



(19)

österreichisches
patentamt

(10)

AT 413 769 B 2006-05-15

(12)

Patentschrift

- (21) Anmeldenummer: A 957/2002 (51) Int. Cl.⁷: G01R 31/08
(22) Anmeldetag: 2002-06-26
(42) Beginn der Patentdauer: 2005-09-15
(45) Ausgabetag: 2006-05-15

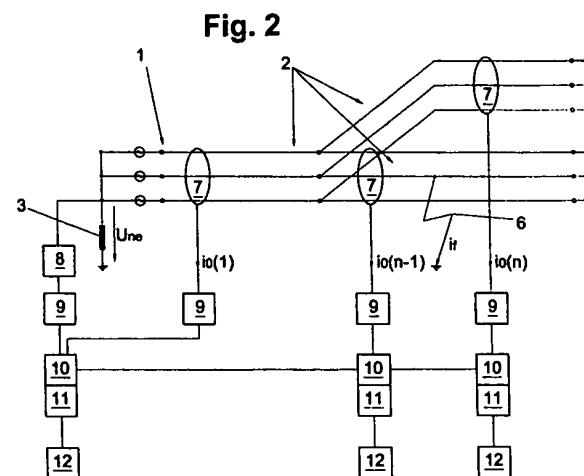
(56) Entgegenhaltungen:
DE 4329381A1 EP 0573333A
WO 96/13888 WO 02/15358A1
EP 093025A2

(73) Patentinhaber:
ADAPTIVE REGELSYSTEME
GESELLSCHAFT MBH
A-5020 SALZBURG, SALZBURG (AT).

(72) Erfinder:
LEIKERMOSEN ALBERT
SALZBURG, SALZBURG (AT).

(54) VERFAHREN ZUR BESTIMMUNG EINES PARAMETERS EINES ELEKTRISCHEN NETZES

(57) Herkömmliche Methoden zur Ortung von Erdfehlern liefern für hochohmige Erdfehler unzuverlässige Ergebnisse bzw. sind dafür überhaupt nicht geeignet, weshalb es notwendig ist neue Verfahren zur Erkennung von hochohmigen Erdfehlern anzugeben. Die vorliegende Erfindung zeigt nun ein solches Verfahren wobei die Erdadmittanz b.z.w. Nulladmittanz eines Leitungsabschnittes bzw. -abzweiges durch Einspeisen eines Hilfssignal mit einer Frequenz ungleich der Netzfrequenz ermittelt und zur Erkennung von Erdfehlern herangezogen wird.



Die gegenständliche Erfindung betrifft ein Verfahren zur Bestimmung mindestens eines Parameters, insbesondere eines Parameters des Nullsystems, eines elektrischen Netzes, vorzugsweise mit induktiv oder über ohmschen Widerstand geerdetem oder isoliertem Sternpunkt, und/oder eines Leitungsabschnittes bzw. Leitungsabzweiges davon, insbesondere die Nulladmittanz Y , die Phasensumme der Leitwerte der ohmschen Ableitungen g und/oder die Phasensumme der Ableitkapazitäten C und/oder den Unsymmetriestrom i_v , wobei in den Netzsternpunkt oder in das Nullsystem des elektrischen Netzes zumindest zeitweise ein Hilfssignal mit einer Kreisfrequenz ω , ungleich der Netzkreisfrequenz ω_N und ungleich deren ganzzahlig unge-
radzahliger Vielfacher eingespeist wird.

5 Wie aus der Literatur bekannt, führen mittel- bis niederohmige Erdfehler im sternpunkt kompen-
sierten Netz zu einem starken Anstieg der Amplitude des netzfrequenten Anteiles der Stern-
punkt-Verlagerungsspannung. Diese Tatsache wird üblicherweise dazu benutzt, das Vorhan-
densein von Erdfehlern zu erkennen. Bei höher- bis hochohmigen Erdfehlern, im Bereich von
10 einigen zehn Kilohm aufwärts, wie sie zum Beispiel durch das Berühren einer Phasenleitung
mit dem Ast eines Baumes entstehen können, liegen die Fehlerströme größtenteils im Bereich
15 der Unsymmetrieströme des Netzes. Dies kann dazu führen, dass die Amplitude des netzfrequen-
tienten Anteiles der Sternpunkt-Verlagerungsspannung beim Eintritt von derartig hochohmigen
20 Erdfehlern sogar sinkt, anstatt, wie dies bei niederohmigeren Erdfehlern der Fall ist, anzusteigen.
Zusätzlich ist auch festzustellen, dass übliche Fehlererkennungseinrichtungen in stern-
punkt kompensierten Netzen, wie z.B. ein Schutzrelais, aufgrund der Kleinheit der Messsignale
25 bei hochohmigen Erdfehlern erfahrungsgemäß unsicher funktionieren, sodass in solchen Situa-
tionen auf diesem Wege keine zuverlässige Information über das Vorliegen eines Erdfehlers im
Netz abgeleitet werden kann.

25 Ferner ist zu bedenken, dass der netzfrequente Anteil der Sternpunkt-Verlagerungsspannung
allein schon wegen der schwankenden Unsymmetrieströme ebenfalls zeitlichen Änderungen
unterliegt. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass sich die ohmschen Ableitungen des Netzes
30 aufgrund von klimatischen Veränderungen ebenfalls stark ändern können.

