

Geschichte der Relaisprüfung

Walter Schossig, VDE Thüringen

Einleitung

Mit dem Entstehen der ersten Elektroenergieerzeugungs- und Übertragungsanlagen wurden auch die ersten Schutzeinrichtungen eingebaut. Der verantwortungsvolle Betriebsmann erkannte recht bald, dass eine gründliche Prüfung vor der Inbetriebnahme und während der Betriebszeit Schäden vermeidet und eine zuverlässige Versorgung gewährleistet. Die Anfänge der Prüfung durch Beobachtung des Verhaltens der Schutzeinrichtungen bei Netzfehlern wurden durch systematische Beaufschlagung der Relais mit über Regeltransformatoren bzw. –widerständen gewonnenen Strom- und Spannungsmessgrößen und Messung der Auslösezeit abgelöst. Der Aufbau und Abbau der Prüf- und Messeinrichtung nahm erhebliche Zeit in Anspruch. Der Weg vom Prüfkoffer zur intelligenten Prüfeinrichtung und der parallel dazu entwickelten Prüftechnologie wird in einer Zeitreise dargestellt.

Erste Schritte der Kontrolle und Prüfung

Große Sorgen bereitete den ersten Herstellern elektrischer Anlagen die Erzielung und Erhaltung einer genügenden Isolation. Bereits 1886 wurde von Siemens & Halske (S&H) ein Prüfapparat gebaut (Bild 1) [3]. Er bestand aus einem kleinen Magnetinduktor, der durch eine Handkurbel betrieben wurde und enthielt ein Galvanometer, dessen Skala bereits in Widerstandseinheiten geteilt war.

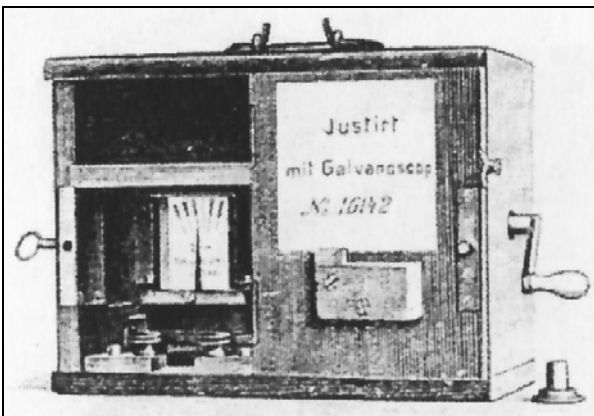


Bild 1: Isolationprüfer, S&H, 1886

Im Jahre 1899 wurden von *Wilkins* und *Benischke* bei der AEG der in Folie 2 gezeigte Isolationsmesser für Wechselstromanlagen [2] gefertigt. Die zur Ermittlung von Widerständen bis 1 M Ohm erforderliche Empfindlichkeit erreichten sie mit Hilfe eines Induktions-

messwerkes, das nach Art eines fremderregten Dynamos arbeitete.

Mit Beginn der Schutzrelaisfertigung Anfang des vergangenen Jahrhunderts hatte man erkannt, dass bei der großen Bedeutung der Auslöser und Relais als Sicherheitsorgan im gesamten Netzbetrieb es nicht nur notwendig ist, dass die von den Herstellern herausgegebenen Schutzeinrichtungen in der Fabrik eingehend geprüft werden, sondern auch laufende Beobachtungen und Prüfungen im Betriebe durchgeführt werden müssen. So wurde es von den Betriebsleitern als durchaus günstig beurteilt, dass im Triebwerk des BBC-Reaktanzrelais (Bild 2) nur eine Laufzeit von etwa 100 s gespeichert war, die im Mittel etwa 50 Arbeitsgängen entsprachen. Der dann erforderliche Handaufzug zwang zur systematischen Relaiskontrolle.

