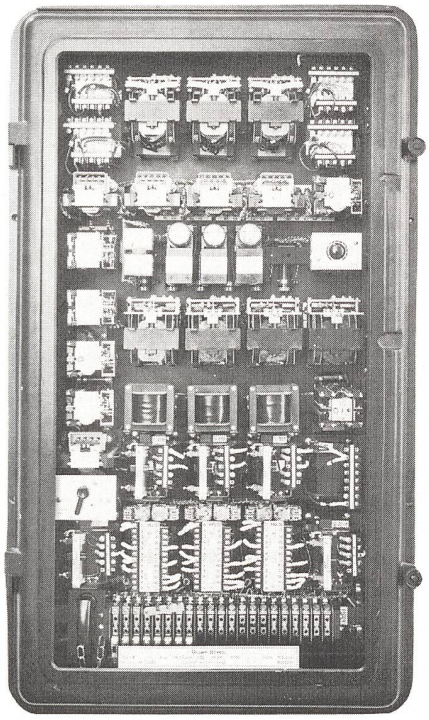


Bild 6 Mechanisches Einperioden-Distanzrelais, BBC, mit Ferraris- und Drehspul-Messsystemen

Weitere Verringerung der Wandlerbelastungen

Der Einsatz statischer analoger Messsysteme brachte eine weitere Verringerung der Wandlerbelastungen sowie der Abmessungen und Gewichte der Geräte und teilweise eine Erhöhung der Empfindlichkeit. Durch die Momentanwertmessung muss jedoch bei solchen Systemen wesentlich mehr Sorgfalt auf die Abschirmung der Geräte gegenüber Störeinflüssen gelegt werden (Erdung, Schirmung usw.). Diese Störungseinflüsse waren zwar schon immer in einem gewissen Masse vorhanden, wurden jedoch von den integrierenden Systemen grösstenteils unterdrückt. Die Aufgliederung der Geräte in Prints und Parts geben bei geschicktem modularem Aufbau die Möglichkeit einer wesentlich grösseren Flexibilität und der Kombination der verschiedensten Funktionen zu komplexen Schutzeinrichtungen, zum Beispiel zu einem kompletten Generatorschutz (Bild 7).

Komplexere, aber flexiblere Schutzeinrichtungen

Mit der Flexibilität der Schutzeinrichtungen steigt auch ihre Komplexität. Für das Ausschöpfen aller gebotenen Möglichkeiten sind bei Planung und Betrieb genaue Gerätekenntnisse nötig. Für die Planung statischer Schutzeinrichtungen ist die Abschirmung vor Störeinflüssen wesentlich. Internationale Normen (IEC 205) legen die verbindlichen Prüfspannungen und Prüfabläufe sowie eine grosse Anzahl von Randbedingungen (z. B. Temperatur) fest. Die Anlagenprojektierer sind zudem nun gefordert, die Anlagen so zu konzipieren, dass diese Werte während der ganzen Betriebsdauer der Geräte nicht überschritten werden.

Für den Betrieb, besonders die Wartung, sind jetzt nicht mehr feinmechanische Fertigkeiten massgebend, sondern der Umgang mit Oszillographen und anderen Instrumenten. Da das Personal meistens Geräte verschiedener Generationen und Technologien zu betreuen hat, resultiert daraus eine wesentliche Steigerung des Ausbildungsbedarfes auf allen Stufen.