30 Also bedarf es neuer Methoden zur Erkennung der Fehlerhaftigkeit des sternpunkt kompensier-
ten Netzes speziell im Zusammenhang mit hochohmigen Erdfehlern.

35 Aus der WO 02/15355 ist beispielsweise ein Verfahren zur Ortung von hochohmigen Erdfehlern
offenbart, wobei ein Signal mit Netzkreisfrequenz in das Nullsystem des Netzes derart einge-
speist wird, dass die Sternpunkt-Verlagerungsspannung kompensiert wird. Das Erkennen eines
40 Erdfehlers erfolgt dann direkt anhand des Betrages des eingespeisten Hilfssignals bei Netz-
kreisfrequenz. Bei diesem Verfahren wird ein weiteres Hilfssignal ungleich der Netzkreisfre-
quenz eingespeist, wobei dieses Signal lediglich zur Abstimmung der Löschspule verwendet
45 wird. Sowohl die Ortung von Erdfehlern, als auch das Abstimmen der Löschspule erfolgt bei
diesem Verfahren bei kompensierter Sternpunkt-Verlagerungsspannung. Zur Erkennung eines
Erdfehlers ist also in der WO 02/15355 also notwendig, zumindest ein Hilfssignal nach Betrag
und Phase zu regeln, um die Sternpunkt-Verlagerungsspannung zu kompensieren, da nur dann
ein zuverlässiges Orten von Erdfehlern mit diesem Verfahren möglich ist. Eine solche Regelung
ist jedoch in der Praxis aufwendig.

50 Die gegenständliche Erfindung stellt sich daher die Aufgabe ein einfache umsetzbares Verfahren
zur Bestimmung von Parametern eines elektrischen Netzes bzw. von Leitungsabschnitten oder
Leitungsabzweigen anzugeben, mittels denen in weiterer Folge eine zuverlässige Erkennung
und Ortung von, im speziellen hochohmigen, Erdfehlern, Schalthandlungen bzw. eine Abstim-
mung einer Löschspule ermöglicht wird.

55 Diese Aufgabe wird erfindungsgemäß dadurch gelöst, dass zumindest ein Parameter aus dem
Nullstrom i_0 und der Verlagerungsspannung U_{ne} bezüglich der gewählten Einspeisekreisfre-
quenz ω , ermittelt wird.

Die Parameter, speziell jene des Nullsystems des betrachteten Leitungsabschnittes, können damit auf sehr einfacher Weise ermittelt werden, wobei an den Betrag und den Phasenbezug des Einspeisesignals im Wesentlichen keinerlei Anforderungen gestellt werden.

- 5 Als weiterer wichtiger Parameter eines elektrischen Netzes oder eines Leitungsabschnittes wird vorteilhafter Weise der sogenannte Unsymmetriestrom i_s bezüglich der Netzkreisfrequenz ω_N ermittelt, der in Folge für weitere Auswertungen herangezogen werden kann.
- 10 Diese Parameter werden günstiger Weise zumindest für eine Anzahl der (n) Leitungsabschnitte bzw. Leitungsabzweige eines elektrischen Netzes und/oder für das Gesamtnetz ermittelt. Die Ermittlung der Parameter des Nullsystems für das Gesamtnetz erfolgt dabei entweder über Aufsummieren der einzelnen Abzweigparameter oder alternativ durch Berechnung anhand des Summennullstromes.
- 15 Das erfindungsgemäße Verfahren ermöglicht es somit, wichtige Parameter des elektrischen Versorgungsnetzes auf sehr einfache Art und Weise zu ermitteln, die dann für weitere Auswertungen herangezogen oder zur Ermittlung weiterer wichtiger Kenngrößen des Netzes, wie des Wattreststromes oder des Spulenresonanzstromes, verwendet werden.
- 20 Besonders vorteilhaft werden die ermittelten Parameter zur Ortung von Erdfehlern herangezogen, wobei ein Erdfehler dann erkannt und gegebenenfalls angezeigt wird, wenn der Realteil bzw. die Realteiländerung der Nulladmittanz Y für eine vorgegebene Zeitspanne eine vorgegebene Fehlerschwelle überschreitet. Ein Erdfehler kann also anhand der sehr einfach ermittelten Parameter des Netzes erkannt werden, wodurch die Erdfehlererkennung ausgesprochen einfach und trotzdem zuverlässig vorgenommen werden kann.
- 25

Darüber hinaus kann auch eine Schalthandlung im Gesamtnetz oder innerhalb eines Leitungsabschnittes bzw. -abzweiges sehr einfach anhand der ermittelten Parameter erkannt und gegebenenfalls angezeigt werden, indem der Imaginärteil bzw. die Imaginärteiländerung der Nulladmittanz Y mit einer Fehlerschwelle verglichen wird. Damit wird ausgeschlossen, dass eine Schalthandlung irrtümlich als Erdfehler angezeigt wird.

