

Verwendung von Computern anstelle von Schutzeinrichtungen

Autor(en): **Kolar, A.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins :
gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen
Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes
Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)**

Band (Jahr): **61 (1970)**

Heft 10

PDF erstellt am: **08.08.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-915942>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Verwendung von Computern anstelle von Schutzeinrichtungen

Von A. Kolar, Suhr

1014-1021

621.316.9:658.513

Elektrische Anlagenteile wurden bis jetzt stets durch einzelnen Leistungsschaltern zugeordnete, in Analogmesstechnik arbeitende Apparate, geschützt. Diese als Schutzrelais bekannte, diskret verteilten und weitgehend voneinander unabhängig arbeitenden Gefahrenwächter haben sich in jahrzehntelangem Einsatz bewährt und ermöglichten durch ihre rasche und automatische Wirkungsweise überhaupt erst einen modernen Netzbetrieb. Zufolge der Entwicklung schneller, digitaler Prozessrechner auch für Netzbetriebs- und störungsaufgaben erscheint es bereits heute möglich, für Netzgebilde beschränkter Ausdehnung die Funktionen herkömmlicher Schutzrelais in solchen Rechnern zu konzentrieren. Als Vorteile ergeben sich vor allem kürzere Auslösezeiten und eine höhere Zuverlässigkeit.

Des parties d'installations électriques furent jusqu'à présent protégées par des appareils affectés à des disjoncteurs isolés et utilisant la technique de mesure analogique. Ces dispositifs de surveillance, mieux connus comme relais de protection, discrètement répartis et fonctionnant d'une manière indépendante l'un de l'autre, ont été éprouvés avec succès durant des années et leur efficacité rapide et automatique constitue du reste une condition essentielle de l'exploitation moderne des réseaux. Le développement de calculateurs de processus digitaux rapides permet dès maintenant de transférer la surveillance de l'exploitation et des perturbations de réseaux restreints, jusqu'à présent assumée par les relais de protection, à de tels calculateurs. Ce nouveau procédé bénéficie de temps de déclenchement plus restreints et d'une fiabilité plus élevée.

1. Allgemeines

Bislang kannte man nur zwei Generationen von Schutzrelais: Die erste Generation waren die elektromechanischen Schutzrelais, wie Tauchanker-, Klappanker-, Ferraris-, Drehspulrelais usw., die knapp vor der Jahrhundertwende aufkamen. Die 2. Generation bilden die statischen Schutzrelais. Diese wurden erstmals als Röhrenrelais 1934 in der Literatur beschrieben. Wegen der beschränkten Lebensdauer des Glühfadens waren die Auswirkungen auf die Schutztechnik jedoch gering. Die 1948 erfolgte Entdeckung des Transistors revolutionierte auch den Schutzrelaissektor, indem dann 10 Jahre später die ersten Veröffentlichungen über diesbezügliche spezifische Anwendungen erschienen, und nach weiteren 10 Jahren Transistorschutzrelais industriell in Serie gefertigt werden.

Handelte es sich bei der 1. und 2. Schutzrelaisgeneration noch um konkret materialisierbare Gebilde, so ist das bei der 3. Generation nicht mehr der Fall. Hier geht es um die software, also um das Rechnerprogramm. Für den Fall, dass der Computer bereits für andere Zwecke als bestehend angenommen wird, sind die Schutzrelais tatsächlich nur mehr fiktiver Natur.

Benützt man einen Prozessrechner [1; 2]¹⁾ statt Schutzrelais, so ist von folgenden Grundeigenschaften des Computers auszugehen:

- Fähigkeit, dass er rechnen kann;
- Schnelligkeit;
- Unterbruchsprogrammierung;
- Speichereigenschaften.

In der Praxis tritt als Nebenbedingung noch die Wirtschaftlichkeit auf; in diesem Sinne wird man sicherlich nicht ein einzelnes Relais, sondern ganze Schutzrelaisgruppen durch einen einzigen Computer ersetzen. Im weiteren wird man hier anfänglich konzentrierte Netzgebilde bevorzugen, wie Kraftwerke oder Unterstationen. Fig. 1 zeigt ein solches Unterwerk, dessen Schutz durch einen Computer im nachfolgenden behandelt wird.

Als Eingangssignale werden dem Prozessrechner die von analoge in digitale Form umgewandelten Momentanwerte

aller Sammelschienenspannungen sowie die Ströme aller Sammelschienensabgänge zugeführt. Bei der messtechnischen Verarbeitung im Rechner ist nun zwischen dem Ruheprogramm und den Fehlerprogrammen zu unterscheiden.