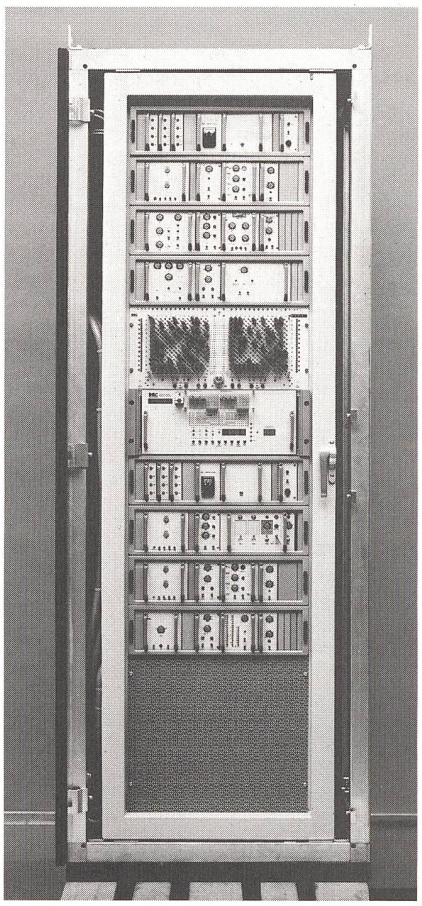


Bild 7 Statischer analoger Generatorschutz, BBC

Sekundäreinrichtungen mit Mikroprozessoren (seit 1980)

Zusätzliche Anforderungen und neue Möglichkeiten

Die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Schutzeinrichtungen haben die Messgrössen – meist elektrische – am Einbauort des Schutzes bezogen und daraus die Entscheidungskriterien abgeleitet. Bei vielen – und immer mehr – Schutzproblemen wäre es von Vorteil, auch Informationen von anderen Teilen des Netzes in die Entscheidung miteinzubeziehen, zum Beispiel Daten vom gegenüberliegenden Leitungsende. Dies ist schon bisher in gewissen Fällen realisiert worden, jedoch mit zahlreichen Schnittstellen verschiedener Technologien, verschiedener Systeme und Philosophien. Die Einführung der Mikroprozessoren in Schutz- und Steuertechnik (inkl. Fernwirktechnik) gestattet nun in gleicher Technologie, bei gleichem Signalpegel, gleicher Philosophie und damit praktisch ohne Schnittstellen, Informationen

