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: 83 (1992)

Heft: 19

Artikel: Numerische Schutztechnik : Integration und Diversifikation

Autor: Glavitsch, Hans

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902874

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: 09.12.2025

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

Numerische Schutztechnik – Integration und Diversifikation

Hans Glavitsch

Numerische Schutzrelais sind, dank der positiven Erfahrungen und insbesondere der Zuverlässigkeit der heutigen Computertechnik, zum Stand der Technik geworden. Betrieblich und technologisch bedingt ist jetzt eine Integration der Schutz- in die Stationsleittechnik in Gange. Der vorliegende Aufsatz gibt einen Überblick über die Möglichkeiten und Trends auf dem Gebiet der Schutztechnik und behandelt als besonderen Aspekt die Alarminterpretation in einer integrierten Schutz- und Stationsleittechnik.

Les relais de protection numériques définissent, grâce aux expériences positives et surtout à la fiabilité de l'informatique, l'état de la technique actuelle. L'exploitation et la technologie conditionnent actuellement l'intégration des techniques de protection et de conduite de la station. L'article donne un aperçu des possibilités et des tendances dans le domaine des systèmes de protection et traite de l'aspect particulier de l'interprétation des alarmes dans un système intégré de protection et de conduite de la station.

Adresse des Autors
Prof. Dr. *Hans Glavitsch*, Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Fachgruppe Energieübertragungssysteme, ETH-Zentrum, 8092 Zürich.

Das grosse Interesse an der numerischen Schutztechnik kann mit gutem Recht im Technologiesprung gesehen werden, der sich in den letzten Jahren auf diesem Gebiet vollzogen hat. Wohl hat es mehr als ein Jahrzehnt zurück Vorreiter und Wegbereiter in dieser Disziplin gegeben, die auf die Möglichkeiten des numerischen Schutzes hingewiesen haben und prototypmässig die Funktionen von numerischen Relais aufgezeigt haben, aber für einen breiteren Durchbruch oder für ein grösseres Entwicklungsprojekt hat es damals noch nicht gereicht. Man denke dabei an die Vorarbeiten von Rockefeller [1], der noch auf einem Minicomputer gearbeitet hat. Es brauchte die Verbreitung des Mikroprozessors, begleitet von einer breit abgestützten Akzeptanz des Computers als Prozess- und Arbeitsplatzrechner, um die heute sich anbahnende Verbreitung des numerischen Schutzes zu erreichen.

Es ist allerdings fraglich, ob die Schutztechnik allein dieses Ergebnis erzielt hätte, da traditionsgemäss Schutz in der elektrischen Energieversorgung mit hoher Zuverlässigkeit, geringem Risiko und hohen Ansprüchen von seiten der Betreiber verbunden ist. Sicher waren auch parallele Entwicklungen in der Regelungstechnik von Einfluss, wo numerische Regler für Antriebe und HGÜ-Anlagen eingesetzt wurden, die sich bestens bewährt haben.

Von besonderem Nutzen waren natürlich die theoretischen Arbeiten über die Möglichkeiten eines numerischen Schutzes weltweit, die in der Industrie und in Hochschulinstituten ausgeführt wurden, nicht zu vergessen die numerische Simulation von Fehlern, die mit digitalen Rechenprogrammen durchgeführt wurde.

Der Beginn dieser Entwicklung war mit einigen Erwartungen bezüglich Verbesserungen in der Ansprechzeit und in der Qualität der Fehlererfassung verbunden. Dies gilt im besonderen für den Distanzschutz. Solche Erwartungen waren nicht unbegründet, da man mit der Verfügbarkeit der Rechenkapazität und neuen Funktionen überhaupt erst eine genauere Analyse des Fehlerverhaltens durchführen konnte. Es stellte sich dann aber heraus, dass man es beim Distanzschutz mit einem ganz schwierigen Modellproblem [2] zu tun hat. Im Grunde geht es darum, ein schlechtbeobachtbares System in extrem kurzer Zeit, das heisst in 20 ms und weniger, zu identifizieren. Im weiteren wird davon noch detaillierter die Rede sein. Aus heutiger Sicht liegen die Stärken des numerischen Schutzes auf anderen Ebenen. Es ist nicht der schnelle Distanzschutz, der die Entwicklung motiviert, sondern einige praktische Gründe und Fakten, die

- in der einheitlichen Hardware
- in der Herstellung von Schutzsystemen einschliesslich der Peripherie
- in der Zuverlässigkeit der Systeme
- in der Verknüpfung mit einem Stationsrechner
- in der Montage und Inbetriebsetzung

zu suchen sind.

Ein wichtiger Grund für die Einführung von numerischen Schutzsystemen ist die Verbindung mit der Stationsleittechnik, wie er von der Herstellerseite vielfach angeführt wird. Das Zusammenwachsen von abgangorientierten Schutzelementen mit dem zentralen Rechnersystem einer Unterstation über eine Zweiwegkommunikation spielt da eine bedeutende Rolle. Es zeigt sich dabei, dass das integrierte System mehr bietet, als gerade

nur die Summe der Einzelfunktionen. Daher kann man mit gutem Recht von einem integrierten System auf der Ebene der Unterstation mit erweiterten Aufgaben und Möglichkeiten reden.

Fehlerverhalten der Netzkomponenten und des Netzes

Schutzsysteme, ausgerichtet auf den Schutz von Leitungen und Kabeln, haben die primäre Aufgabe, aufgrund von Spannungs- und Strommessungen den Betriebszustand elektrischer Systeme dauernd zu überwachen und beim Auftreten von Störungen genau definierte Schutzmassnahmen auszulösen (Abschaltungen, Alarmmeldungen usw.). Für die Auslegung eines Schutzrelais oder eines Schutzsystems ist die genaue Kenntnis des Verlaufs dieser gemessenen Grössen ein absolutes Erfordernis. Auch wenn das Relais in seiner endgültigen Realisierung mit einem vereinfachten Modell arbeitet, kommt man nicht umhin, sich den genauen Fehlerverlauf zu vergegenwärtigen.