2. Ruheprogramm

Das Ruheprogramm tastet in äquidistanten Zeitabständen, z. B. alle 500...600 μ s, die Phasenspannungen ab, rechnet die drei verketteten (als Differenzspannung) und die Nullspannung (als Summenspannung) aus und speichert diese Werte über eine ganze Periode. Dies gibt pro Einzelspannungswert bei Industriefrequenz (50 Hz) und Abtastfrequenz (2 kHz) in diesem Beispiel 40 + 1 Speicherplätze. Anschliessend wird jeder

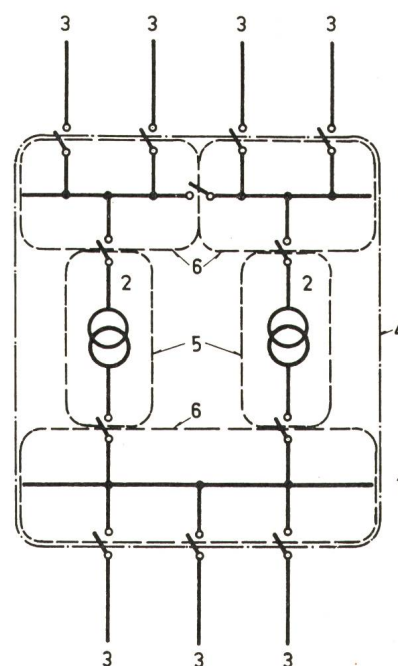


Fig. 1

Schema eines Unterwerkes mit Schutzzonen

1 Sammelschiene; 2 Transformator; 3 Leitung; 4 Gesamtdifferentialschutzzone; 5 Transformator-differentialschutzzone; 6 Sammelschiendifferentialschutzzone

¹⁾ Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes.

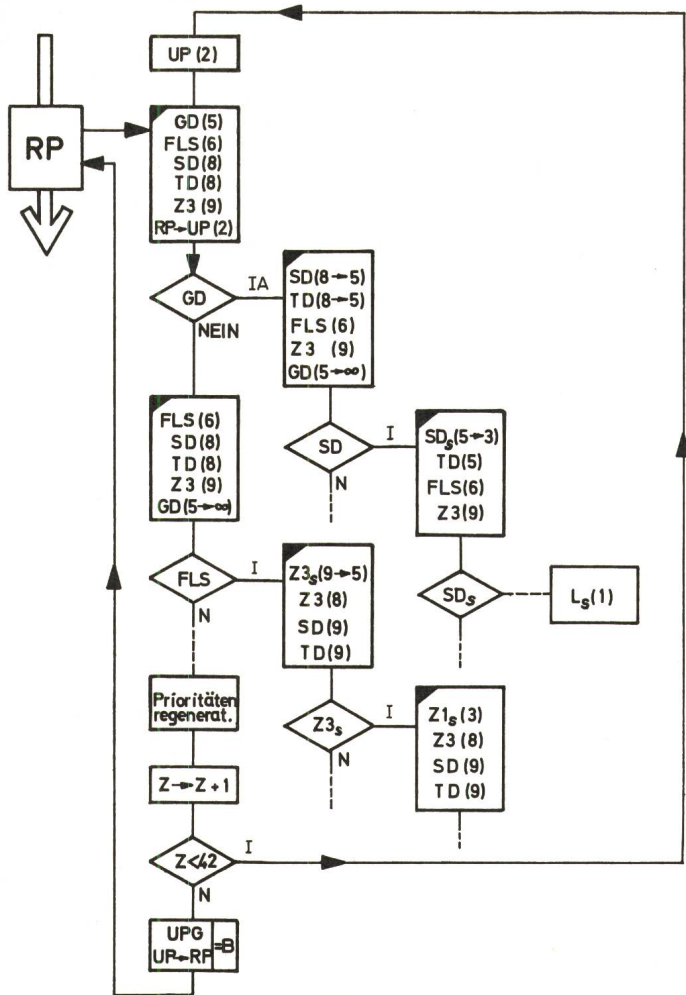


Fig. 2

Prozessrechnerschutz

Grundstruktur eines Prozessrechnerprogrammes

B Beruhigungsprogramm; *GD* Gesamtdifferentialschutzprogramm; *FLS* fehlerhafte Leitung-Suchprogramm; *I* Ja (bei logischem Entscheid); *L* Leistungsschalterabschaltprogramm; *L_s* L für spezifischen Leistungsschalter; *N* Nein (bei logischem Entscheid); *RP* Ruheprogramm; *SD* Sammelschienen-differentialschutzprogramm; *SD_s* SD für spezifische Sammelschiene; *TD* Transformator-differentialschutzprogramm; *UP* Spannungsprogramm; *UPG* Gedächtnisrechnungen für *UP*; *Z* Zähler; *Z1* Distanzschutzprogramm 1. Zone; *Z1_s* Z1 für spezifische Leitung; *Z3* Distanzschutzprogramm 3. Zone; *Z3_s* für spezifische Leitung; (1) Zahlen in Klammern geben Programmprioritäten an. U. z. hat *k-1* eine grössere Priorität als *k*. Demnach hat die Schalterauslösung *L* mit (1) absolute Priorität. *Rhomben* beinhalten logische Entscheidungen. *Rechtecke* beinhalten ausgeführte Programme; *Rechtecke* mit schwarzen *Dreiecken links oben* beinhalten auf Abruf wartende Programme in Reihenfolge ihrer Priorität