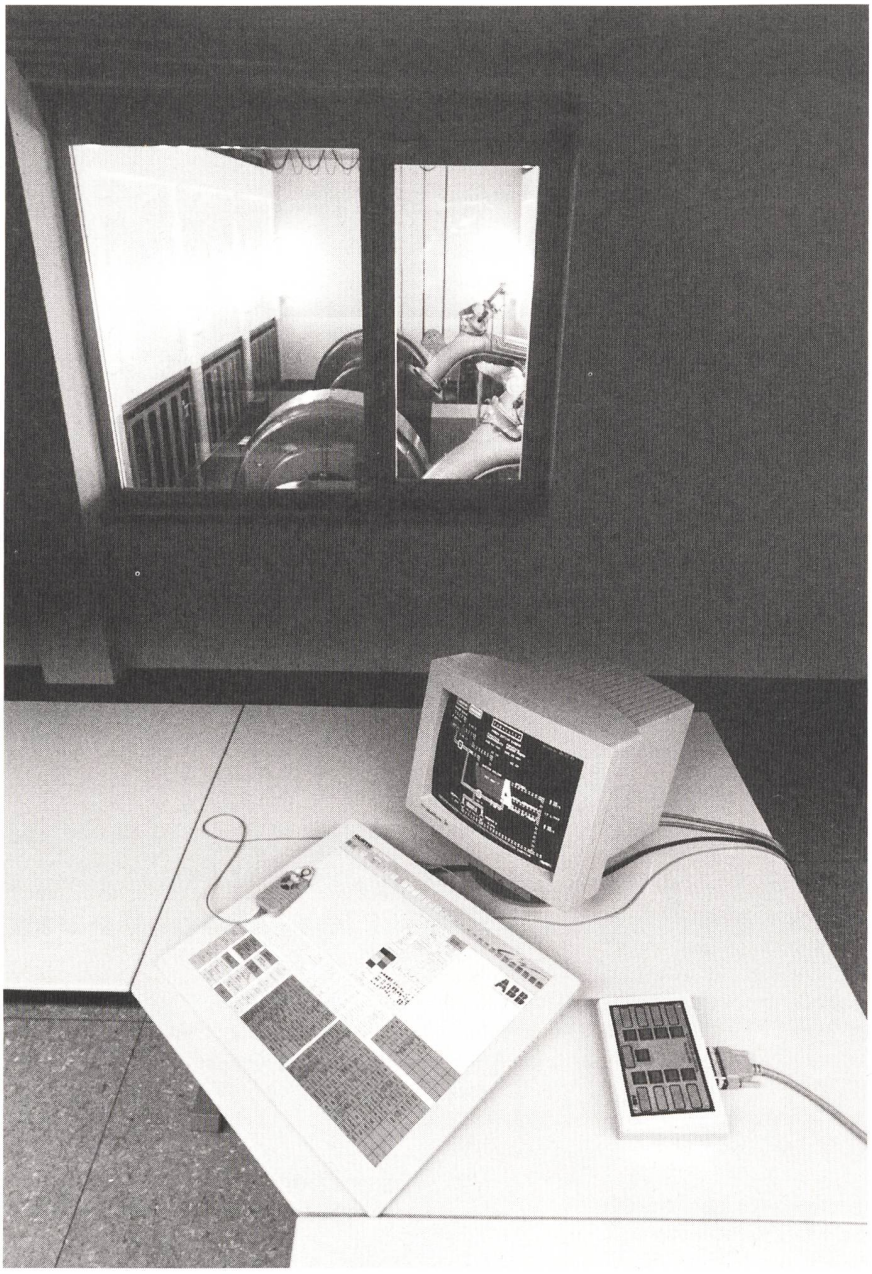


Bild 8 Integrierte Steuerung und Schutz eines Wasserkraftwerks
Darin integriert ist auch die hydraulische Steuerung des Kraftwerks.

von der gesamten Station, ja dem ganzen Netz zur Entscheidungsfindung der Schutzfunktion heranzuziehen. Dabei werden auch nichtelektrische Grössen einbezogen. Die Schutzfunktionen geben auf dem gleichen Weg die Informationen an die Steuerung auf Stationsebene und Netzebene weiter. Um dies zu realisieren, müssen Schutz- und Steuerfunktionen auf der Abzweigebene, der Stationsebene und der Netzebene nach dem gleichen Prinzip aufgebaut und vernetzt sein, was mit der heutigen Mikroprozessortechnik ohne weiters möglich ist. Die Forderung nach Autarkie des Schutzes bleibt selbstverständlich bestehen, bedeutet jedoch nicht eine hard- oder softwaremässige Separierung der Schutzfunktionen, sondern eine Auslegung, bei der die Schutzfunktionalität auch bei Ausfall interner oder externer Kommunikationen erhalten bleibt. Schutzeinrichtungen mit Mikroprozessoren werden als digital oder numerisch bezeichnet, wobei in manchen Sprachgebieten den beiden Ausdrücken unterschiedliche Bedeutungen zugeordnet werden.

Software bestimmt die Funktionalität der Messung

Schutzeinrichtungen mit Mikroprozessoren realisieren ihre Funktionalität durch die Software. Da dies auch für die Steuertechnik mit Mikroprozessoren gilt, wird heute für beide Funktionalitäten die gleiche Hardware verwendet und diese nach Abzweigbausteinen und Stationsbausteinen unterteilt. Wieviel und welcher Schutz, Reserveschutz, Steuerung usw. in dem einen oder in den mehreren Abzweigbausteinen realisiert ist, wird durch Sicherheits- und Redundanzüberlegungen bestimmt.

Die Messung erfolgt stets so, dass alle (in galvanisch getrennte Gleichspannungen) aufbereiteten und parallel anstehenden elektrischen Eingangsgrössen zum gleichen Moment gespeichert, von einem Multiplexer abgefragt und in ein serielles Telegramm umgeformt werden. Dieses wird dann digitalisiert und der zentralen Recheneinheit zugeführt. Diese ermittelt aus diesen zeitgleichen Digitalwerten mittels der gewählten Algorithmen die Entscheidungskriterien und gibt sie einem Logikrechner weiter. Diese Logik verknüpft die Entscheidungskriterien mit weiteren, eventuell auch externen Informationen und löst die verlangten Reaktionen aus. Sowohl für die Störsicherheit als auch für die Funktionalität sind analoge und digitale Filter vorgesehen, die einen Zeitaufwand bedeuten.