Ein Beispiel für das Verhalten von Strom und Spannung am Messort beim Auftreten eines Fehlers zeigt das Bild 1. Es zeigt die gedämpften Oberwellen, die durch die Wechselwirkung der Leitung mit der Quelle oder, allgemein ausgedrückt, durch die Wanderwellenvorgänge auf der Leitung in Erscheinung treten. Das natürliche Dämpfungsverhalten des Systems sorgt dafür, dass nach wenigen Perioden die Grössen praktisch sinusförmig sind und durch eine quasistationäre Analyse eine Fehlerortung ermöglichen. Eine Filterung der Grössen unterstützt das Abklingen und erlaubt eine entsprechend kürzere Auswertung der Fehlerinformation. Natürliche Dämpfung und Filterung sind die Basis für die Auslegung der klassischen Relais, das heisst der elektromechanischen und elektronischen Relais.

Mit der Kenntnis der erwähnten Grössen allein ist jedoch noch keine vollständige Auswertung der Fehlerinformation möglich. Es bedarf noch der Phaseninformation und der Kenntnis der Beteiligung der Erde. Weitere Bestimmungsstücke wären ebenso von Nutzen, sind aber häufig nicht verfügbar, nämlich Fehlerwiderstand und die Kenntnis über eine eventuelle Einspeisung von der Gegenseite.

Besteht nun das Bestreben, auf kürzere Ansprechzeiten des Schutzes zu kommen, so wird die Interpretation der anfallenden Messgrössen immer anforderungsreicher. Der Zeitbereich, der hier als kritisch angesehen werden muss, liegt bei einer Periode (20 ms). Die Probleme, die hier in Erscheinung treten, und zwar nicht nur bei herkömmlichen Schutzrelais, sondern auch bei numerischen Relais, können auf die folgenden Punkte zurückgeführt werden:

- die begrenzte Anzahl von Abtastwerten
- eine problematische Filterung
- das Fehlen von geeigneten Fehler- und Leitungsmodellen
- das Risiko von Fehlauslösungen.

Alle theoretischen Untersuchungen zeigen, dass bei Schutzsystemen, die auf sehr kurze Ansprechzeiten ausgerichtet sind oder sein sollen, das dem System zugrundegelegte Modell eine dominante Rolle spielt. Man vergegenwärtige sich die Verläufe von Strom und Spannung von Bild 1 und verlange eine Auslösung in einer halben Periode (10 ms). Bei einem einpoligen Fehler sind Laststrom, stationärer Fehlerstrom und transienter Fehlerstrom überlagert, was ebenso für die Spannungen gilt. Eine Filterung in einer halben Periode ist problematisch und kann die stationären Grössen stark verfälschen. Daher ist die klassische Vorgehensweise nicht anwendbar.

Es muss daher mit den transienten Werten selbst gearbeitet werden. Dies zeigen die Vorschläge für den Einsatz verschiedener Modelle [3], wie

- L-R-Modell der Leitung (Induktivität-Widerstand)
- L-Modell der Leitung (Induktivität)
- Wanderwellenmodell
- Impulsresponse
- Δu-Δi-Modell,

um einige wenige zu nennen. Sie sind alle dadurch gekennzeichnet, dass sie über die Verarbeitung von Grundwellengrössen hinausgehen, aber nur auf eine einphasige Leitung ausgerichtet sind. Die Idee der genannten Modelle basiert meistens auf dem Grundgedanken, die Leitung entweder durch eine Differentialgleichung zu beschreiben, die Laufzeit der Wanderwellen zu erfassen oder das Geschehen in den Frequenzbereich zu transformieren. In jedem Fall strebt man eine Nachbildung der Vorgänge innerhalb einer Viertelperiode an.

Mit der Verarbeitung von Grössen im Bereich und unterhalb des Bereiches einer Periode stellt sich das Problem der Abtastung. Erste Realisierungen von numerischen Relais arbeiteten mit 12 Abtastwerten pro Periode. Wollte man bei dieser Abtastrate in den Bereich einer halben Periode gehen, so bleiben nur 6 Abtastwerte für die Verarbeitung, was für eine genaue Fehlerdetektion unzureichend ist. Die doppelte Abtastrate ist hier angezeigt.

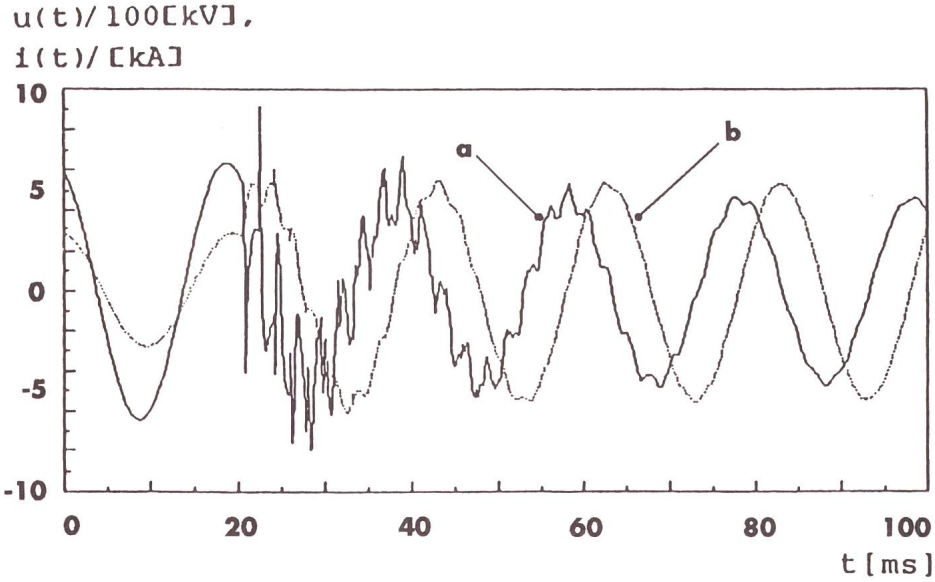


Bild 1 Strom- und Spannungsverlauf am Relais-Einbauort
Verhalten von Strom und Spannung am Relais-Einbauort beim Auftreten eines Fehlers (Erdschluss in 200 km Entfernung)
a Spannungsverlauf $u(t)$
b Stromverlauf $i(t)$