Spannungswert mit dem vor einer Periode vorhandenen Wert subtrahiert. Die sich mit dieser Subtraktion ergebende Differenzspannung bildet ein Mass für die Gesundheit der Spannung und damit des Anlageteils. Bei Überschreiten eines gefährlichen Wertes der Differenzspannung werden die Fehlerprogramme des Prozessrechners abgerufen. Der Differenzspannungswert darf nicht zu niedrig gewählt werden, da bei einem Netz mit stark schwankender Belastung andauernd auf die Fehlerprogramme umgeschaltet wird (vorgeschlagener Wert z.B. $\Delta U = 1,7\%$). Diese Art des Fehlerprogrammabrufes entspricht übrigens direkt dem Anwurf von Schutzrelais mit dem Unterschied, dass nicht ein einzelnes Schutzrelais, sondern die Schutzeinrichtungen eines ganzen Netzgebildes angeworfen werden.

Zu beachten ist, dass dieses Routineprogramm nur einen kleinen Teil der Abtastperiode und damit der Rechnerzeit aus-

füllt; in der Restzeit ist der Rechner unbeschäftigt und kann durch seine Eigenschaft der Zeitmultiplexverarbeitung für andere Aufgaben wie Messwertprotokollierung, -verarbeitung usw. benutzt werden. Dies ist für die Praxis sehr wichtig, da sich die Wirtschaftlichkeit des Rechners somit nicht nur aus der Anzahl zu ersetzender Schutzrelais berechnen lässt.

3. Fehlerprogramme

Hat das Ruheprogramm eine fakultative Krankheit des überwachten Netzgebildes festgestellt, so darf es dieses nicht als ganzes stilllegen, d. h. nicht seine sämtlichen Schalter öffnen, sondern nur diejenigen des fehlerbehafteten Anlageteils. Die Realisierung dieser Anforderung, in der herkömmlichen Schutztechnik als Selektivität der Schutzeinrichtungen bezeichnet, wird von den Fehlerprogrammen bewirkt; diese stellen somit eigentliche Selektivitätsprogramme dar.

3.1 Differentialschutzprogramme

Zuerst wird der Fehler in der direkt geschützten Unterstation gesucht. Gemäss dem Flussdiagramm in Fig. 2 wird also das Gesamtdifferentialschutzprogramm *GD* herangezogen. Dieses bildet für jede Phase die Summe der Momentanwerte der Ströme der Schutzzone 4 in Fig. 1. Ist diese Summe nun nicht gleich Null, dann liegt ein Fehler vor und es muss zur weiteren Selektion jede Differentialschutzzone des Unterwerkes (5 und 6 in Fig. 1) abgesucht werden. Im Flussdiagramm Fig. 2 werden dabei die in Klammer stehenden Prioritäten (*k-1* hat Vorrang gegenüber *k*, d. h. die mit Priorität 1 versehene Schalterauslösung hat die höchste Priorität) der Programme durch ein übergeordnetes Organisationsprogramm (Unterbruchsprogrammierung [1; 2]) stufenweise heruntergesetzt.

In den Sammelschienen- und Transformator-differentialschutzprogrammen *SD* bzw. *TD* kann auch hier zur Verbesserung der Qualität eine einfach oder mehrfach geknickte Kennlinie eingeführt werden (Fig. 3). Dadurch wird bei kleinen Strömen die Empfindlichkeit erhöht. Als Haltestrom wird die Summe der absoluten Werte der Schutzzoneströme benutzt. Die Auslösekurve $\Delta I / \Sigma |I|$ wird dem Rechner in Form einer Zahlentabelle eingegeben. Beim Sammelschienen-schutz sind

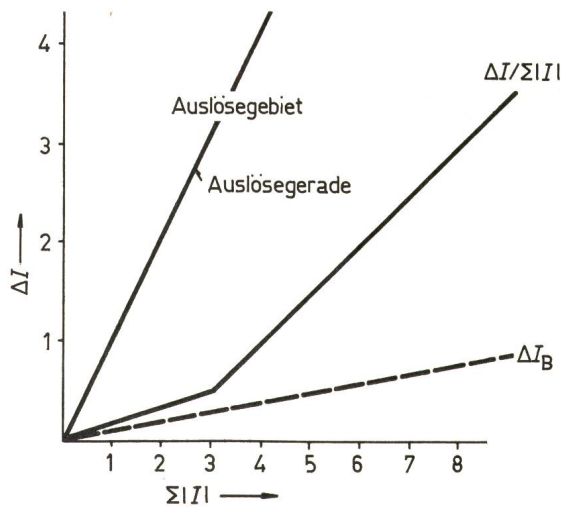


Fig. 3

Prozentdifferentialcharakteristik

ΔI Differentialstrom; $\Sigma |I|$ Summe der absoluten Werte der Ströme aller Leitungsabgänge; Auslösegerade = $\Delta I / \Sigma |I|$ bei internem Fehler