Höhere Verfügbarkeit durch kontinuierliche Überwachung

Systeme mit Mikroprozessoren erlauben eine kontinuierliche Überwachung nahezu sämtlicher Eingänge, Rechenvorgänge, Hilfsgrössen und der internen Informationsübertragung. Damit wird eine wesentlich höhere Verfügbarkeit der Geräte erreicht, und das Betriebspersonal ist stets über die Betriebsbereitschaft der Systeme informiert. Sämtliche Eingangswerte sind in der zentralen Recheneinheit in digitaler Form vorhanden und können vor, während und nach jeder Netzstörung leicht abgespeichert werden. Damit ist es möglich, Störungsabklärungen auf die tatsächlichen Werte in jedem Abgang abzustützen, und zwar zeitsynchron im ganzen Netz – eine Möglichkeit, wie sie noch nie bestanden hat. Rückspeisung dieser Werte via digital gesteuerte Prüfgeräte erlaubt sogar eine Wiederholung der tatsächlichen Störung auf der Sekundärseite. Durch die Einbeziehung der Informationen von ausserhalb des Abzweiges in die Schutzeinrichtung sind wesentliche Erweiterungen und Verbesserungen der Schutzfunktionalitäten möglich.

Durch die mehrfache Verwendung derselben Eingangsgrössen für die verschiedensten Funktionalitäten ist es möglich, sehr kompakte Multifunktionsrelais zu bauen. Dadurch können nun auch Motoren, Hilfsbetriebe in Kraftwerken usw. einen

hochwertigen – und dem Versicherungswert des Schutzobjektes entsprechenden – Schutz erhalten. Durch die dauernde Selbstüberwachung ist es möglich, bei Parallel- oder Serienschaltung von Funktionalitäten gleichzeitig die Wahrscheinlichkeiten für eine Fehlauslösung (Überfunktion) und einen Schutzversager (Unterfunktion) zu verringern. Bisher war immer ein Kompromiss zwischen diesen beiden nötig!

Durch Zusammenarbeit der Steuerung, des Schutzes, der Messung usw. in einem System werden diese Funktionen «intelligenter», und ausserdem kann die gleiche Eingabe, Funktion oder Entscheidung für mehrere Zwecke verwendet werden. Typische Beipiele sind die gemeinsamen Eingangskreise für Schutz und Messung, die gleichen Topologiemodelle der Station für Trennerverriegelung und Sammelschienenschutz und dergleichen mehr. Dazu gehört auch das Einbinden nichtelektrischer Grössen in die Entscheidungen (z. B. des Schutzes), aber auch die Anpassung von Wartungszyklen der Primärgeräte an die vom Schutz und von der Steuerung gegebenen Werte der Beanspruchung – kurz, der Übergang auf die «Wartung nach Bedarf» (Bild 8).

Integration stellt neue Anforderungen an Planung und Betrieb

Die starke Verbindung zwischen Schutz, Messung und Steuerung bringt völlig neue Anforderungen an die Organisation von Planung und Betrieb, sowohl auf der Herstellerseite als auch bei den Verbrauchern. Ob Arbeitsgruppen für die übergreifenden Aufgaben gebildet werden oder ob einer Zusammenlegung von Abteilungen der Vorzug gegeben wird, entscheiden Struktur, Geschichte und Tradition der einzelnen Firmen und ihrer Verantwortlichen. Wichtig ist jedoch, dass nun zu den erweiterten Technologiekenntnissen und dem Umgang mit Rechnern auch noch eine wesentliche Kenntnis des Prozesses notwendig ist, um die überlappenden Funktionalitäten zu begreifen, richtig zu planen und auch zu betreiben. Besonders die Prozesskenntnisse liegen bei manchen Ausbildungsgängen im argen. Informatikkenntnisse sind unabdingbar, sie sind ein unbedingt notwendiges Werkzeug. Ohne Prozesskenntnisse (hier Netz- und Maschinenkenntnisse) sind sie jedoch in der Praxis ungenügend. Der Schulungbedarf steigt enorm. Klar strukturierte Kurse während der Ausbildung, aber auch während der ganzen Berufstätigkeit, sind dringend nötig. Liebgewordene Routinen, zum Beispiel bei der Wartung, sind zu überdenken und auch wirtschaftlich zu überprüfen. Es ist erstaunlich, dass die «Wartung nach Bedarf», das heisst Wartung gemäss der Beanspruchungsgeschichte, wie sie zum Beispiel in der Auto- und Flugzeugindustrie Stand der Technik ist, in den Netzen erst am Anfang steht.