Mit dem Modell und den verfügbaren Abtastwerten stellt sich dann die Frage der geeigneten Auswertung, das heisst Filterung, Rauschunterdrückung usw., wobei das Modell in den meisten Fällen den Auswertealgorithmus vorgibt. Was dabei als wichtige Regel beachtet werden muss, ist die Vermeidung einer Abstützung eines Entscheides auf einen einzelnen Abtastwert. Dieser kann nämlich durch ein überlagertes falsches Signal beliebig daneben liegen. Es sollen daher nur Verfahren gewählt werden, die in irgendeiner Form mitteln.

In dieser Diskussion muss die Frage aufgeworfen werden, wie weit eine Verkürzung der Auslösezeit des Schutzes überhaupt nützlich ist und technisch/wirtschaftlich gerechtfertigt werden kann. Dabei ist die Auslösezeit immer im Zusammenhang mit der gesamten erzielbaren Fehlerdauer, gegeben durch die Ansprechzeit des Relais, die Eigenzeit des Schalters und die Lichtbogenbrenndauer, zu sehen.

Wie viele Untersuchungen zeigen, ist eine kurze Fehlerdauer für die Netzstabilität von Bedeutung, wobei stillschweigend vorausgesetzt wird, dass die normale Fehlerdauer sich im Bereich von 60 bis 100, vielleicht 150 ms bewegt, je nach Netzspannung. Unterhalb von 60 ms zu gehen, ist jedoch schwierig, aber auch nicht anstrebenswert, da Effekte in Erscheinung treten, die normalerweise nicht berücksichtigt werden, zum Beispiel die Bremsung des Generators durch die Verluste des Kurzschlussstromes. Eine kurze Fehlerdauer kommt auch erst zum Tragen, wenn ein dreipoliger Kurzschluss praktisch ohne Fehlerwiderstand auftritt, was wieder ganz selten der Fall ist. Bei einem einpoligen Fehler ist die Fehlerdauer unkritisch.

Solche Überlegungen haben zum Schluss geführt, dass es nicht angezeigt ist, die Fehlerdauer weiter, das heisst unter etwa drei Perioden (60 ms), zu reduzieren. Dies ist wohl auch der Grund, dass die heute in Verwendung stehenden numerischen Relais nicht in besonderer Weise auf kurze Ansprechzeiten getrimmt sind.

Numerische Verarbeitung

Der Übergang vom analogen Relais zum numerischen Relais hat bezüglich Signalverarbeitung zu einem grundlegenden Umdenken geführt. Das Vorhandensein von Abtastwerten, auf die grundsätzlich alle erdenklichen Rechenoperationen angewendet werden können, die Möglichkeit der Speicherung, die Einfachheit der Ausführbarkeit von logischen Operationen und von komplexen Analysen (Fourieranalyse) und die kurzen Ausführungszeiten stellten ganz neue Anforderungen an die Signalverarbeitung. Die neuen Modelle verlangten auf der einen Seite andere Rechenoperationen, die Hard- und Software hat auf der anderen Seite eine Fülle von neuen Möglichkeiten geschaffen, wie die folgende Aufzählung unter «Numerische Operationen» illustriert. Was früher nur durch vermehrten Materialaufwand verwirklicht werden konnte, ist jetzt mit einer Standardhardware und einigen wenigen zusätzlichen Programmschritten möglich geworden.

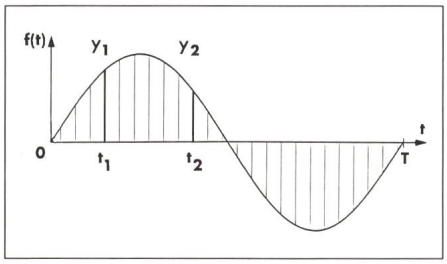


Bild 2 Abtastwerte einer sinusförmigen Grösse
Aus den um eine Viertelperiode verschobenen Abtastwerten einer Sinusfunktion $f(t) = A \sin \omega t$, nämlich $y_1 = A \sin \omega t_1$ und $y_2 = A \sin \omega t_2$ (wobei $t_2 - t_1 = T/4$), lässt sich die Amplitude der Sinusfunktion berechnen: $A = \sqrt{y_1^2 + y_2^2}$

Numerische Operationen

Numerische Operationen, welche mit der heute verfügbaren Hard- und Software ohne weiteres durchgeführt werden können, sind

- alle «analogen» Operationen
- Produkt zweier zeitlich veränderlicher Grössen
- Korrelationen
- Fouriertransformation
- logische Operationen
- Division zweier Grössen
- Speicherung
- Lösen von Gleichungen.

Einige Beispiele sollen die Möglichkeiten der numerischen Verarbeitung veranschaulichen.

Amplitudenbestimmung mit zwei Abtastwerten

In Bild 2 sind Abtastwerte einer Sinuslinie gezeigt. Werden zwei um eine Viertelperiode (90 Grad) verschobene Abtastwerte genommen, so stellen diese die mit dem Sinus und Cosinus multiplizierte Amplitude dar. Die Amplitude kann daher durch Quadrieren und Wurzelziehen gewonnen werden. Will man sich nicht nur auf zwei Abtastwerte verlassen, so können diese Operationen mit mehreren Paarungen durchgeführt werden. Eine Mittelung gibt dann einen zuverlässigeren Wert. Diese Operation ist in Analogtechnik umständlich und nicht so ohne weiteres auszuführen.