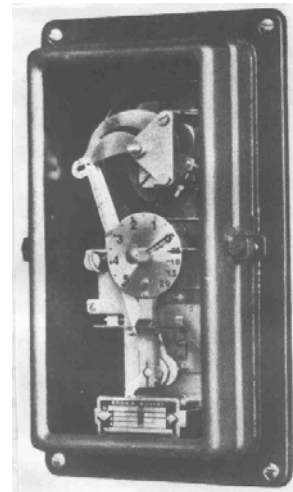


Bild 2: Reaktanzrelais mit Handaufzug, BBC, 1928

Einer Betrachtung in dem österreichischen Fachjournal *Elektrotechnik und Maschinenbau* [3] aus dem Jahre 1926 ist zu entnehmen: „Die Überwachung und Instandhaltung der Schutzanlage pflegt man einer besonderen Kontrollgruppe, bestehend aus mindestens zwei Personen, zu übertragen, welche in regelmäßigen Turnus alle Wandler und Relais einzeln, wie auch auf ihr Zusammenwirken prüft, wozu sie sich eines besonderen Stromtransformators (Relaisprüfeinrichtung) bedient. Da man weder Wandler, noch Relais, noch Verbindungsleitungen ansehen kann, hat man zwischen zwei Kontrollen, die etwa ein Jahr auseinander liegen, keine Gewähr dafür, dass die Einrichtungen noch intakt sind. Die Folge sei, dass an dem Schutz niemals recht Vertrauen schenken kann. Diese Unsicherheit sei die prinzipielle Schwäche aller Relaisanlagen. Sie zu beseitigen, müsste man dafür sorgen, dass die Anlage nicht erst im Störungsfällen ihre Bereitschaft erweist, sondern gewissermaßen dauernd in Betrieb ist. Dies könnte auf folgende Weise geschehen:

1. Ausbildung der Relais als Messinstrumente mit Zeiger, also als Kontakt-Voltmeter, Kontakt-Amperemeter usw. Der Zeiger muss im Normalbetrieb auf einem bestimmten Zahlenwert stehen, entsprechend den Messinstrumenten der Schalttafel. Ist dies der Fall, so sind Strom- und Spannungswandler- Verbindungsleitungen und Strom- und Spannungssystem der Relais in Ordnung.

2. Anbringung von Glühlampen oder überhaupt Lampen, deren Stromverbrauch unter dem zur Auslösung benötigten liegt, parallel zu den Auslösekontakten. Brennen diese Lampen, so ist im Auslösekreis weder die Leitung, noch in der Spule eine Unterbrechung.

3. Anbringung eines Prüfhebels, welcher zwangsweise die Kontaktgabe herbeiführt, entweder indem er unmittelbar den Zeiger gegen den Kontakt bewegt, oder beispielsweise bei einem Überspannungsrelais durch Kurzschließen eines Teiles des Vorschaltwiderstandes ein Ansprechen herbeiführt. Kann der Ölschalter zu dieser Kontrolle nicht zur Auslösung gebracht werden, so muß durch eine während der Prüfung eingelegte Sperre (am besten in so auffälliger Weise ausgeführt, dass ihre Entfernung nach dem Versuch nicht vergessen werden kann) dafür gesorgt sein, dass die Auslösespule zwar anzieht, aber nicht auslösen kann.“

Durch die erstere Maßnahme wurde die Wechselstromseite und die letztere die Gleichstromseite überwacht. Die Prüfung konnte ohne Schwierigkeiten allwöchentlich, die Beobachtung der Relaiskalen und der Glühlampen jeden Tag, sogar bei jedem Rundgang und natürlich bei Schalthandlungen vom Schaltwärter vorgenommen werden (Folie 4).

Beim Distanzschutz galt es die widerstandsabhängige Laufzeit zu kontrollieren. Schaltete man hierzu vor die Spannungsspule einen Regulierwiderstand und verstellte man diesen Widerstand so lange, bis das Relais ansprach, so kann man, wenn jeder Stellung des Widerstandes ein bestimmter Spannungswert zugeordnet war, an der Übereinstimmung dieser am Widerstand abgelesenen Spannung mit der tatsächlichen der Station feststellen, dass das Relais (samt Wandlern) wechselstromseitig in Ordnung ist. Man sollte den Widerstand mit einer Feder versehen, welche beim Loslassen des Griffes in die Ruhelage zurückführt, weil die Zurückstellung vergessen werden könnte. Man konnte ferner mit der Entfernung des Widerstandskontaktes aus der Ruhelage die Auslösung bewusst unterbrechen. [3]

Zur Lokalisierung von Fehlern oder auch zum Anschluss einer Prüfeinrichtung musste man Drähte herausklemmen, was sehr aufwendig war und die Gefahr der Verwechslung in sich barg. Es wurde deshalb ein Klemmbrett vorgeschlagen (Folie 25) [3].

Aus dem Klemmbrett entwickelte sich die Klemmleiste, die ein kurzschließen der Stromwandler, unterbrechen der Spannungswandler- und Ausleitung und Anschluss einer Prüfeinrichtung ermöglichte.