Ausblick

Netze kommen an die Grenze ihrer Leistungsfähigkeit

Während manche Netze aus technischen Gründen an die Grenze ihrer Leistungsfähigkeit gekommen sind, können andere aus politischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht entsprechend den Anforderungen ausgebaut werden. Das gleiche gilt für die Zentralen. In allen diesen Fällen muss aus der installierten Kapazität ein Optimum an Leistung herausgeholt werden, was kürzere Ausfallzeiten, schnellere Reparatur- und Wartungszeiten, flexiblere Steuerung und Regelung sowie vieles andere mehr bedeutet.

Rechnergestützte Sekundärtechnik und adaptiver Schutz

Die rechnergestützte Sekundärtechnik bietet die Möglichkeit, solche Forderungen weitgehend zu erfüllen. Andererseits erlaubt sie eine Anpassung von Schutz und Steuerung an den Netzbetriebszustand durch den sogenannten adaptiven Schutz. Zusätzlich können Expertensysteme das gesammelte Wissen zahlreicher Experten der Planung und dem Betrieb der Sekundäreinrichtung und damit des Prozesses zur Verfügung stellen. Fuzzy-Logik gibt die Möglichkeit, Probleme, die mit klassischer Mathematik nicht oder nicht wirtschaftlich lösbar sind, gemäss den Anforderungen im ersten Abschnitt zu behandeln und damit adäquate Schutzlösungen zu finden.

Mit diesen Methoden kann man erreichen, dass die Schutzfunktionen stets optimal dem Betriebszustand des Netzes und den Umgebungsbedingungen angepasst sind, dass aber andererseits auch kurzzeitige Überlastungen oder Notmassnahmen in Ausnahmesituationen möglich sind, ohne dass die Primärgeräte oder der Prozess gefährdet ist. Teilautomatische Abläufe können in Gefahrensituationen oder kurz danach willkommene Hilfen für den Netzführer geben. Die im vorigen Abschnitt erwähnte Durchdringung der verschiedenen Aufgaben auf der Sekundärseite des Prozesses «elektrisches Netz» werden sich auch in der Organisation von Betreibern und Erzeugern widerspiegeln. Die prozessorientierte Erziehung wird dabei immer wichtiger werden.

Literatur

[1] *H. Ungrad, W. Winkler* und *A. Wisniewski:* Schutztechnik in Elektroenergiesystemen. Springer-Verlag, 1994.

[2] Die Entwicklung des Selektivschutzes für elektrische Anlagen. Titze, 1962. Preisausschreiben Konrad Matschoss, 1962.

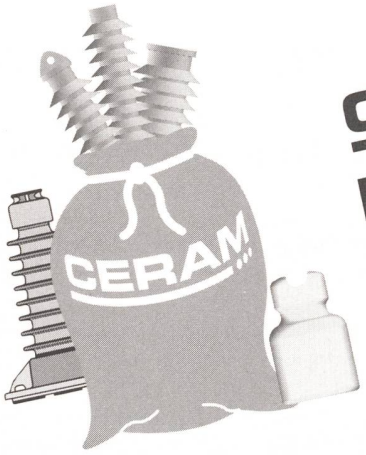
[3] Das automatische Maximal- und Rückstromrelais. BBC-Firmendruckschrift, 1905.

[4] Cigré-Bericht 1950, S. 312, Matthey-Doret.

Du relais primaire au relais à microprocesseur

La technique de protection moderne est le résultat d'un développement actif presque centenaire

Le développement impétueux et graduel de la technique de protection peut être subdivisé en cinq grandes périodes, en fonction des technologies utilisées: celle des premiers réseaux électriques et de leur protection autour de 1900, le règne du relais de protection électromécanique (1930–1950), la transition vers la mesure à l'aide de grandeurs redressées (1950–1960), et finalement l'introduction des systèmes analogiques statiques (1960–1980) et des systèmes à microprocesseur (dès 1980). Le développement se caractérisait par une augmentation continuelle des fonctionnalités exigées de la protection relatives à sa tâche de séparer de manière sûre, rapide et sélective les parties défectueuses du réseau électrique. La technique de protection actuelle est ainsi le fruit d'un développement dynamique presque centenaire. L'article retrace ce parcours et indique aussi des pronostics sur les perfectionnements en préparation dans la technique de protection. De nombreux réseaux fonctionnant aujourd'hui à la limite de leur capacité, il s'agit surtout d'en tirer un optimum de puissance, tout en raccourcissant les durées d'immobilisation, en accélérant les temps d'entretien et de réparation et en utilisant une commande et régulation plus flexibles. La technique des dispositifs secondaires assistée par ordinateur propose certainement encore des possibilités de remplir de telles exigences.