Charakteristiken in der Impedanzebene

Das elektro-mechanische Relais erlaubte im wesentlichen die Verwirklichung der Kreischarakteristik für das Distanzrelais. In einem numerischen Relais sind zusammengesetzte Charakteristiken (Kreisabschnitte und Geraden) möglich. Mit einem Prozessor können mehrere Abschnitte oder Blinder (zusätzliche Charakteristik im R-X-Diagramm) realisiert werden. Ein Beispiel ist in Bild 3 gegeben. Die Einstellwerte für die verschiedenen Abschnitte sind gespeichert und können grundsätzlich in Realzeit verstellt werden, wenn es die Topologie des Netzes oder die Belastung erfordert.

Wanderwellen – Bestimmung einer Zeitverschiebung

In einem Wanderwellenrelais muss die Zeitverschiebung zwischen der hin- und der rücklaufenden Welle ausgewertet werden. Liegen die Abtastwerte der beiden Wellen vor, so bedarf es einer Korrelation, die die Zeitverschiebung festlegt. Bezüglich der

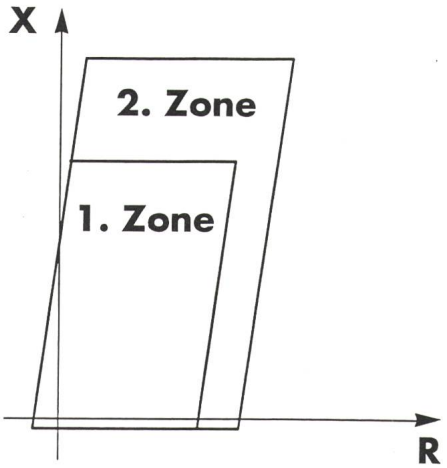


Bild 3 Zusammengesetzte Charakteristiken eines Distanzrelais
Die beiden Zonen entsprechen den sequenziell aktivierten Auslösebereichen des Relais für die Leitungsimpedanz $Z = R + jX$

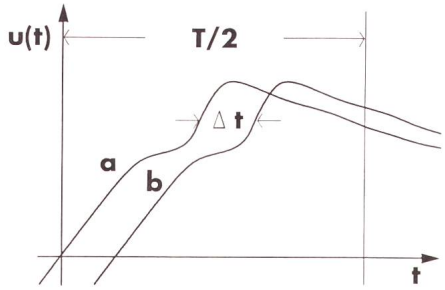


Bild 4 Bestimmung der Verschiebung von Wanderwellen
u(t) Spannungsverlauf am Relais-Einbauort
a vorwärtslaufende Wanderwelle
b rückwärtslaufende Wanderwelle
Zwei gleichlange Abschnitte der beiden Wanderwellen werden als Halbperioden (Länge *T*/2) einer periodischen Funktion aufgefasst. Durch Fouriertransformation dieser Funktion lässt sich die Phasenverschiebung Δt bestimmen

speziellen Methode kann auf verschiedene Verfahren zurückgegriffen werden. Eine Möglichkeit besteht in der Fouriertransformation. Werden zwei gleichlange Abschnitte der Wellen als Halbperioden einer periodischen Funktion aufgefasst, so vermittelt die Fouriertransformation die Phasenverschiebung der beiden Abschnitte, die im Zeitbereich als zeitliche Verschiebung der Wanderwellen interpretiert werden kann (Bild 4).

Weitere Operationen wie die Bestimmung von Impedanzen, Leistungen, Überlappungen von Wellen und Halbwellen (Koinzidenzen) sowie die Transformation in symmetrische Komponenten sind ohne Schwierigkeiten möglich. Die Auslösung nach Schwellwerten oder einer Prozentcharakteristik (Transformatordifferentialschutz) ist ebenso einfach realisierbar.

Eine ganz neue Möglichkeit des numerischen Relais liegt in der Selbstprüfung, die durch das Aktivieren eines getrennten Programms während einer fehlerfreien Zeitperiode durchgeführt werden kann. Im Grunde genommen kann die Selbstprüfung zwischen den Abtastungen erfolgen, sofern die Rechenkapazität ausreicht. Dabei können vorgeschriebene Routinen oder ein repräsentatives Fehlermuster durchgespielt werden, das Aufschluss über die Funktionstüchtigkeit des Relais gibt. Zentraleinheit und Speicher lassen sich getrennt überprüfen. Das Ergebnis der Prüfung kann angezeigt oder abrufbereit gehalten werden. Das Abrufen des Ergebnisses kann vom Stationsrechner aus erfolgen.

Parameter und Einstellwerte sind nicht mehr hardwaremässig im Relais vorhanden, sondern stehen als gespeicherte Zahlenwerte zur Verfügung. Damit können Einstellwerte auch ohne weiteres während des Betriebes ferngesteuert geändert werden. Man spricht dann vom Anpassen der Einstellwerte.

Es sind diese letztgenannten Eigenschaften des numerischen Schutzrelais, die den Erfolg dieser neuen Techniken ausmachen, und nicht die Verkürzung der Ansprechzeiten, wie man anfänglich meinte. Unzulänglichkeiten in der Rechengeschwindigkeit lassen sich durch Einsatz von mehreren Prozessoren lösen, sei es in Form der Parallelverarbeitung, sei es durch Bit-Slice-Anordnungen.

Stationsleittechnik

Mit der Verknüpfung des Stationsrechners und der einzelnen Relais in den Abgängen einer Unterstation entsteht ein *integriertes Informations- und Steuersystem* auf der dezentralen Ebene. Die bisherigen Messeinrichtungen, die über die klassische Fernwirktechnik angeschlossen sind, werden in dieses System ebenso eingeschlossen.

Was für den Schutz wesentlich bleiben muss, ist die unabhängige Funktion der Fehlererfassung und der Schalterauslösung. Damit wird die hohe Zuverlässigkeit des Schutzes garantiert. Die Meldungen und Alarme, die von den Schutzrelais ausgehen, werden in der neuen Konzeption genau so wie die analogen Meldungen der klassischen Fernwirktechnik erfasst. Unterschiede scheinen nur insofern auf, als das numerische Relais mehr Information zur Verfügung stellt. Die numerische Umsetzung geschieht ebenso bereits im Relais selbst.