Dem amerikanischen Betriebsmann wurde in den 20er Jahren die Kontrolle seiner Relais ganz wesentlich

durch einen von Westinghouse gefertigten Apparat erleichtert, der sich Periodenzähler nannte und die Kurzzeit in Perioden des verwandten Wechselstromes gemessen hat. Der Zähler (Folie 10) hatte die Abmessung eines normalen Kurbelinduktors und war einfach zu handhaben. Er bestand aus einem Uhrwerk mit Motorantrieb und einem Hemmwerk, welches durch einen polarisierten Wechselstrommagneten gesteuert wurde.

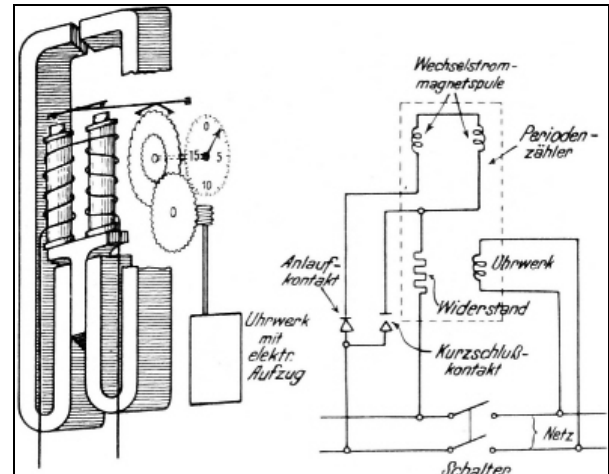


Bild 3: Schaltung Periodenzähler, Westinghouse, um 1920

Vom Prüf- und Messgerät zum Prüfkoffer

Die von den Herstellern auf den Markt gebrachten Relaisprüfeinrichtungen waren nach Erkenntnissen der Betreiber „zu knapp bemessen“, da die verwandten Stromwandler und Regulierungsdröseln nur eine kurzzeitige Belastung zuließen. Man half sich mit selbst zusammen gestellten größeren Wandlern und Regulierungsdröseln, die natürlich dann nicht mehr leicht zu transportieren waren (Bild 4).

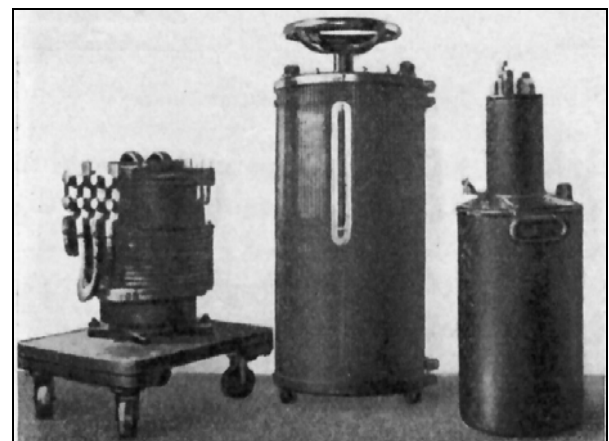


Bild 4: Hilfsapparate für Relaisprüfungen, um 1920

Der Aufbau der Prüfschaltung durch Verdrahtung der Spannungs- und Widerstandsregler sowie Messgeräte für Strom, Spannung und Leistung sowie des Zeitmessers (Folie 9 - 11) war sehr aufwendig und barg die Gefahr von Fehlern in sich. Aus dem Transportkoffer

entstand der Relaisprüfkoffer. Bild 5 zeigt die in den 20er Jahren von V&H gefertigte in einem Koffer untergebrachte Prüfeinrichtung einschließlich Hilfsmittel.



Bild 5: Prüfkoffer, V&H, um 1925

Eine zur Prüfung von Distanz- und Richtungsrelais von der Dr. Paul Mayer A.-G. gebaute Prüfeinrichtung, bestehend aus dem Eichstisch, Hochstromwandler, Phasenschieber und Stromregler, ist in Folie 14 abgebildet. Die technischen Daten sowie Abbildungen von weiteren Geräten sind in den folgenden Folien enthalten.

Auch dem richtigen Übertragungsverhalten der Messwandler wurde große Bedeutung beigemessen. Mit der tragbaren Messwandler-Prüfeinrichtung nach Dr. Hohle wurde die Differenz zwischen Sekundärströmen oder -spannungen des Prüflings und eines Normalwandlers mit gleichem Übersetzungsverhältnis nach der Nullmethode gemessen. Bild 6 zeigt das transportable Wandlerprüfgerät aus dem Jahre 1931. Der Prüfling und das Normal mussten gleiches Übersetzungsverhältnis haben, so dass das Normal in den Messbereichen unterteilt war. Den Normalwandler prüfte man im Messbereich 5/5 A „in sich selbst“ (Folie 16).