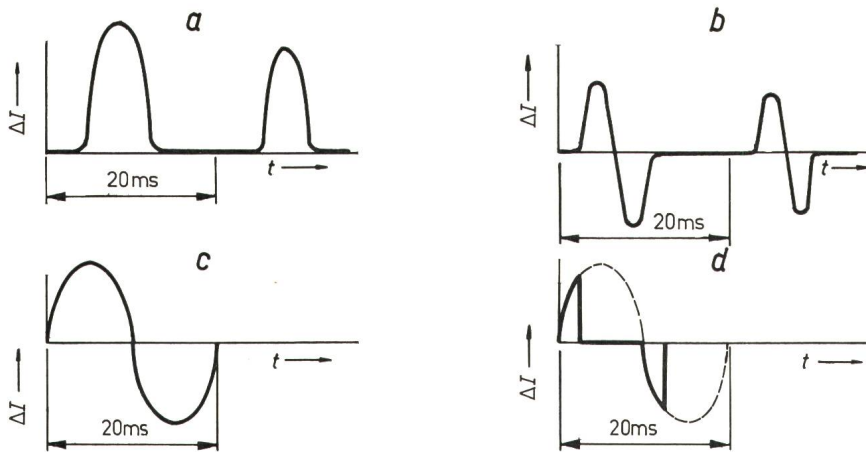


Fig. 4
Stromkurvenformen

a und b typische Einschaltstromstösse bei Transformatoren; c Differentialstrom bei ungesättigtem Wandler; d das gleiche bei gesättigtem Wandler; ΔI Differentialstrom; t Zeit

als Sicherheit gegen Fehlauflösungen mindestens zwei Messungen notwendig, womit die herkömmlichen Doppelsysteme dieser Schutzrichtungen nachgebildet werden.

Beim Transformatorendifferentialschutz kommt das Problem der Einschaltsicherheit noch hinzu. Eine vorgeschlagene Lösung besteht in der Kurvenformanalyse des Stromes. In Fig. 4a und b werden typische Einschaltstromstösse eines Transformators, in Fig. 4c und d normale Fehlerströme mit ungesättigten bzw. gesättigten Wandlern gezeigt. Der markante Unterschied zwischen den Figurenpaaren besteht darin, dass in den unteren Kurven die Maxima und Minima des Stromes um $\frac{1}{2}$ Periode, d.h. 10 ms oder 20+1 Messpunkte bei 500 μ s Abtastperiode auseinanderliegen, in den oberen jedoch um $\frac{1}{4}$ Periode (also 10+1 Messpunkte) bzw. 1 Periode (also 40+1 Messpunkte). Extremwerte der Funktion werden vom Rechner aus dem Vorzeichenwechsel der ersten Differenzen (Fig. 5) erkannt. Zu diesem Zwecke werden im Programm die Differenzen aufeinanderfolgender Momentanwerte gerechnet und ihre Vorzeichen verglichen. Bei jedem Vorzeichenwechsel dieser ersten Differenzen liegt ein Extremwert: geht der Vorzeichenwechsel vom Positiven ins Negative so handelt es sich um ein Maximum, andernfalls um ein Minimum. Der Transformatorendifferentialschutz wird dadurch in seiner Auslösung um eine halbe Periode verzögert. Bei schweren Kurzschlüssen, d.h. für $I_K > 10 \times$ Nennstrom kann jedoch, da die Einschaltstromstösse erfahrungsgemäss diesen Wert nicht überschreiten, auf die Kurvenformanalyse verzichtet, und im optimalen Fall, d.h. bei Kurzschlusseintritt in der Nähe des Strommaximums bereits nach zwei Messungen also theoretisch 1 ms durch das TD-Programm ausgelöst werden.

3.2 Distanzschutzprogramme Z1, Z2 und Z3

Hat gemäss Fig. 2 das GD-Programm den vorhandenen Fehler nicht im Unterwerk festgestellt, so muss er ausserhalb dessen liegen. Nun wäre es möglich, auf jede Leitung nach einer gewählten Sequenz das Distanzschutzprogramm Z3 anzuwenden. Dies erfordert unter Umständen, also wenn der Fehler auf der letzten getesteten Leitung liegt, viel Zeit, da etwa 110 Gleichungen berechnet werden müssen. Zweckmässiger ist es daher, zuerst die fehlerbehaftete Leitung herauszufinden.

Diese wird mit dem «FLS-Programm» in einfacher Weise bestimmt, indem vom Rechner der grösste aller Leitungsströme herausgesucht wird; die zugehörige Leitung ist dann die defekte und für diese wird dann das spezifische Z3s-Programm aufgerufen.