Als neuer Aspekt kommt die Möglichkeit hinzu, vom Stationsrechner aus Parameter in den einzelnen Relais der Abgänge zu verstellen. Es entsteht damit eine vollkommene Zweiwegkommunikation. Die Geschwindigkeiten der einzelnen Funktionen können hierarchisch geordnet werden. Die zeitfolgerichtige Erfassung der Ereignisse innerhalb der gesamten Unterstation ist ohne Schwierigkeiten möglich. Funktionen, die in früheren unabhängigen elektronischen Systemen ausgeführt wurden, sind nun in einem verteilten, jedoch koordinierten System mit kompatiblen Komponenten eingebettet. Typische Funktionen sind:

- die verschiedenen Schutzfunktionen
- die Wiedereinschaltung
- die Zeitfolgemeldung
- die Schalterstellungsmeldung
- die Messung der analogen Grössen
- die Verriegelung der Schalter und Trenner
- die Energiezählung
- die Transformatorstufenregelung
- die Erkennung der Topologie des Netzes und der Schaltanlage
- die Regelung von Spannung und Blindleistung
- der Netzwiederaufbau nach Störfällen
- der Lastabwurf und korrektive Schaltmassnahmen.

Mit der Ausführung einer Selbstprüfung im dezentralen Element und dem Zugang der entsprechenden Information vom Stationsrechner aus, besteht eine ganzheitliche Überwachung der Schutzfunktionen.

Zuletzt darf die Zustandsdarstellung nicht vergessen werden. Eine komfortable Bedienoberfläche gehört heute zur Standardausrüstung eines Stationsrechners. Damit ist bei Bedarf auch Einzelinformation des Abgangs und der numerischen Relais zugänglich. Einstellwerte und die Auslösesignale eines numerischen Schutzrelais können auf eine anschauliche Art und Weise sichtbar gemacht werden. Mit der Windowtechnik sind wieder unterschiedliche hierarchische Stufungen der Darstellung möglich.

Alarminterpretation

Allgemeines

Mit der Verfügbarkeit der Zustandsinformation der gesamten Unterstation in einem Rechner ergeben sich neue Möglichkeiten der Verarbeitung und Auswertung. Die Einzelinformation, sei es eines Abganges, sei es eines Relais, ist natürlich jederzeit zugänglich. Mit der Zusammenführung der Informationskanäle ergibt sich aber auch eine Massierung von Einzelinformationen, die für den Operateur in kurzer Zeit überhaupt nicht mehr überschaubar ist.

Es besteht somit ein grosses Bedürfnis, diese Menge von Informationen aufzubereiten. Man spricht von Alarminterpretation, Datenreduktion oder Fehlerlokalisierung. Es handelt sich jeweils um eine Extraktion der wesentlichen Information aus einem

sogenannten *Meldungsschauer*. Dieses Problem ist heute Gegenstand von theoretischen Untersuchungen, wobei die Schwierigkeiten darin gesehen werden müssen, dass Meldungen mit Fehlern behaftet sein können.

Ein typisches Beispiel ist das Auftreten eines Kurzschlusses oder Erdschlusses in einem Abgang. Mit dem Eintritt des Fehlers sprechen verschiedene Relais an, die je nach Stand der Technologie Meldungen abgeben können. Der Typ des Fehlers, die betroffene Phase oder die Phasen werden angezeigt, die Ereignisse werden mit Zeitmarkierungen versehen, die Schalteroperationen werden erfasst, und auch die Gegenstation meldet die erfassten Ereignisse weiter. Auf diese Weise entsteht der Meldungsschauer. Ein Beispiel aus einer 380/220-kV-Station ist in Bild 5 gezeigt. Für den Operateur oder auch für den Schutzspezialisten ist es eine mühsame Aufgabe, sich ein Bild der Abfolge der Ereignisse aufgrund einer solchen Liste von Meldungen zu machen. Manchmal bedarf es grosser Intuition, um das wahrscheinliche Ereignis zu identifizieren.

Die Antwort für den Meldungsschauer von Bild 5 lautet

«Dreipoliger Fehler auf Leitung Weinland Ost – Beim AUS-Befehl blieb Pol *S* eingeschaltet.»

Im Grunde genommen möchte der Operateur in der Leitstelle vorerst nur diese Meldung sehen, um entsprechende Korrekturmassnahmen ergreifen zu können. Erst in einer späteren Phase ist er interessiert, ob alle Schutzelemente, die Schalter usw. richtig funktioniert haben, und was die Ursache der Störung war.

Die hier eingesetzten neuen Methoden können die Intelligenz des Menschen nicht ersetzen, aber sie sind in der Lage, eine bedeutende Hilfestellung zu leisten. Es sind heute drei Arten von Vorgehensweisen zur Analyse von Alarmen denkbar, und zwar

- die logische Verarbeitung
- die Methodik der Expertensysteme
- die Mustererkennung als allgemeine Vorgehensweise (Beispiel: neuronale Netze).

Die ersten beiden Vorgehensweisen basieren beide auf Logik, wobei eine Unterscheidung nur wegen des verwendeten Sprachkonzepts gemacht wird. Logische Verarbeitung kann mit Hardware oder mit einfachen IF-Statement gemacht werden. Expertensysteme verwenden dagegen die Prädikatenlogik, die mit eigenen Sprachen wie Lisp und Prolog umgesetzt wird.

Wären in den Meldungen keine Fehler vorhanden, so käme man mit einer einfachen logischen Verarbeitung durch. Man müsste nur die einzelnen Meldungen prüfen und könnte sich auf ihre Aussage verlassen. Um die Aufgabenstellung und die möglichen Vorgehensweisen deutlicher zu machen, wird im nächsten Abschnitt etwas detaillierter auf die Mustererkennung eingegangen.