Ein einfach umsetzbares Verfahren erhält man, wenn man im Falle eines Erdfehlers die unmittelbar vor Eintritt des Erdfehlers ermittelten Parameter des Nullsystems des betrachteten Leitungsstückes zur Auswertung des Fehlerzustandes heranzieht. Damit gelingt es auch, die fehlerhafte Phase einfach zu detektieren.

Zur Umsetzung des Verfahrens wird vorteilhafter Weise ein nichtnetzfrequenter Spektralanteil der Fourier-Transformierten des Nullstromes i_0 des betrachteten Leitungsabschnittes bzw. -abzweiges bzw. vom Summennullstrom i_{0s} und der entsprechende nichtnetzfrequente Spektralanteil der Fourier-Transformierten der Verlagerungsspannung U_{ne} bestimmt und der Berechnung zugeführt. Vielfach werden diese Signale in bestehenden elektrischen Anlagen bereits gemessen, sodass diese Messwerte direkt zur Auswertung herangezogen werden können.

45 Um die weitere Verarbeitung zu vereinfachen, werden die Momentanwerte des Nullstromes i_0 des Leitungsabschnittes bzw. -abzweiges bzw. des Summennullstrom i_{0s} und der Verlagerungsspannung U_{ne} zu zeitlich äquidistanten Zeitpunkten abgetastet und in digitaler Form in einem digitalen Speicher abgelegt. Damit kann die Auswertung, beispielsweise durch numerische Verfahren, in digitaler Form, z.B. auf einem Computer erfolgen, was die Flexibilität dieses Verfahren erheblich erhöht.

50

55 Günstiger Weise werden für jede Messgröße zu zeitlich äquidistanten Zeitpunkten eine Folge mit vorgegebener Anzahl N von aufeinanderfolgenden Momentanwerten dieser Messgröße mit einem Analog - Digitalwandler gemessen und digitalisiert, dann abgespeichert und die Auswertung anhand dieser Messwertfolgen durchgeführt. Die eigentliche Auswertung der Messwerte

erfolgt vorteilhaft mit der Fast (FFT) oder der diskreten (DFT) Fourier Transformation.

Die Erfindung wird anhand der folgenden Erläuterungen unter Bezugnahme auf die begleitenden beispielhaften und schematischen Zeichnungen Fig. 1 und Fig. 2 näher beschrieben. In den Zeichnungen zeigt

Fig. 1 das elektrische Ersatzschaltbild des Nullsystems eines Abzweiges eines sternpunkt kompensierte Netzes mit induktiver Sternpunktterdung und
Fig. 2 eine beispielhafte Anordnung zur Bestimmung der Parameter des Netzes.

In Fig. 1 ist das bekannte elektrische Ersatzschaltbild eines Leitungsabschnittes eines elektrischen Versorgungsnetzes 1 dargestellt. Zwischen dem Transformatorsternpunkt 4 und dem Erdungspunkt 5 befindet sich beispielhaft eine Löschspule 3, die durch einen ohmschen Leitwert g_L und einer Induktivität L beschrieben wird. Wird das Netz widerstandsgeerdet betrieben, so wird der Erdungswiderstand durch den Leitwert g repräsentiert, während die Induktivität L entfällt. Die Streuinduktivitäten sowie die ohmschen Widerstände der Sekundärwicklung des Speisetransformators werden durch die für alle drei Phasen als gleich groß angenommenen Längsimpedanzen Z_{LT} repräsentiert. In das Netz, hier bestehend aus nur einem Leitungsabschnitt, werden die Phasenspannungen U_1 , U_2 und U_3 eingespeist und es fließen die Phasenströme i_1 , i_2 und i_3 . Zwischen den drei Phasen und der Erde liegen die Phasen-Erdspannungen U_{1E} , U_{2E} und U_{3E} an.

Ein Leitungsabschnitt wird, wie für den betrachteten Frequenzbereich von <100Hz zulässig, durch Leitungslängsimpedanzen Z_{LL} , bestehend aus einem ohmschen und einem induktiven Term, und Leitungsableitadmittanzen Y_{A1} , Y_{A2} und Y_{A3} , bestehend aus einer ohmschen und einer kapazitiven Komponente, beschrieben. Über die Leitungsableitadmittanzen Y_{A1} , Y_{A2} und Y_{A3} fließen die Ableitströme i_{A1} , i_{A2} und i_{A3} . Die Ableitströme i_{A1} , i_{A2} und i_{A3} fließen als Nullstrom i_0 dieses Leitungsabschnittes über die Löschspule 3 zum Transformatorsternpunkt 4 zurück. Am Erdungspunkt der Löschspule 3 vereinigen sich die Nullströme i_0 aller vorhandenen Leitungsabschnitte 2 zur Summe der Nullströme i_{0S} . Verbraucherseitig, repräsentiert durch Verbraucherimpedanzen Z_V , fließen die Verbraucherströme i_{V1} , i_{V2} und i_{V3} .

Dieses Ersatzschaltbild wird zur Herleitung von für das erfindungsgemäße Verfahren wichtigen Beziehungen verwendet.