Zur Erläuterung zeigt Fig. 6 die Staffeln eines Dreistufendistanzrelais, Fig. 7 das Messprinzip eines klassischen Distanzrelais der 1. oder 2. Schutzgeneration beim Arbeiten mit einem Leitungsabbild. Ist die Differenzspannung ΔU positiv, so erfolgt die Auslösung. Handelt es sich um einen Erdkurzschluss, dann sind in der Praxis die Verhältnisse sehr

ähnlich zu Fig. 7, d.h. es wird mit der Nullspannung polarisiert, und es gilt nun zu bestimmen ob ΔU eine Komponente hat, die in Phase mit der Polarisationsspannung U_1 liegt, anders gesagt, ob ΔU in benachbarten Quadranten liegt, also für vertikal nach oben gerichteter Lage von U_1 in den Quadranten I oder IV.

Demnach ist eine Quadrantenbestimmung der beiden Spannungen notwendig. Dies erfolgt durch zweimaliges Differenzieren der Sinusfunktionen, die sie ja darstellen. Statt zu differenzieren rechnet der Computer die ersten und zweiten Differenzen der Spannung, wodurch sich für die einzelnen Quadranten ein Vorzeichenschema nach Fig. 8a ergibt. Die Differenzspannung selbst wird vom Prozessrechner nicht in Analogtechnik an einer Drosselspule und einem Widerstand hergestellt, sondern gemäss Fig. 8b gerechnet. Dort ist in der 1. Zeile die Gleichung für einen 2-phasigen Kurzschluss ST in Vektorform, in der 2. Zeile in Momentanwert-Schreibweise angegeben und in der dritten sind für die n-te Messung die Differentiale durch Differenzen ersetzt worden. Je nach Vorzeichenpaar kann die Quadrantenlage ermittelt werden. Untersuchungen haben gezeigt, dass in Abhängigkeit von der Quadrantenlage Mittelwerte der n-1-ten bzw. n+1-ten Differenzen zu nehmen sind, um den Rechenfehler klein zu halten. Weiters ist zu beachten, dass durch Verwendung der 1. und 2. Differenzen anstelle der (schnelleren Methode) Momentanwerte und der 1. Differenzen eine Elimination des Gleichstromgliedes möglich ist, da der Differentialquotient einer Konstanten bekanntlich gleich Null ist.

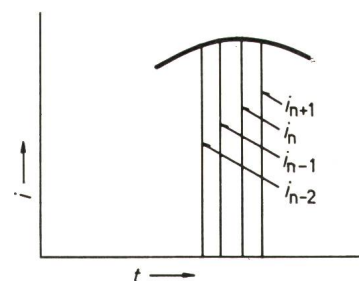


Fig. 5

Prinzip der Ermittlung von Extremwerten durch den Prozessrechner

Zwischen dem Vorzeichenwechsel der 1. Differenzen Δi_i liegt ein Extremwert; hier liegt er zwischen i_n und i_{n+1} und ist ein Maximum, da der Wechsel vom positiven zum negativen Vorzeichen erfolgt: $i_{n-1} - i_{n-2} = \Delta i_{n-1}$ positiv; $i_n - i_{n-2} = \Delta i_n$ positiv; $i_{n+1} - i_n = \Delta i_{n-2}$ negativ; i_i Momentanwerte des Stromes; erste Differenzen des Stromes i : $\Delta i_i = i_i - i_{i-1}$; t Zeit

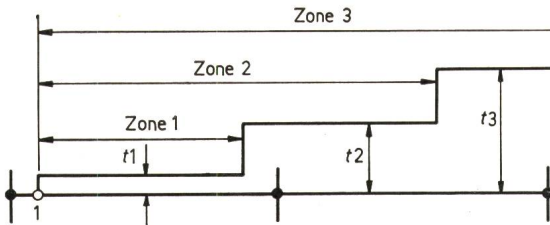


Fig. 6
Distanzschutz, Anordnung der Staffelzonen
t1, t2, t3 Auslösezeiten für die 1., 2. bzw. 3. Zone

Die Arbeitsweise ist nun wie folgt: hat die Zone 3 einen Fehler detektiert, so erhalten das eigene Z3 und Z1 erhöhte Priorität. Liegt der Fehler nicht in der ersten Zone, so wird Z2 über ein um die Staffelzeit Δt verzögertes Zeitorgan aufgerufen. Andernfalls wird durch Z3 nach $2\Delta t$ ausgelöst.

Als Nebenprodukt lässt sich für Zone 1 noch die Fehlerdistanz ausdrücken, da diese ja direkt dem ΔU proportional ist. Dies ist eine neue technische Eigenschaft, die die herkömmlichen Distanzrelais nicht hatten.

Weiters kann das Distanzprogramm auch für 3-phasige sachte Kurzschlüsse am Relais einbauort zufolge der dauernden Speicherung der Spannungswerte noch richtig messen, womit das Gedächtnis herkömmlicher Distanzrelais nachgebildet wird.