Methodik der Mustererkennung

Die Mustererkennung im Zusammenhang mit Alarmen in der Prozess- und Stationsleittechnik kann auf die Erkennung von Bitmustern beschränkt werden. Als Beispiel ist ein Bitmuster in Bild 6 angeführt. Ein Bitmuster wird aus den über die Fernwirkanlage übermittelten Alarmen abgeleitet. Jedes Bit hat eine bestimmte Bedeutung, wie Art des Fehlers, betroffene Phase, Zeitstempel, Leitungsnummer, Spannungsniveau, usw.

In der Realität kann ein solches Bitmuster aus 30–50 Bits bestehen. Aufgrund eines solchen Bitmusters wird es offensichtlich, dass bei absoluter Fehlerfreiheit der Meldungen die Interpretation des Musters eine Sache der logischen Verarbeitung ist. Im Falle eines Expertensystems werden die Regeln angewendet, die für die verschiedenen Kombinationen von Einzelmeldungen gelten, und damit gelangt man zu einer Aussage über den Ort, die Art und über den Ablauf der Störung.

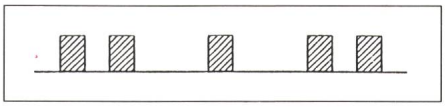


Bild 6 Beispiel eines Bitmusters, abgeleitet von mehreren Alarmen

Geht man von der Voraussetzung aus, dass einige Meldungen fehlerbehaftet sind, so muss der Meldungssatz redundant sein, um eine Aussage über das Ereignis machen zu können, zum Beispiel über den Eintritt und den Ort eines Fehlers. Bei fehlerbehafteten Meldungen bedarf es einer Reihe von zusätzlichen Regeln, um zu einer gültigen oder, was realistisch ist, zu einer wahrscheinlichen Aussage über die Störung zu gelangen. Künstliche neuronale Netze haben nun die Eigenschaft, dass sie bei Vorhandensein von Redundanz in den Einzelmeldungen im Falle von fehlerbehafteten Meldungen eine Aussage mit hoher Treffsicherheit generieren können. Über neuronale Netze finden sich didaktisch gute Aufsätze in [4, 5], hier soll nur auf die besondere Leistungsfähigkeit dieser Netzwerke bezüglich Unterdrückung von fehlerbehafteten Meldungen eingegangen werden.

Diese Eigenschaft lässt sich auf zwei wesentliche Punkte bei den neuronalen Netzen zurückführen. Der erste liegt in der Struktur des Netzwerks, das selbst redundant vorgegeben werden kann. Ein Beispiel eines solchen Netzwerks ist in Bild 7 gegeben. Das Bild zeigt Eingänge und Ausgänge sowie versteckte Neuronen in einer Zwischenlage. Das Bitmuster der Alarme wird den Eingangsneuronen aufgedrückt. Am Ausgang erwartet man ein Bitmuster, das nach Umsetzung die kompakte Information über den Fehler ergeben soll. Jeder Pfeil in Bild 7 entspricht einer Signalflussrichtung und auch einer Verstärkung des Signals. Man spricht in diesem Zusammenhang von Gewichtung. Jeder Kreis in der Figur soll ein künstliches Neuron andeuten, das jedoch in einfa-

10H07M29S42 S- 220 kV	HARD OST	SDS		S
10H07M29S42 S- 220 kV	HARD OST	SDS	E	
10H07M29S42 S+ 220 kV	HARD OST	SDS		H
10H07M29S43 S+ 220 kV	TRANSF. 21	SDS	E	
10H07M29S43 S+ 220 kV	TRANSF. 22	SDS	E	
10H07M29S44 S+ 50 kV	TRANSF. 21	SDS		S
10H07M29S45 B 220 kV	HARD OST	LS-SCH.PH.T RUECKMELDNG AUS		
10H07M29S46 S- 220 kV	HARD OST	SDS		3
10H07M29S48 B 220 kV	HARD OST	LS-SCH.PH.R RUECKMELDNG AUS		
10H07M29S48 S- 220 kV	HARD OST	SDS		2
10H07M29S48 S+ 220 kV	TRANSF. 21	SDS	S	
10H07M29S49 B 220 kV	HARD OST	LS-SCH.PH.S RUECKMELDNG AUS		
10H07M29S49 S- 220 kV	HARD OST	SDS		H
10H07M29S50 S+ 50 kV	FRAUENFEL.A	SDS		S
10H07M29S52 B- 220 kV	HARD OST	LS-SCHALTER PHASE R SDS AUS-BEFEHL		
10H07M29S52 B- 220 kV	HARD OST	LS-SCHALTER PHASE S SDS AUS-BEFEHL		
10H07M29S52 B- 220 kV	HARD OST	LS-SCHALTER PHASE T SDS AUS-BEFEHL		
10H07M29S52 B- 220 kV	HARD OST	LS-SCHALTER DEFINITIV	AUS	
10H07M29S53 B 220 kV	HARD OST	LS-SCHALTER RUECKMELDNG AUS		
10H07M29S73 S+ 220 kV	WEINLAND O	LS-SCHALTER FEHL		SCHALTUNG
10H07M29S78 S- 220 kV	WEINLAND O	LS-SCHALTER FEHL		SCHALTUNG
10H07M29S80 B 220 kV	WEINLAND O	LS-SCH.PH.S RUECKMELDNG AUS		
10H07M29S80 S- 220 kV	TRANSF. 22	SDS	E	
10H07M29S80 S- 50 kV	FRAUENFEL.A	SDS		S
10H07M29S80 S- 220 kV	WEINLAND O	SDS		S
10H07M29S80 S- 220 kV	WEINLAND O	SDS	E	
10H07M29S80 S- 220 kV	TRANSF. 21	SDS		S

Bild 5
Beispiel eines Alarmprotokolls
Ohne Computerunterstützung ist die Analyse eines solchen Alarmprotokolls kaum zeitgerecht möglich