Zu den folgenden Erläuterungen sei vorab angemerkt, dass sich die nachfolgenden Formeln, wenn nicht anders angemerkt, auf die Laplacetransformierten der jeweiligen elektrischen Größen beziehen, die vorkommenden elektrischen Größen zwecks Vereinfachung der Schreibweise jedoch nicht explizit als Funktion der komplexen Frequenzvariablen s geschrieben werden, also wird beispielsweise $U_{ne}(s)$ mit U_{ne} bezeichnet.

Wie aus dem elektrischen Ersatzschaltbild gemäß Fig. 1 entnommen werden kann, ergibt sich der Nullstrom i_0 , also die arithmetische Summe der einzelnen Phasenströme, eines beliebigen (n)-ten Leitungsabzweiges bzw. -abschnittes 2 als sehr gute Näherung aus der Beziehung

$$i_0 = U_{ne} \cdot Y + i_v + i_r,$$

mit der Nulladmittanz, bzw. gleichwertig auch als Erdadmittanz bezeichnet,

$Y = (Y_{A1} + Y_{A2} + Y_{A3})$ und dem Unsymmetriestrom, bzw. Verlagerungsstrom,

$i_v = (U_1 \cdot \Delta Y_{A1} + U_2 \cdot \Delta Y_{A2} + U_3 \cdot \Delta Y_{A3})$, wobei die ΔY_{Ai} die Unsymmetrie der Nulladmittanzen beschreiben, und dem im Fehlerfall vorhandenen Fehlerstrom i_r .

Der Term Y repräsentiert die Phasensumme der Ableitadmittanzen $Y = (Y_{A1} + Y_{A2} + Y_{A3})$ der drei Phasen, wobei sich die einzelnen Ableitadmittanzen aus einem resistiven g und einem kapazitiven Term C zusammensetzen, für den (n)-ten Leitungsabschnitt wird die Nulladmittanz

Y mit $Y(n)$ bezeichnet.

Betrachtet man die obigen Beziehungen für den Unsymmetriestrom i_v spektral, also $i_v(j\omega)$, so kann z.B. aufgrund einer Fourierreihenzerlegung der Phasenspannungen direkt daraus gefolgt

5 werden, dass der Spektralanteil des Unsymmetriestromes $i_v(j\omega)$ für Kreisfrequenzen ungleich der Netzkreisfrequenz ω_N und deren ganzzahlig ungeradzahligen Vielfachen Null sein muss, also unberücksichtigt bleiben kann.

10 Weiters erkennt man, dass der Unsymmetriestrom i_v unabhängig vom Nullsystem und somit von der Verlagerungsspannung U_{ne} ist.

15 Wird nun ein Signal mit einer Kreisfrequenz ω_i ungleich der Netzkreisfrequenz ω_N sowie deren ganzzahlig ungeradzahligen Vielfachen in den Netzsternpunkt bzw. in das Nullsystem eingespeist, wobei Einspeisen in das Nullsystem bedeutet, dass eine Größe, wie die Verlagerungsspannung, bezüglich Erde verändert wird, z.B. in Form eines Stromes über die Hilfswicklung der Erdschluss-Löschspule 3, kann bezüglich des (n)-ten Leitungsabschnittes oder Leitungsabzweiges 2 aus diesen Überlegungen direkt gefolgt werden:

$$i_0(n, j\omega_i) = U_{ne}(j\omega_i) \cdot Y(n, j\omega_i) + i_r(j\omega_i)$$

20

$$Y(n, j\omega_i) = g(n) + j\omega_i C(n).$$

25 Die Abzweignulladmittanz $Y(n, j\omega_i)$ des (n)-ten Leitungsabschnittes oder Leitungsabzweiges setzt sich aus der Phasensumme der Leitwerte der ohmschen Ableitungen $g(n)$, also einen resistiven Anteil, und der Phasensumme der Ableitkapazitäten $C(n)$, also einem kapazitiven Anteil, zusammen. Ist der (n)-te Leitungsabschnitt oder Leitungsabzweig nun fehlerfrei, so reduziert sich diese Gleichung auf

$$i_0(n, j\omega_i) = U_{ne}(j\omega_i) \cdot Y(n, j\omega_i),$$

30 woraus sich die Abzweigparameter $g(n)$ und $C(n)$ wie folgt berechnen lassen

$$g(n) = \operatorname{Re}[Y(n, j\omega_i)] = \operatorname{Re}\left[\frac{i_0(n, j\omega_i)}{U_{ne}(j\omega_i)}\right],$$

$$C(n) = \frac{1}{\omega_i} \operatorname{Im}[Y(n, j\omega_i)] = \frac{1}{\omega_i} \operatorname{Im}\left[\frac{i_0(n, j\omega_i)}{U_{ne}(j\omega_i)}\right],$$

40 wobei Re und Im für den Realteil und den Imaginärteil stehen. Damit können bei Kenntnis des Nullstromes i_0 des Leitungsabschnittes 2 und der Verlagerungsspannung U_{ne} bei der Injektionskreisfrequenz ω_i , beispielsweise bei Kenntnis von deren Spektralanteile, die Abzweignulladmittanz $Y(n, j\omega_i)$, bzw. die Abzweigparameter $g(n)$ und $C(n)$, sehr einfach ermittelt werden. Für einen fehlerbehafteten Abschnitt folgt dann aus dem Obigen konsequenterweise