CERAM

Isolatoren sind sackstark!

Die Firmen der weltweit tätigen CERAM-Gruppe verfügen über weitreichende und langjährige Erfahrung bei Entwicklung, Herstellung und Vertrieb von hochwertigen Isolatoren.

Testen Sie uns!

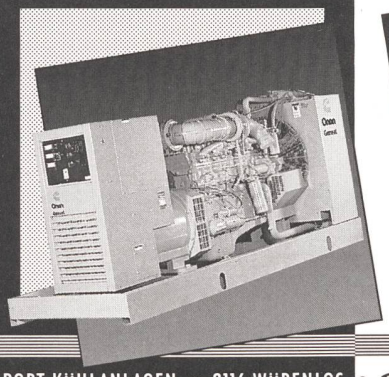
CERAM Isolatoren-Vertriebs AG
Bleienbachstrasse 12
CH-4901 Langenthal
Tel. 063 23 20 00
Fax 063 22 66 81

NOTSTROM-ANLAGEN

AKSA bietet ein umfassendes Programm an Notstrom-Anlagen: Stationäre und mobile benzin, gas- und dieselbetriebene Aggregate im Leistungsbereich von 1kW bis 1'300 kW.

Generalvertretung der Onan seit 1948.

Verlangen Sie unverbindlich eine Beratung und detaillierte Unterlagen.

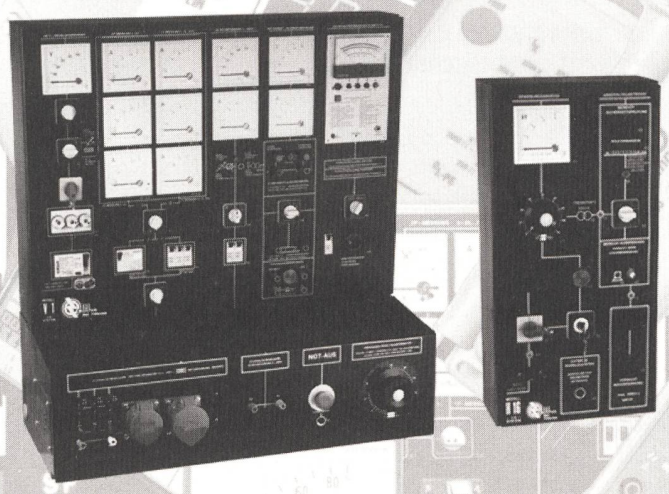


Eine AKSA-Spezialität:
Revisionen und Sanierungen
von älteren Notstrom-Anlagen.

AKSA WÜRENLOS AG

AKSA WÜRENLOS AG • NOTSTROMANLAGEN, GENERATOREN, TRANSPORT-KÜHLANLAGEN • 8116 WÜRENLOS • ☎ 056/74 13 13 • FAX 056/74 13 30

PRÜFTAFELN



Für Prüfungen nach den Europa-Normen und DIN VDE

Sicherheitsprüfungen
Hochspannungstest, Isolationswiderstand, Ableitstrom, Schutzleiterwiderstand

Funktions- und Diagnose-Prüfungen
von Apparaten, Elektromaschinen, Haushaltgeräten, Leuchtmitteln etc., mit Gleich- und Wechselstrom, ein- und dreiphasig, im Nieder- und Kleinspannungsbereich, auch regelbar

12 Grundmodelle, 17 Erweiterungsbausteine
Komplette Prüfplätze in Tisch-, Pult- und Wandkombinationen für alle individuellen Wünsche
Tragbare Prüftafeln

Steckvorrichtungen nach Schweizer Norm

Ulrich Matter AG
5610 Wohlen
Tel. 057 21 66 00 Fax. 057 22 72 87

95/7