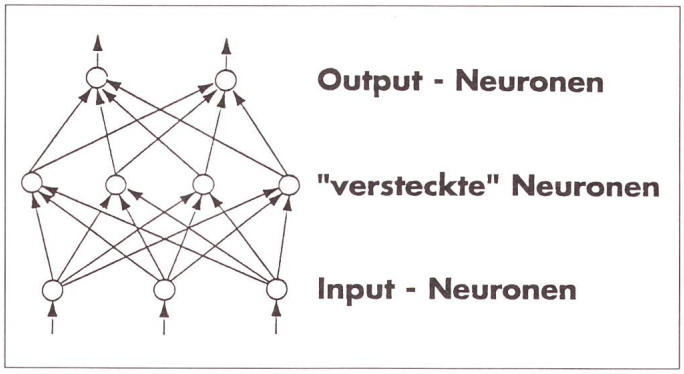


Bild 7
Beispiel für ein neuronales Netz

cher Weise nur die Funktion eines nichtlinearen Entscheidungselementes annimmt. Die Form der Entscheidungsfunktion ist in Bild 8 wiedergegeben. Charakteristisch dabei ist das Sättigungsverhalten dieser Funktion. Dieses ist der zweite wesentliche Punkt eines neuronalen Netzes.

Durch einen Lernprozess mit einer grösseren Anzahl von Eingangsmustern und Ausgangsmustern, die sich entsprechen, die aber fehlerbehaftet sein können, werden die erwähnten Verstärkungen (Gewichtungen) bestimmt und für die eigentliche Auswertung in Realzeit eingestellt. Dieser Lernprozess findet in einer Vorphase (off line) statt.

Bei einer Lernphase mit genügend vielen Mustern stellt man fest, dass in der Auswertungsphase, das heisst in der Anwendung, das neuronale Netz auch gültige Aussagen machen kann, auch wenn das Bitmuster fehlerbehaftet ist, selbst wenn dieses nicht in der Lernphase behandelt wurde. Die Auswertung auf einem Computer in der Anwendung erfolgt in kürzester Zeit, das heisst in der Grössenordnung einer Relaisansprechzeit. Diese Eigenschaft macht neuronale Netze besonders leistungsfähig für einen Realzeitbetrieb. Es muss jedoch festgehalten werden, dass dies nicht die einzige Möglichkeit für eine Alarminterpretation darstellt. Die Informatik bietet heute noch andere Modelle an, die auf stochastischen Konzepten aufbauen und die das Fehlerverhalten des Systems noch besser wiedergeben.

Integration in die Stationsleittechnik

Die Alarminterpretation ist nur ein Beispiel für ein neues Verfahren, das für die Stationsleittechnik wesentlich ist. Wie oben ausgeführt, ist für die Stationsleittechnik das Zusammenwirken der verschiedenen Auswerteverfahren, die alle von den Eingangssignalen – grösstenteils wieder von Signalen, die von numerischen Relais ausgelöst werden – ausgehen, von grundlegender Bedeutung. Ohne die Unterstützung eines Rechnersystems war der Operateur selbst auf die Interpretation jedes einzelnen Signals, das noch häufig sehr elementar dargestellt wurde, angewiesen. Mit den informationstechnischen Hilfsmitteln gelingt heute die Extraktion der relevanten Information aus den angelieferten Signalen und damit eine rasche und zielsichere Aussage über das Geschehen in der Station, womit wieder die richtige Abhilfemassnahme eingeleitet werden kann.

Datenübertragung in der Station

Am Rande soll hier vermerkt werden, dass zur modernen Stationsleittechnik auch die störungsfreie Übertragung der Daten innerhalb der Station, das heisst vom Abgang zum Stationsrechner gehört. Die Umgebung ist für die Übertragung von elektronischen Signalen nicht sehr freundlich, wenn man die Einwirkungen von Fehlerströmen von mehreren Kiloampere und von Blitzströmen miteinbezieht.

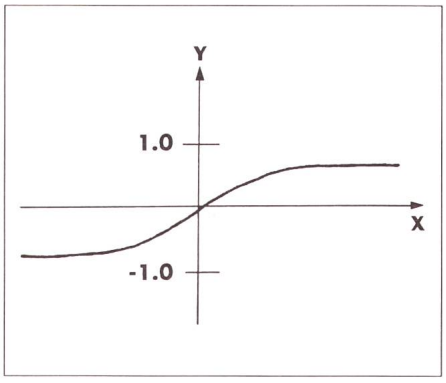


Bild 8 Charakteristik eines Neurons

Die hier angepasste Technik ist durch faseroptische Übertragung gegeben. Sie zeichnet sich durch Unempfindlichkeit gegenüber elektromagnetischen Einwirkungen aus, ist äusserst schnell und erlaubt auf einfache Art und Weise redundante Pfade. Sie kann als die ideale Übertragungsart schlechthin bezeichnet werden.

Schlussbemerkungen

Abschliessend können die wichtigsten Argumente zugunsten der numerischen Technik für den Schutz und die Führung einer Unterstation wie folgt zusammengefasst werden.

- Technik ist kompatibel bezüglich Datenübertragung zwischen Schutz und Stationsleittechnik
- Verwendung einheitlicher Hardware, vor allem von gleichen Prozessoren, bei allen Relais
- sichere Datenübertragung
- Speicherung von Information auf verschiedenen Ebenen möglich
- Möglichkeit der Überwachung
- Parameterverstellung während des Betriebes
- übersichtliche Bedienoberfläche
- computerunterstützte Alarminterpretation (Datenreduktion) ist möglich.

Die numerische Schutz- und Stationsleittechnik erlaubt damit eine zuverlässige Stationsführung mit einem hohem Benutzerkomfort. Die Stationsleittechnik entwickelt sich heute als beinahe eigene Domäne neben der Netzleittechnik mit der besonderen Betonung der Vorgänge in der Station und auf den abgehenden Leitungen, sehr zum Vorteil des Benutzers.