45

$$\operatorname{Re}[Y(n, j\omega_i)] = g(n) + g_r.$$

Damit kann aber ein fehlerhafter Leitungsabschnitt oder Leitungsabzweig 2 sehr einfach ermittelt werden. Springt nämlich dieser Realteil plötzlich über eine vorwählbare Schwelle oder über-50 schreitet die Differenz vom aktuellen Realteil und dem Wert vergangener Realteile eine andere vorwählbare Schwelle, während der Imaginärteil weitestgehend konstant bleibt, so ist der Leitungsabschnitt bzw. Leitungsabzweig 2 fehlerhaft. Ändert sich hingegen plötzlich der Imaginärteil der Ableitadmittanz, also überschreitet z.B. der Absolutbetrag der Differenz vom aktuellen Imaginärteil und von vergangener Imaginärteile der Abschnittsnnulladmittanz $Y(n, j\omega_i)$ eine gewisse vorwählbare Schwelle für eine vordefinierte Zeit, während der Realteil weitgehend kon-

stant bleibt, so hat im überwachten Leitungsabschnitt bzw. -abzweig eine Zu- oder Abschaltung von einem oder mehreren Leitungsteilen stattgefunden.

Ein dritter wichtiger Abzweigparameter eines Leitungsabzweiges bzw. -abschnittes eines elektrischen Netzes ist der Unsymmetriestrom i_v , der wie oben gezeigt nur aus Spektralanteilen bezüglich der Netzkreisfrequenz ω_N sowie deren Oberwellen besteht, und der nun mittels der beiden Abzweigparameter $g(n)$ und $C(n)$ einfach aus der Beziehung

$$i_v(n, j\omega_N) = i_0(n, j\omega_N) - U_{ne}(j\omega_N) \cdot Y(n, j\omega_N)$$

$$10 \quad \text{mit } Y(n, j\omega_N) = g(n) + j\omega_N C(n)$$

ermittelt werden kann. Die Verlagerungsspannung U_{ne} und der Nullstrom i_0 des (n)-ten Leitungsabschnittes bzw. -abzweiges, könnten z.B. durch Messung gewonnen werden. Die Spektralanteile der Verlagerungsspannung U_{ne} und des Nullstromes i_0 bezüglich der Netzkreisfrequenz ω_N des (n)-ten Leitungsabschnittes bzw. -abzweiges sind beispielsweise durch Anwendung einer Fouriertransformation, einer Fast- (FFT) oder diskreten Fouriertransformation (DFT), der Messwerte oder durch frequenzselektive Vorfilterung und nachfolgende Berechnung von Betrag und Phase der jeweiligen Messgröße oder durch andere gleichwertige Methoden im Zeit- oder Frequenzbereich ermittelbar.

Für das Gesamtnetz 1, also der Summe aller (n) Leitungsabschnitte bzw. Leitungsabzweige 2, erhält man natürlich äquivalente Beziehungen, da sich der über die Löschspule 3 rückfließende Nullstrom i_{0S} , der z.B. an der Hauptwicklung der Löschspule 3 gemessen werden kann, als Summe der Nullströme i_0 der einzelnen (n) Leitungsabschnitte bzw. Leitungsabzweige 2 ergibt, also die obigen Gleichungen für das Gesamtnetz 1 in der Form

$$i_{0S}(j\omega_i) = U_{ne}(j\omega_i) \cdot Y_S(j\omega_i) + i_v(j\omega_i),$$

$$30 \quad i_{vS}(j\omega_N) = i_{0S}(j\omega_N) - U_{ne}(j\omega_N) \cdot Y_S(j\omega_N) \quad \text{mit}$$

$$Y_S(j\omega_N) = g_S + j\omega_N C_S$$

darstellbar ist. Dabei entspricht g_S der Summe der ohmschen Ableitungen und C_S der Summe der Phasenerdkapazitäten, bzw. Phasenableitkapazitäten, über alle Leitungsabschnitte bzw. Leitungsabzweige des Gesamtnetzes 1 und $i_{vS}(j\omega_N)$ dem netzfrequenten Anteil des Verlagerungsstromes vom Gesamtnetz 1.

Daraus folgt aber auch weiters, dass die Parameter g_S , C_S und $i_{vS}(j\omega_N)$ des Gesamtnetzes 1 entweder durch Aufsummieren der einzelnen Abzweigparameter $g(n)$, $C(n)$ und $i_v(n, j\omega_N)$, oder durch Berechnung, wie oben gezeigt, erfolgen kann.

Die Auswertung zur Bestimmung eines Erdfehlers 6 im Gesamtnetz 1 erfolgt selbstverständlich ebenfalls analog wie oben beschrieben, also durch Auswertung der Real- und Imaginärteile der Summennulladmittanz $Y_S(j\omega_i)$.

Eine geeignete Methode zu Bestimmung der Abzweigparameter $g(n)$, $C(n)$ und $i_v(n, j\omega_N)$ bzw. der Parameter g_S , C_S und $i_{vS}(j\omega_N)$ des Gesamtnetzes 1 wird nun mit Hilfe der Fig. 2 näher beschrieben, wobei ausdrücklich darauf hingewiesen wird, dass diese Methode lediglich beispielhaft angeführt wird, da es, wie weiter unten angemerkt, eine Vielzahl von möglichen Verfahren zur Bestimmung dieser Parameter gibt.