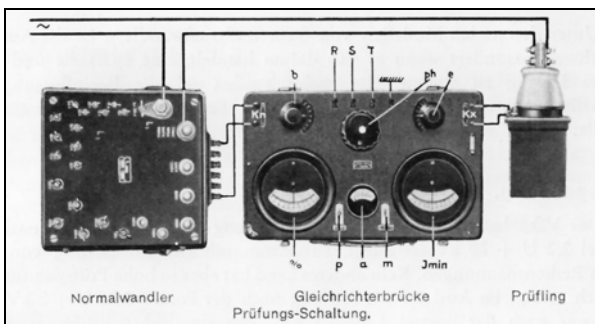


Bild 6: Transportables Wandlerprüfgerät bis 2500/5 A, Siemens, 1931

Um die Funktion des gesamten Schutzsystems zu prüfen, strebte man eine allumfassender Primärprüfung an (Folie 18).

In den 30er und den folgenden Jahren fertigte jeder Relaishersteller seine eigene Primär- und Sekundär-Relaisprüfeinrichtung.



Bild 7: Dreipolige Sekundärprüfeinrichtung für Distanzrelais, AEG, 1937

In beiliegenden Folien sind eine Sammlung von Geräten enthalten, aus denen neben dem Fertigungsjahr die technischen Daten hervorgehen. Um der Forderung der Messmittelverordnung nach einer zweijährigen Eichung nachkommen zu können, wurden die Messgeräte, wie Strom-, Spannungs- und Leistungsmesser sowie Zeituhren meistens extern angeschlossen. Aus Gewichtsgründen mussten Regler, Wandler, Phasenschieber usw. oft in Einzelgeräten untergebracht werden.

Einem Transformator, der z.B. während eines Gewitters automatisch vom Netz abgetrennt wurde, sah man von außen meistens nicht an, ob er beschädigt wurde. Bis Ende der zwanziger Jahre waren die Betriebsleiter jeweils vor die heikle und oft folgenschwere Entscheidung gestellt, ob man den betreffenden Apparat ohne Überprüfung wieder einschalten dürfe. Die Entscheidung hing damals eher vom Temperament und Charakter des Verantwortlichen ab als von seinem technischen Wissen. War er vorsichtig, ließ er den Transformator aus dem Betrieb nehmen, öffnen und zerlegen. Nach zwei bis drei Arbeitstagen konnte man dann vielleicht feststellen, dass der Apparat in Ordnung war. Man hätte ihn also einschalten können. Die zeit- und kostenaufwendige Revision war überflüssig. War der Verantwortliche aber mutig und draufgängerisch, setzt er den Transformator ohne Überprüfung wieder in Betrieb. Dabei konnte es passieren, dass der Apparat beim Einschalten explodierte und total zerstört wurde. Durch Öffnen eines Hahnes konnte man das Gas ausströmen lassen und feststellen, ob es brennbar ist oder nicht. Aufgrund dieser Angaben konnte relativ zuverlässig beurteilt werden, was mit dem Transformator zu geschehen hat. Die ungefährlichere Methode war allerdings das Aufsetzen eines Gasprüfgerätes (Folie 17).

Anhand des Niederschlages in der Silbernitratlösung konnte man feststellen, ob nur Luft oder ein Durchschlag im Öl bzw. ein Isolationsfehler die Ursache für das Ansprechen des Buchholzrelais war.

Scharfe Prüfung

Insbesondere um den Einfluss des Lichtbogenwiderstandes bzw. das Zusammenwirken des im Netz vorhandenen Distanzschutzes von verschiedenen Herstellern zu testen wurden Erd- und Kurzschlussversuche bereits in den 20er Jahren vorgenommen. So führte z.B. das Bayernwerk in den Jahren 1925/26 zusammen mit S&H, AEG und BBC Kurzschlussversuche großen Stieles im 110-kV-Netz mit oszillographischen Aufzeichnungen durch. Das Thüringenwerk testete 1928 mit 22 an verschiedenen Stellen des 50-kV-Netzes eingebauten zwei- und dreipoligen Kurzschlüssen das Siemens-Westinghouse-Impedanzrelais (Bild 8).



Bild 8: Kurzschlussversuch 50-kV-Netz, Thüringenwerk, 1928

Die Versuche waren damals sehr gewagt. Waren doch z.B. im 110-kV-Netz Abschaltzeiten bis zu 10 s Stand der Technik.