Übergreif-, Mitnahme- und Wiedereinschaltlogiken lassen sich ebenfalls in hier nicht näher beschriebener Weise realisieren.

Könnte während einer Periode kein Fehler gefunden werden (Fig. 2), bzw. wurde ein Anlagenteil richtig weggeschaltet, so wird nach einer Periode von den Fehlerprogrammen auf das Ruheprogramm RP umgeschaltet. Nebst einer Regeneration der Prioritäten erfolgt dies über ein Beruhigungsprogramm B, welches vor allem aus den gespeicherten Momentanwerten der Phasenspannungen die verketteten und die Nullspannung ausrechnet.

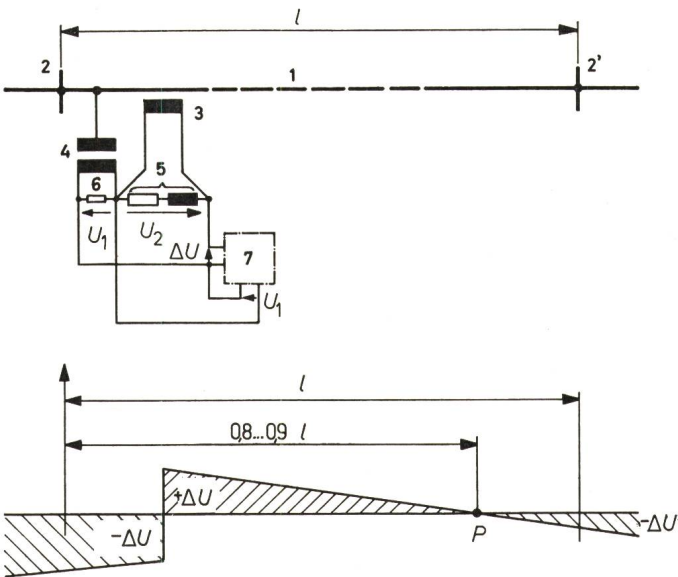


Fig. 7
Distanzprinzip mit Leitungsabbild bei einem klassischen Distanzrelais
1 geschützte Leitungen; 2, 2' Sammelschiene; 3 Stromwandler; 4 Spannungswandler; 5 Leitungsabbild; 6 Widerstand; 7 Distanzrelais; U_1 Polarisationsspannung; U_2 Abbildspannung; ΔU Differenzspannung = Relaisarbeitsspannung; l Leitungslänge; P Staffelpunkt (Grenze der 1. Zone in Richtung Leitung)

3.3 Allgemeine Schutzanwendungen

Selbstverständlich kann im Falle eines Kraftwerkes für den Schutz der Generatoren, gleichartig, wie oben beschrieben, vorgegangen werden. Durch die im Vergleich zu Leitungen grössere Mannigfaltigkeit an Fehlerarten (Windungs-, Wicklungs-, Rotorerdschlüsse usw.) ergibt sich eine grössere Anzahl von Fehlerprogrammen. Durch die langen Entregungszeiten der Generatoren bedingt sind jedoch die Anforderungen an die Auslösegeschwindigkeit des Schutzes hier nicht so hoch. Für den thermischen Überlastschutz der Generatorwicklungen — und auch bei Transformatoren und Kabeln — lässt sich übrigens die Speichereigenschaft des Rechners in der Weise ausnutzen, dass das Integral aller Stromquadrate über die Zeit gebildet wird und solcherart festgestellt werden kann, wann die Wicklung an die Grenze ihrer thermischen Lebensdauer kommt. Derart braucht nicht erst ein dadurch entstehender Erd- oder Kurzschluss abgewartet werden, sondern es ist ein

Differenzen	Quadrant				
	I	II	III	IV	
Erste	+	-	-	+	$(\sin \omega t)'$
Zweite	-	-	+	+	$(\sin \omega t)''$

$$\Delta \bar{U}_{ST} = \bar{U}_{ST} - (\bar{I}_T - \bar{I}_S) Z$$

$$\Delta U = (U_T - U_S) - l \cdot d/dt (I_T - I_S) - R_l (I_T - I_S)$$

$$\Delta U_n = (U_{Tn} - U_{Sn}) - (l/\Delta t) [I_{Tn-1} - I_{Tn-1} + I_{Sn-1} - I_{Sn}] - R (I_{Tn} - I_{Sn})$$

Fig. 8

Distanzschutzprogramm des Prozessrechners

a Ermittlung der Vektorlage (Quadrantenbestimmung)

b Berechnung einer Differenzspannung (= «Relais»-Arbeitsspannung)

vorbeugender Austausch der Wicklungen — bzw. des Kabels — möglich.