Die Terme $i_0(n, j\omega_i)$ bzw. $i_{0S}(j\omega_i)$ und $U_{ne}(j\omega_i)$ können beispielsweise durch Signalabtastung eines Nullstrommeßsignals mit einer geeigneten Strommesseinheit 7 und eines Sternpunkt-Verlagerungsspannungsmesssignals mit einer geeigneten Spannungsmesseinheit 8 mit einer

geeigneten Abtastfrequenz, die vorteilhaft einem ganzzahligen Vielfachen der Injektionskreisfrequenz ω_i entspricht, mit nachfolgender A/D Wandlung in einem geeigneten A/D-Wandler 9 und der Durchführung einer FFT (Fast Fourier Transformation) oder DFT (Diskreten Fourier Transformation) in einer Auswerteeinheit 10, z.B. ein Computer mit entsprechender Softwareausstattung, ermittelt werden. Die Abtastfrequenz ist dabei natürlich so zu wählen, daß die Kreisfrequenz ω_i des Injektionssignales im diskreten Spektrum der FFT oder DFT auch enthalten ist.

Die Terme $i_0(n, j\omega_i)$ bzw. $i_{0S}(j\omega_i)$ und $U_{ne}(j\omega_i)$ entsprechen dann den Spektralwerten der jeweiligen Fouriertransformierten bezüglich der Kreisfrequenz ω_i . Natürlich können bei der FFT oder DFT Berechnung auch in bekannter Weise geeignete Fensterfunktionen verwendet werden. Vor der Durchführung der FFT oder DFT werden die beiden Folgen von den zu zeitlich äquidistanten Zeitpunkten ermittelten, Binärwerten der beiden Messgrößen für eine gewisse, vorgegebene Anzahl N jeweils sequentiell, z.B. in einem elektronischen Speicher 11, hinterlegt. Dabei sollte man der Einfachheit halber beachten, dass die zum gleichen Zeitpunkt ermittelten Messwerte der beiden Messgrößen auch mit dem gleichen Speicherindex versehen werden, also der (k)-te Messwerteintrag des ersten Messwertspeichers zum gleichen Zeitpunkt gemessen wurde wie der (k)-te Messwerteintrag des zweiten Messwertspeichers.

Nach Beendigung eines Messzyklus, also nachdem genau N Messungen der beiden Größen erfolgt und in den zugehörigen Messwertspeichern 11 hinterlegt worden sind, werden beispielsweise mit der Fast Fourier Transformation (FFT) oder der diskreten Fouriertransformation (DFT) die diskreten Spektralanteile bezüglich Netzkreisfrequenz ω_N und Einspeisekreisfrequenz ω_i von den beiden, dem Abschnittnullstrom i_0 und der Verlagerungsspannung U_{ne} zugeordneten, Messgrößen über den Messzyklus berechnet und daraus nach obigen Methoden die drei, diesem Messzyklus zugeordneten, Abzweigparameter des betrachteten (n)-ten Leitungsabschnittes bzw. Leitungsabzweiges 2 bzw. Parameter des Gesamtnetzes 1 bestimmt.

Da die Spektralanteile des Nullstromes des (n)-ten Leitungsabschnittes $i_0(n, j\omega_N)$ und der Verlagerungsspannung $U_{ne}(j\omega_N)$ bezüglich Netzkreisfrequenz ω_N bei der Durchführung der FFT oder DFT mitbestimmt werden, können die netzfrequenten Spektralanteile des Unsymmetriestromes $i_v(n, j\omega_N)$ des betrachteten (n)-ten Leitungsabschnittes bzw. -abzweiges 2 ebenfalls direkt ermittelt werden.

Damit ist es nun möglich, die Fehlerfreiheit eines Netzes 1 bzw. eines Leitungsabschnittes 2 mit der weiter oben vorgestellten Auswertemethode zu überwachen und im Falle eines Erdfehlers 6 diesen an einer geeigneten Anzeigeeinrichtung 12 anzuzeigen. Dabei könnten auch gewisse Toleranzfenster eingeführt werden, sodass z.B. ein Erdfehler 6 nur dann angezeigt wird, wenn die entsprechende Fehlerbedingung für eine Anzahl von hintereinanderfolgender Messzyklen überschritten wird.

In der Anordnung nach Fig. 2 ist in jedem der n Leitungsabschnitte 2 eine Auswerteeinheit 10 mit Speicher 11 und Anzeigeeinrichtung 12 angeordnet, d.h. dass die Auswertung für jeden Leitungsabzweig 2 eigenständig durchgeführt wird. Selbstverständlich ist es auch möglich die Auswertung zentral durchzuführen. Dabei würden die Messwerte der Abschnittnullströme i_0 sowie der Verlagerungsspannung U_{ne} entweder in digitaler oder analoger Form zu einer zentralen Auswertung übertragen und dort entsprechend analysiert. Ein eventuell vorhandener Erdfehler 6 könnte dann an einer zentralen Stelle, z.B. einer Steuerzentrale, angezeigt werden. Natürlich ist auch eine beliebige Kombination einer verteilten und einer zentralen Auswertung möglich.