Bei der Einführung neuer Schutzgenerationen und Schutzprinzipien legten die zukünftigen Betreiber und Hersteller immer wieder großen Wert auf Netzversuche. Diese wurden dazu benutzt, dass sich gleich mehrere Hersteller in den Sekundärkreis eingeschleift haben.

Am 23. Oktober 1927 führt *Max Buchholz* umfangreiche Versuche mit dem von ihm entwickelten und gebauten Buchholzrelais bei Fehlern innerhalb und außerhalb von Transformatoren sowie an Ölkesselschaltern durch [4]. Hierzu wurde die Leistung des Kraftwerkes Hemfurth der „Preußischen Kraftwerke Oberweser A.G.“ (5 Generatoren, insg. rund 15 MW) über die 60-kV-Doppelleitung Hemfurth-Borken den Versuchsständen beim KW Borken mit 60 bzw. 5 kV über einen 12,5-MVA-Transformator zugeführt. Als Belastung diente ein Wasserwiderstand für 5 kV. Bild 9 zeigt die Herstellung einer Unterbrechung *a* in einer Phase mittels isolierten Seilzugs.

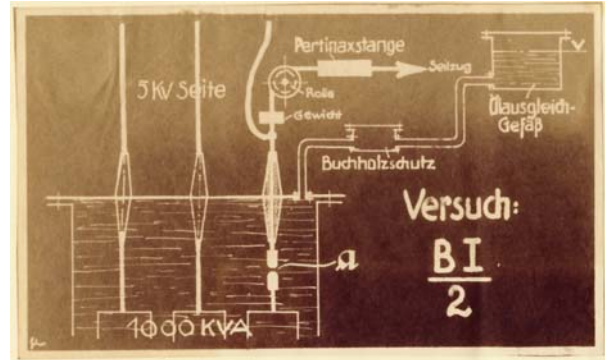


Bild 9: Aufbau zum Buchholzschutztest, 1927

Richtlinien und Nachweisführung

Sehr bald erkannte man, dass Schutzrelais – im Gegensatz zu Messgeräten und Zählern – im störungsfreien Betrieb still stehen. Es wurde deshalb von der Relaisherstellern und Betreibern eine häufige Prüfung gefordert. 1936 beschäftigte sich die VDE-Fachgruppe A III „Relais und Schutzschaltungen“ ausführlich mit zweckmäßigen Prüfverfahren für den Selektivschutz. Schon damals wurden die Vorteile einer dreipoligen Prüfeinrichtung angesprochen. In einem Diskussionsbeitrag wurde der Standpunkt vertreten, dass die damals vielfach übliche Prüfzeit von vier Wochen noch oben erweitert werden solle [5].

So empfahl z.B. Siemens im gleichen Jahr bei der Inbetriebnahme alle Kippunkte der Kennlinie des Distanzrelais RZ4 (Folie 31) zu ermitteln und dann alle 5 bis 6 Monate die Auslösezeit bei einem bestimmten Punkt der Kennlinie – meistens bei 100 % der Strecke – zu messen und mit der Inbetriebnahme zu vergleichen. Während bereits 1922 VDE-Regeln für die Bewertung und Prüfung von Messwandlern verabschiedet wurden, kam es erst 1938 zu anfänglichen Regeln für Relais. Die Arbeit wurde 1955 mit der Gründung der VDE-Kommission „Relais“ fortgesetzt und mündete 1962 in der Herausgabe der VDE 0435/9.62 „Regeln für elektrische Relais in Starkstromanlagen“ [6]. Allerdings waren hierin nur Regeln für die Prüfung beim Relaishersteller enthalten. Für die Prüfung beim Betreiber richtete man sich nach den Beschreibungen der Hersteller. Hinweise zum Prüfumfang und der Nachweisführung (Folie 23) waren bereits in dem 1930 von der Vereinigung der Elektrizitätswerke e.V., später VDEW, herausgegeben „Relaisbuch“ [7] enthalten.

Der VDEW stellt 1952 gewisse Richtlinien über Anforderungen an Schutzrelais und deren Prüfung auf, die sich aber wiederum nur auf den Hersteller bezogen [8]. Im Jahre 1969 wurde unter Federführung des späteren Instituts für Energieversorgung, IEV Dresden und Mitarbeit der Energieversorgungs- und des Verbundunternehmens die „Richtlinie für den Relaisdienst“ [9] erarbeitet.