Referenzen

[1] *G. D. Rockefeller*: Fault Protection with a Digital Computer. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems; Vol. PAS-88, No. 8, August 1969, pp. 438–464.
[2] *H. Glavitsch, A. Bürki* und *H. Ungrad*: Distance Relay Technology – Needs and Expectations. Proceedings of the Conference «Computer Relaying – Future Directions and Impact», Oct. 6–7, 1987, Virginia Tech, Blacksburg, Virginia.
[3] *B. J. Mann* and *I. P. Morrison*: Digital Calculation of Impedance for Transmission Line Protection. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, No. 1, Jan./Febr. 1971, pp. 270–279.
[4] *K.P.Kratzer*: Neuronale Netze (Grundlagen und Anwendungen). Hanser Verlag 1991.
[5] Neuronale Netze in Theorie und Praxis. Bull. SEV/VSE 82(1991)13, S. 11–35.

Anmerkung: Dieser Aufsatz stellt eine leicht redigierte Fassung des anlässlich der ETG-Tagung vom 7. Mai 1992 in Baden gehaltenen Vortrages dar.

Siegfried Peyer AG
peyerenergie

peyer

Kunst am Bau

Ortsnetz-Verteilkabinen von **peyer** als neue Gestaltungselemente für die heute veränderten, differenzierten Anforderungen an Design und Umweltintegration.

Zusätzlich zur bewährten Kabinen-Linie aus Verbundwerkstoff bringt **peyer** Betonkabinen mit einer Auswahl verschiedener Türen in neuartigem Oberflächen-Design.

Für Elektrizitätswerke und Planer eine Möglichkeit, neue, fröhliche Akzente in den öffentlichen Raum zu setzen.

peyerenergie
CH-8832 Wollerau
Telefon 01/784 46 46
Telex 875570 pey ch
Fax 01/784 34 15

varintens® Lichtsteuerungen

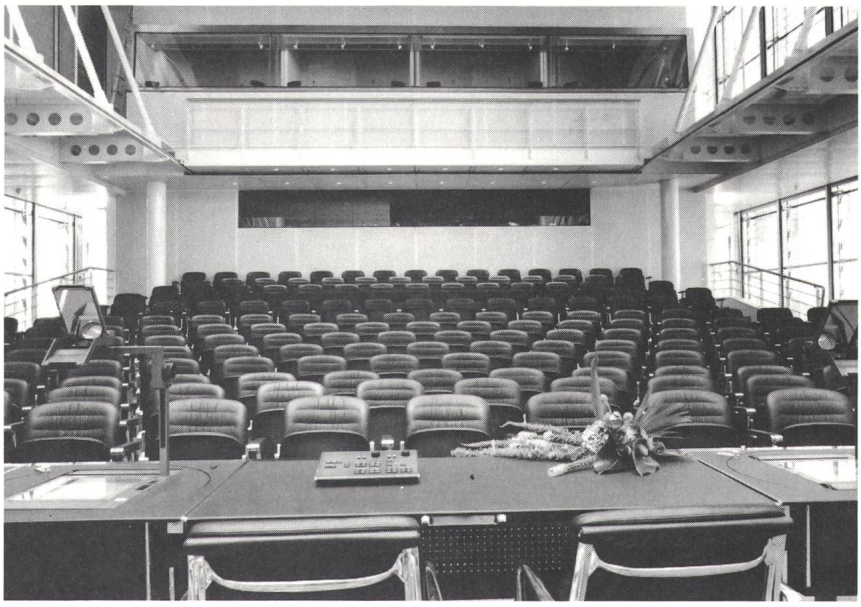
Die Kombination von varintens-Lichtsteuerungen mit dem varintens-Intensiv-Pulser-System (VIP 90) ermöglicht ein Steuerverhältnis bei 26 mm-Leuchtstofflampen (18-36-58 W) von bis zu 1 : 10 000 mit Sofortstart in jeder Dim-Position.

VARINTENS INTENSIVE PULSER
VIP 90/S
VARINTENS INTENSIV-PULSGERÄT

Weil anspruchsvolle Steuerungen von Plenarsälen, Konferenzräumen und Aulen ein Steuerverhältnis von mindestens 1 : 1000 erfordern, ist und bleibt das varintens-VIP-90-System die optimale Lösung bei höchster Betriebssicherheit.

Unser Beispiel aus der Praxis zeigt den grossen Plenarsaal des Konferenzzentrums «Grünenhof» der Schweizerischen Bankgesellschaft in Zürich.

Verlangen Sie unsere Dokumentation.



Praxiserprobte Konzepte und Anlagen für professionelle Anwender

starkstrom-elektronik ag

se
starkstrom-elektronik

Güterstrasse 11
CH-8957 Spreitenbach
Telefon: 056/72 76 11
Telefax: 056/71 47 86

McCANN-ERICKSON

Für Unternehmer, die mit Teamwork gross werden. Ascoline.

Das formschöne Brigit 100 mit Lautsprecher, Display und Message-Anzeige für wirtschaftlichen Telefonkomfort.

Ob Ihre Mitarbeiter gut zusammenspielen, ist oft eine Frage der richtigen Einstellung. Deshalb fördert das Kommunikationssystem Ascoline den Teamgeist mit flexiblen Team- und Stellvertreterschaltungen, damit auch in hektischen Situationen keine Anrufe verlorengehen. Und dank einer gehörigen Portion High-Tech, bspw. die akustische Bedienerführung mittels Sprechtexten, stehen Sie mit dem System jederzeit auf du und du. Wie Sie also in Unternehmen mit 30 bis über 300 Mitarbeitern bedeutend mehr vom Telefon haben, erfahren Sie von der Ascom Business Systems AG. Rufen Sie noch heute eines unserer Regionalzentren in Ihrer Nähe an: Zürich: 01/823 14 14, Bern: 031/999 44 93, Lausanne: 021/641 42 11. Oder kontaktieren Sie Ihre zuständige Fernmeldedirektion, Telefon 113. **TELECOM** PTT

Teilnehmervermittlungsanlagen: **ascom** *denkt weiter.*