Weiters ist noch zu bemerken, dass die oben beschriebene Technik der Fehlerdetektion und -selektionierung nur eine von verschiedenen Möglichkeiten darstellt. Es ist in Abhängigkeit von der Art und Topologie des geschützten Anlagenteils jeweils zu prüfen, ob nicht durch eine andere als die in Fig. 2 angegebene Programmstrategie — z.B. Ermittlung der fehlerbehafteten Phasen durch direkte Messung statt Rechnung der verketteten und Nullspannungen; anstatt Distanzstufenermittlung direkte Berechnung der Fehlerimpedanz usw. — ein optimalerer Einsatz des Prozessrechners erreicht werden kann. In den allermeisten Fällen wird eine hohe Auslösegeschwindigkeit durch den Rechner angestrebt werden. Optimal ist dann so vorzugehen, dass die Rechnungsschritte für jeden einzelnen Fehlerfall gesondert untersucht werden, und in Abhängigkeit von der Schwere der Auswirkungen des betreffenden Fehlers eine Gewichtung durchgeführt wird. Die statistisch gefundene Strategie mit der niedrigsten Auslösezeitensumme für alle Fehler wird die optimalste sein.

Die Sicherheit von Rechnern durch Verwendung von Duplexsystemen wurde bereits an anderer Stelle beschrieben [1]. Hier sei noch bemerkt, dass Schutzsysteme ganz besonders hohen Sicherheitsanforderungen genügen müssen. Gleich Handsteuerung in Schaltanlagen wird man daher als Reserve-

schutz klassische Schutzrelais der 1. und 2. Generation zusammengefasst in vereinfachten Schutzsystemen verwenden.

Interessante Aspekte werden sich in Zusammenarbeit mit Leistungsschaltern mit gering streuenden Ausschaltzeiten dadurch ergeben, dass der Rechner durch Vorausberechnung der Sinuskurven und unter Berücksichtigung der Gleichstromkonstanten von Netz und Wandler, die Nulldurchgänge der Ströme ermittelt und den Ausschaltbefehl — eventuell verzögert — unter einem solchen «Vorhaltewinkel» gibt, dass die Schalterbeanspruchung ein Minimum wird.

Weitere interessante Gesichtspunkte werden sich dann ergeben, wenn es möglich sein wird, ganze Netze durch Rechner zu schützen. Dem stehen heute die beschränkten Telegraphiergeschwindigkeiten von etwa 2000 Bd der heute industriell gefertigten Übertragungskanäle als wesentliches Hindernis entgegen.

4. Schlussfolgerungen

Zusammenfassend können folgende Vorteile mit diesem Schutzsystem der 3. Generation festgehalten werden:

a) Die Schalterauslösung ist mit erreichbaren «Relaiszeiten» von minimal 4 ms und maximal 10 ms schneller und die Fehlauflöse-sicherheit (durch Doppelmessungen zu unterschiedlichen Zeiten) grösser.

b) Die Zuverlässigkeit ist grösser, da die hardware des Computers dauernd beansprucht wird, die von Schutzrelais praktisch nie. (Z.B. ist das Verhältnis Arbeitszeit zu Ruhezeit bei einem Distanzrelais mit 5 Auslösungen der 1. Stufe/Jahr 1:30 Millionen, bei einem Sammelschienen-schutz, der statistisch alle 10 Jahre 1mal in maximal 0,1 s auslöst, sogar 1:3 Milliarden.)

c) Die Wirtschaftlichkeit ist höher, da die Kosten mit Nichtschutzfunktionen wie Messwertverarbeitungen und Steuer- und Regelfunktionen geteilt werden können.

d) Es können Nebeneffekte, wie z.B. genaue Fehlerdistanz-messung fast ohne Aufwand erhalten werden.

Langzeitig gesehen ergeben sich somit durchaus positive Perspektiven. Als derzeitiges Haupthindernisse sind zu nennen:

a) Der Programmieraufwand ist hoch und erfahrene Echtzeit-programmierer sind Mangelware.

b) Es müssen geeignete störsichere A/D-Wandler für die Ein-gänge zur Verfügung stehen [3].

c) Die Anforderungen an die Rechnergeschwindigkeit sind hoch (im skizzierten Beispiel müssen z.B. in 300 μ s etwa 30 Multiplikatio-nen, 80 Additionen und 3 Linksverschiebungen durchgeführt wer-den).

c) Es sind auch die Sicherheitsanforderungen zu nennen: Ein Kraftwerk stellt für einen Computer von vornherein nicht den ge-wohnten Lebensraum dar, so dass ein entsprechender hard- und softwareaufwand für eine hinreichende Fehlauflöse-sicherheit erforder-lich ist.

d) Es erscheint gefährlich, Betriebsprogramme mit Schutzpro-grammen zu mischen. Denn eine Programmänderung bei ersteren kann Rückwirkungen bei letzteren haben.

Literatur

- [1] A. Kolar: Einsatz von Computern in elektrischen Netzen. Bull. SEV 61(1970)4, S. 171...176.
- [2] H. Hotes: Digitalrechner in technischen Prozessen. Berlin, Verlag De Gruyter, 1967.
- [3] A. Lawrence: Massnahmen gegen Störspannungen im Eingang von Pro-zessrechnern. Regelungstechnik 15(1967)12, S. 540...546.