Neben Festlegungen zum Prüfturnus enthielt sie Prüftechnologien in Form von Relaisarbeitsblättern (RAB) z.B. für:

- Strom- und Spgs-Wandler
- Isolationsprüfung
- Distanzrelais RD10
- Diff.-Relais RQS4
- Transformator- und Generatorschutz.

Parallel dazu wurden von den Starkstrom-Anlagenbau-betrieben (VEM) Inbetriebsetzungsvorschriften für Lei-tungs-, Transformator- und Generatorschutz erarbeitet. Diese Richtlinien hatten in der DDR (auch für den Ex-port) für alle Anlagenerrichter und –betreiber verbindli-chen Charakter.

Im Jahre 1973 wurde die Relaisfehlerstatistik [10] allumfassend eingeführt, u.a. mit dem Ergebnis, dass die Prüfperiode für Distanzschutz von ein auf zwei Jahre verlängert werden konnte.

Ein weiterer Schritt zur Vereinheitlichung der Schutz-systeme war die Einführung der Prüfsteckerschaltungen [3] für alle Sekundär-Schutzeinrichtungen. Folie 63 zeigt die Anschaltung für Distanzschutz.

Um Prüfungen während des Betriebes ausführen zu können, wurde ein Interimsschutz zwischen Steckdose und Relais (Folie 12) eingeschleift. Dieser UMZ-Schutz übernahm mit seiner Zeiteinstellung von max. 1 s im Mittelspannungs- und 0,4 s im 110-kV-Netz die Lei-tungsschutzfunktion während der Prüfung.

Eine sehr aussagefähige Technologie war die Einfüh-rung der 380-V-Prüfung beim Transformator-Differenti-alschutz. Mit dem Einbau eines dreipoligen Kurzschluss auf der Unterspannungsseite und Einspeisung mit Niederspannung auf der Oberspannungsseite des Transformators konnte die gesamte Verdrahtung und insbesondere die richtige Auslegung und Verschaltung der beim elektromechanischen und statischen Schutz erforderlichen Zwischenwandlern durch Einschleifung von 9 umschaltbaren Strommessern (Bild 10) überprüft werden.

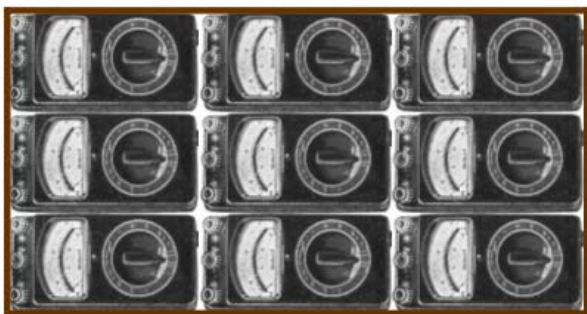


Bild 10: „Diff.-Koffer“

In den 70er Jahren wurden zur Prüfung der Diff.-Schaltung Generatoren und Transformatoren ab 110-kV-Oberspannung „hochgefahren“. Dazu musste ein entsprechendes Leitungssystem manchmal 100 km weit hierfür durchgeschaltet und zur Vermeidung einer ungewollten Trennung der Schutz auf diesem Leitungs-zug unwirksam gemacht werden (Folie 47).

Schritte in die digitale Prüftechnik

Der Ende der 80er Jahre mit dem Einzug der digitalen Schutzrelais von den Herstellern verbreitete Slogan „**Relais einmal einstellen und dann nie mehr anfas-sen**“ stellte sich bald als **falsch** heraus. Die Praxis als auch die vom VEÖ-UA „Schutztechnik“ österreichweit eingeführte Störungsstatistik 1987 für statische und 1991 für numerische Schutzeinrichtungen hatte dies ergeben [12].

Im VDEW-AA „Relais- und Schutztechnik“ wurden in Zusammenarbeit mit den Relaisherstellern im Jahre 1995 die „Prüfempfehlungen für digitale Schutzeinrich-tungen mit Selbstüberwachung“ [13] erarbeitet. Diese waren die Grundlage für die bei den Verteil- und Über-tragungsnetzbetreibern (VNB und ÜNB) erarbeiteten Prüftechnologien. Die Praxis zeigte allerdings, dass der Umfang der Prüfung – sowie bei der Erstinbetrieb-nahme, als auch bei der Instandhaltung in den einzel-nen Unternehmen stark voneinander abwichen. Mit den gemeinsam von deutschen und österreichischen Schutzexperten erarbeiteten VDE/FNN-VEÖ-Richtlinien „Digitale Schutzsysteme“ [14] und „Leitfaden Schutztechnik“ [15] wurde eine gute Grundlage zur Erarbeitung relaisbezogener Prüftechnologien ge-schaffen. Eine ganze Reihe von Modulen stehen dem Relaisprüfer zur Verfügung (Folie 89).