Der Austausch der digitalen oder analogen Messwerte zur Auswertung des Fehlerzustandes des Netzes 1 erfolgt, wie in Fig. 2 angedeutet, z.B. über eine Verbindung, wie z.B. eine Datenleitung, zwischen den jeweiligen Auswerteeinheiten. Wobei selbstverständliche jede beliebige Möglichkeit zum Datenaustausch, insbesondere auch kontaktlose Methoden, denkbar sind.

Bei der Durchführung dieses Verfahrens werden an die Amplitude des Einspeisesignales keine besonderen Anforderungen gestellt. Sie sollte jedoch einerseits eine zuverlässige numerische Auswertung ermöglichen, also statistisch gesehen deutlich über der "Rauschgrenze" liegen, und andererseits die vom Netzbetreiber vorgegebenen Maximalwerte bezüglich zulässiger Injektionsstromamplituden und daraus resultierender Verlagerungsspannungen U_{ne} nicht überschreiten.

Die Einspeisung eines oder mehrerer Signale ungleich der Netzkreisfrequenz ω_N oder deren ganzzahlig ungeradzahliger Vielfacher ins Nullsystem des Netzes 1 kann kontinuierlich, mit zeitlich schwankender Amplitude oder bei Bedarf fallweise zu periodischen oder willkürlichen Zeitpunkten und mit beliebiger Einspeisedauer erfolgen.

Die Abtastfrequenz wird vorteilhafter Weise so gewählt, dass sie einem ganzzahligen Vielfachen der Netzkreisfrequenz ω_N entspricht und die Länge N des Messzyklus wird vorteilhafter Weise derart gewählt, dass unter Berücksichtigung der Abtastfrequenz die resultierende Messzyklusdauer sowohl bezüglich der Netzkreisfrequenz ω_N als auch bezüglich der Kreisfrequenz ω_i des Einspeisesignales einer jeweils ganzzahligen Anzahl von Periodendauern dieser beiden Signale entspricht. Der Start von Messwertzyklen kann dabei zu periodischen, aperiodischen oder zu beliebigen Zeitpunkten je nach Bedarf erfolgen, wird zur Festlegung von Phasenbeziehungen aber vorteilhafter Weise mit einem, aus einer oder mehreren Phasenspannungen gebildeten, Netzreferenzsignal synchronisiert.

Die zugrundeliegende Gleichung, stellt einen Zusammenhang zwischen den Laplacetransformierten der physikalischen Größen Nullstrom i_0 und Verlagerungsspannung U_{ne} her. Die Rücktransformation der Gleichung in den Zeitbereich liefert bekannter Weise eine lineare Differentialgleichung, die natürlich mit hinlänglich bekannten geeigneten mathematischen Verfahren, wie z.B. analytischen oder numerischen Methoden, genauso gelöst werden könnte, wobei dann die gesuchten Abzweigparameter $g(n)$ und $C(n)$ als Koeffizienten dieser Differentialgleichung auftreten.

Ferner ist auch die Anwendung der sogenannten Bilineartransformation, eines beliebigen geeigneten Verfahrens im Zeitbereich oder eine z-Transformation denkbar, die eine Lösung dieses mathematischen Problemes in äquivalenter Weise ermöglicht. Durch Anwendung von Methoden im Zeitbereich könnten die gesuchten Leitungsparameter z.B. als Ergebnis eines Parameterschätzverfahrens durch Schätzen der Koeffizienten einer, den Leitungsabschnitt beschreibenden, linearen Differentialgleichung oder deren äquivalenter Differenzengleichung bestimmt werden.

Außerdem wäre es natürlich auch möglich, dass die der Einspeisesignalkreisfrequenz ω_i zugehörigen Spektralanteile von Nullstrom i_0 und Verlagerungsspannung U_{ne} auch durch den Einsatz frequenzselektiver Filter, z.B. auf messtechnischem Wege, gewonnen und nachfolgend entsprechend weiterverarbeitet werden.

Man erkennt daraus insbesondere, dass letztlich eine Vielzahl von Methoden in äquivalenter Weise zur Bestimmung der Abzweigparameter $g(n)$ und $C(n)$ angewandt werden können, die jedoch nicht allesamt im Detail in dieser Anmeldung genannt werden können, aber selbstverständlich durch die gegenständliche Erfindung mitumfasst werden.

Neben der Bestimmung der Fehlerfreiheit bzw. Fehlerhaftigkeit des Gesamtnetzes 1 kann auch der fehlerhafte Leitungsabschnitt oder -abzweig lokalisiert werden, wie im folgenden beschrieben.