Adresse des Autors:

A. Kolar, Diplomingenieur, Sprecher & Schuh AG, Suhr.

Kurzberichte — Nouvelles brèves

Magnetdioden sind Halbleiterbauelemente, deren innerer Widerstand sich in Abhängigkeit eines externen Magnetfeldes ändert. Mit ihrer Hilfe lassen sich nichtelektrische in elektrische Grössen umformen. Die Magnetdioden eignen sich für die Kom-mutierung von Gleichstrommotoren sowie für die Messung von Drücken und Drehzahlen, um nur einige Beispiele zu nennen.

1 kW Leistung hat ein Leuchtturm, das in einem Leuchtturm an der englischen Küste in Betrieb genommen wurde. Das Licht des Leuchtturmes hat eine Reichweite von etwa 80 km. Es blitzt alle 20 s auf. Ausser dem Leuchtturm sind in dem Leuchtturm ein Nebelhorn, ein Feueralarm und ein Nachrichtensystem mit Mittelwellen- und VHF-Bereich installiert. Die Anlage wird von drei Personen bedient. Sie ersetzt ein Leuchtschiff mit sieben Mann Besatzung. In dem Turm sind neben den Wohnräumen für das Personal eine Werkstätte, ein Kontrollraum und ein Heizraum eingebaut. Die elektrische Energie für alle Anlagen liefern vier Dieselelektrische Umformer.

Chile und Indonesien werden gemäss einem Abkommen mit der Internationalen Atomenergie-Organisation von den USA Kernbrennstoff für Forschungsreaktoren erhalten. Es handelt sich in Santiago de Chile um einen HERALD-Forschungsreaktor und in Bandung (Indonesien) um einen Reaktor vom Typ TRIGA II. Für die Herstellung von Brennelementen sind für Chile 9,57 kg und für Indonesien 3,36 kg Uran-235 vorgesehen.

Das Kraftwerk einer Eisenhütte wird durch Dreipunktregler gesteuert. Es gibt eine Leistung von 17,25 MW ab, mit der es den Energiebedarf von drei Hochöfen, der Hilfsmaschinen und Be-leuchtung sowie die Wärme für die Zentralheizung und Heiss-wasserversorgung liefert. Die für die Stromerzeugung benötigte Gasturbine wird durch Pressluft, deren Temperatur in einigen Stufen auf 710 °C erhitzt wird, angetrieben. Der ganze Tempera-turkreislauf wird durch Dreipunktregler mit PI-Charakteristik ge-steuert.

Ein Reflexklystron mit Siedewasserkühlung ist unempfindlich für Schwankungen der Umgebungstemperatur. Seine Stabili-tät entspricht den CCIR-Forderungen. Die neue Ausführung dieses Klystrons hat einen niedrigen Kühlmittelverlust, so dass das Klystron längere Zeit ohne Ergänzung des Kühlmittels arbeiten kann. Der Frequenzbereich, der durch 8 Röhren überdeckt wird, geht von 6125...7900 MHz. Der Bereich der elektronischen Ab-stimmung ist 35 MHz breit. Das Klystron kann im Mittel 1,2 W Hochfrequenzleistung abgeben.

Der Hochtemperatur-Versuchsreaktor, der für die AVR (Ar-beitsgemeinschaft Versuchsreaktor) in Deutschland errichtet wur-de, hat bereits mehr als 100 Millionen Kilowattstunden elektrischer Energie erzeugt. nA den Betriebskosten dieses Reaktors hat sich in den Jahren 1964...1967 die Euratom beteiligt.

Acetalhomopolymer soll der ideale Kunststoff für Mikrophon-gehäuse und Kopfhörer-Mikrophonkombinationen sein. Aus die-sem Material werden Mikrophonegehäuse für Rundspruch und Fernsehen, die den höchsten Ansprüchen entsprechen müssen, an-gefertigt. Bei einem Dauerversuch liess man ein Mikrophon 120 000mal aus einer Höhe von 20 cm abwechselnd auf Stein und Holz fallen. Nach diesem Versuch arbeitete das Mikrophon noch einwandfrei.

Ein neues Verkehrssignalsystem wird auf einer 5 km langen fünfspurigen Strasse Berlins in Richtung Spandau erprobt. Diese Strasse ist bei starkem Ausflugsverkehr oder nach Grossveran-staltungen im Olympiastadion stark überlastet. Ein Teil der fünf Spuren kann je nach Bedarf für den Verkehr in der einen oder anderen Richtung freigegeben werden. Zur Signalisierung, welche Spuren für den Stadtauswärtsverkehr und welche Spuren für den Stadteinwärtsverkehr bestimmt sind, werden über dem Strassen-zug 30 Portale errichtet, auf denen die Verkehrsrichtung jeder Spur angezeigt ist. Die Steuerung der Anlage erfolgt durch einen Verkehrsrechner in Berlin-Spandau.