Doch bis dahin war es ein weiter Schritt. Mitte der 80er Jahre kamen die ersten Lösungen programmierbarer Prüfeinrichtungen zum Einsatz. Als Beispiel seien das Relais-Prüfsystem von Multi-Amp 1984 und die Prüfein-richtung XS92, BBC, 1985, genannt. Um den PC zu ersparen, wurde bei der XS92a ein Handterminal mit-geliefert (Bild 11).

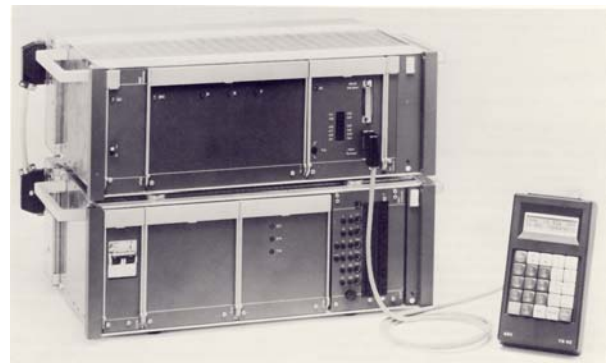


Bild 11: Prüfgerät XS92a mit Handterminal, BBC, 1985

Im November 1992 formulierte der VDEW-AA „Relais- und Schutztechnik“ die „Anforderungen an ein neues Prüfgerät für Schutzeinrichtungen“ [16]. Es war haupt-sächlich ein Versuch, die Vorteile der auf den Markt befindlichen bzw. im Eigenbau hergestellten Prüfgeräte mit Blick auf die digitale Schutztechnik in einem Pflich-tenheft zu vereinen. Die Fachkenntnisse im Bereich der Software und Kommunikationstechnik eines Teams unter Leitung von *Rainer Aberer* bei der 1984 gegrün-deten OMICRON waren die Grundlage für die Entwick-lung eines revolutionär neuen Prüfgerätes. Es zeigte

sich zunächst eine aufstehende Schere bei den Forderungen in dem VDEW-Pflichtenheft und den Gedanken der Entwickler bei OMICRON. Für das neue Prüfgerät wurden neueste Technologien in Verbindung mit einer innovativen neuen Philosophie für die Prüfung von Schutzgeräten verwendet.

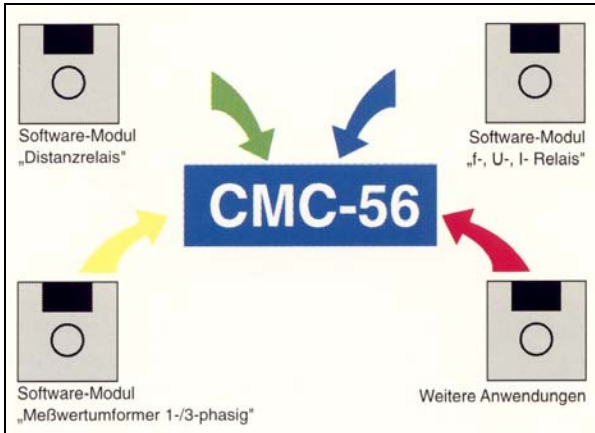


Bild 12: Softwarelösung mit CMC-56, OMICRON

Innerhalb weniger Jahre nach der Markteinführung der CMC 56 (Bild 13) für die Schutztechnik 1992 hatte der Newcomer OMICRON den Ruf, mit dem CMC 56 das beste System dieser Art international zu bieten. In enger Zusammenarbeit mit den Anwendern, Hochschulen und Universitäten wurde Prüfumfang und -technologie, Fehleraufklärung und Dokumentation ständig vervollkommnet (Folie 79).



Bild 13: Erste CMC 56, OMICRON, 1992

Man erkannte auch sehr bald, dass zum Funktionieren eines Schutzsystems auch die Prüfung der peripheren Geräte wie Wandler, Leistungsschalter, Verdrahtung und die Leittechnikchnittstelle sowie Messung der Leiterimpedanz und Erdfaktor gehören. Eine Auswahl des Sortiments von OMICRON ist in Folie 80 enthalten. Bild 14 zeigt die Sekundärprüfeinrichtung CMC 256 und die Primärprüfeinrichtung CPC 100 im Einsatz bei einer Inbetriebnahmeprüfung.



Bild 14: Sekundärprüfgerät CMC 256 und Primärprüfeinrichtung CPC 100, OMICRON, im Einsatz

Weiterbildung und permanenter Erfahrungsaustausch – wie z.B. die jährliche Anwendertagung – sind der Garant für die Weiterentwicklung.

Literatur

- [1] Dettmar, G.: Die Entwicklung der Starkstromtechnik in Deutschland. Teil 1: Die Anfänge bis etwa 1890. Hrsg. VDE-Ausschuss „Geschichte der Elektrotechnik“ Bd. 8, Berlin; Offenbach: vde-verlag, 2. Aufl. 1989
- [2] Schweder, B.: Forschen und Schaffen. Beiträge der AEG zur Entwicklung der Elektrotechnik bis zum Wiederaufbau nach dem zweiten Weltkrieg. Band 1, 472 S.; Band 2, 472 S. u. Band 3, 520 S., Berlin: 1965, Hrsg. AEG, Berlin 1965
- [3] Arnold, R.: Der Relaischutz von Großkraftanlagen. EuM (1926)51,927-938
- [4] Buchholz, M.: Programm für die Versuche mit dem Buchholz-Schutz für Transformatoren mit und ohne Ausgleichsgefäß, Schalter usw. am 23. Oktober 1927 beim Kraftwerk Borken der Gewerkschaft „Großkraftwerk Main-Weser“ im Netz der Preussischen Kraftwerke „Oberweser“ Akt.-Ges.; Kassel. Kassler Post G.m.b.H.
- [5] Fachgruppe A III Relais und Schutzschaltungen. ETZ 57(1936)31,894
- [6] Poßner, O.: Neue Relaisvorschriften. ETZ-B 24(1972)23,155-156
- [7] Relaisbuch. Herausgegeben von der Vereinigung der Elektrizitätswerke e.V., Berlin 1930
- [8] VDEW-Ringbuch „Schutztechnik“, VVEW
- [9] Pech, H.: Richtlinie für den Relaisdienst. IEV, Dresden, Bericht-Nr. 21/257/69 FE Überarbeitung: Knöfler, H. Ber.-Nr. 74-3223-(1991)FE
- [10] Clemens, H.: Relaisfehlerstatistik in Verteilernetzen. Ber.-Nr.: 21/708/1973, IEV Dresden
- [11] Schossig, W.: Einsatz von Prüfsteckdosen für Netzschutzeinrichtungen. etc 123(2002)11/12,38-40, www.walter-schossig.de
- [12] Fickert, L.: Auswertung der Fehlerstatistik numerischer Schutzeinrichtungen für die Jahre 1991 bis 1993, VEÖ-Journal 1-2/95,87-89
- [13] Prüfeempfehlungen für digitale Schutzeinrichtungen mit Selbstüberwachung. Stand April 1995, Frankfurt/M: VDEW-AA „Relais- und Schutztechnik“
- [14] Bergauer, G.; Fischer, W.; Hauschild, J.; Hinz, K.; Hupfauer, H.; Hübl, I.; Kühn, H.; Nowak, W.; Roth, H.; Sack, H.; Wührmann, B.: Richtlinie für digitale Schutzsysteme. 1. Auflage 2003, VDN/VEÖ. http://www.vde.de/de/fnn/arbeitsgebiete/schutztechnik/documents/richtlinie-digitale-schutzsysteme_vdn2003-11.pdf
- [15] Leitfaden Schutzsysteme. Entwurf vom 15.08.2008, FNN / VE <http://www.vde.de/de/fnn/arbeitsgebiete/schutztechnik/Seiten/leitfaden-schutz.aspx>
- [16] Anforderungen an ein neues Prüfgerät für Schutzeinrichtungen. VDEW-AA „Relais- und Schutztechnik“, November 1992
- [17] Stiftungspreis für die Entwicklung des Phasemeters PSL2. STIFTUNG – VORARLBERG FORSCHT. Eine Stiftung der Vereinigung Österreichischer Industrieller, Landesgruppe Vorarlberg. 81-12-05

Für die Bereitstellung von Bildern gilt ein besonderer Dank den Herren Reinhard Bretzke, Manfred Dohmann, Herwig Ferstl, Jens Geßler, Jürgen Haase, Steffen Kaiser, Gerhard Kühn, Jan Kramer, Otto Müller und Fred Steinhauser.

Anlagen

vorangestellte Vortragsfolien (Auszug)