Während des fehlerfreien Netzzustandes werden kontinuierlich oder bei Bedarf die netzfrequennten Anteile des Verlagerungsstromes $i_v(n, j\omega_N)$ des (n)-ten Leitungsabschnittes, sowie die Abzweigparameter $g(n)$ und $C(n)$ ermittelt und, nach einer allfälligen Mittelung oder Filterung mit

vorherigen Parametern oder Referenzwerten, z.B. in digitaler Form in einem digitalen Speicher, als Referenzwerte $i_{vREF}(n, j\omega_N)$, $g_{REF}(n)$ und $C_{REF}(n)$ abgespeichert. Tritt nun ein Erdfehler 6 auf, so wird die Aktualisierung des Referenzwertespeichers unterbrochen, womit die vor dem Fehlerereintritt ermittelten Parameter bzw. Referenzwerte als letztgültige Referenzwerte hinterlegt

5 bleiben. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich die im fehlerfreien Netz ermittelten Parameter bzw. Referenzwerte des betrachteten (n)-ten Leitungsabschnittes 2 nicht kurzfristig ändern, sodass es legitim ist, die tatsächlichen Leitungsabschnittsparameter zumindest für kurze Zeiträume durch die entsprechenden Referenzwerte zu ersetzen, womit die bekannte Gleichung in der Form

10
$$Y_{REF}(n, j\omega_N) = g_{REF}(n) + j\omega_N C_{REF}(n)$$

geschrieben werden kann und der aktuelle Verlagerungsstrom in der Form

15
$$i_v(n, j\omega_N) = i_{vREF}(n, j\omega_N)$$

substituiert wird. Damit erhält man durch Umformen den netzfrequenten Anteil des Fehlerstromes mit

20
$$i_f(n, j\omega_N) = i_0(n, j\omega_N) - [U_{ne}(j\omega_N) Y_{REF}(n, j\omega_N)] - i_{vREF}(n, j\omega_N),$$

wobei die Terme $i_0(n, j\omega_N)$ und $U_{ne}(j\omega_N)$ den netzfrequenten Spektralanteilen vom aktuellen Leitungsabschnittsnulstrom und der aktuellen Verlagerungsspannung entsprechen. Mit diesem Verfahren lassen sich also in direkter Weise die netzfrequenten Anteile des Fehlerstromes bestimmen. Liegt nun beispielsweise der Betrag des in komplexer Form ermittelten Fehlerstromes $i_f(n, j\omega_N)$ für eine vorgegebene Zeit über einer vorgegebenen Fehlerstromschwelle, so ist der betrachtete (n)-te Leitungsabschnitt 2 als fehlerhaft auszuweisen und eine entsprechende Fehlermeldung abzusetzen. Da der Fehlerstrom $i_f(n, j\omega_N)$ gleichphasig zur Phasen-Erdspannung der fehlerbehafteten Phase ist, kann bei Kenntnis der Phasenbeziehungen der drei Phasen-Erdspannungen bezüglich des Netzreferenzsignals durch Phasenvergleich der Phasenwinkel des Fehlerstromes $i_f(n, j\omega_N)$ mit den Phasenwinkeln der drei Phasen-Erdspannungen, z.B. in einer Auswerteeinheit 10, die fehlerbehaftete Phase ermittelt und an einer Anzeigeeinrichtung 12 geeignet angezeigt werden. Dabei wird jene Phase als fehlerhaft erklärt, deren Phasenwinkel der zugehörigen Phasen-Erdspannung am besten mit dem Phasenwinkel des Fehlerstromes, jeweils bezogen auf das Netzreferenzsignal, korreliert.

Sinkt nun der Betrag des netzfrequenten Anteiles Fehlerstromes $i_f(n, j\omega_N)$ unter eine vordefinierte "fehlerfrei" Schwelle und/oder ergibt ein anderes geeignetes Verfahren den Status der Fehlerfreiheit des Netzes, so wird das oben beschriebene Verfahren zur Fehlerortung fortgesetzt, also die aktuellen Leitungsabschnittsparameter, eventuell nach einer optionalen Mittelung, als Referenzwerte $i_{vREF}(n, j\omega_N)$, $g_{REF}(n)$ und $C_{REF}(n)$ im Referenzwertespeicher hinterlegt.

Aus der Summenkapazität C_S könnte nun bei induktiver Sternpunktterdung mittels einer Löschspule 3 in bekannter Weise aus der Resonanzbedingung für Netzfrequenz die Induktivität L der sogenannten Löschspule 3 für Resonanz oder für eine beliebige gewünschte Verstimmung der Löschspule 3 bestimmt werden. Ist diese Löschspule 3 in ihrer Induktivität L verstellbar, so könnte deren Induktivität L dann, wenn möglich auch automatisiert, auf den ermittelten Wert eingestellt werden. Erfolgt die Einspeisung des Einspeisesignales kontinuierlich, so könnte die Richtigkeit der Abstimmung der Löschspule 3 auch kontinuierlich überwacht werden, womit eine Änderung des Netzzustandes unmittelbar erkennbar und die Löschspule 3 sofort abstimmbare wäre, sodass die gewünschte Verstimmung bezüglich der Resonanzbedingung wiederhergestellt wäre.

Die ermittelten Netzparameter könnten weiters auch noch direkt zur Ermittlung weiterer Kennwerte verwendet werden. Multipliziert man z.B. der Summenleitwert g_S mit dem Effektivwert der

Phasennennspannung des Netzes 1, so entspricht dieses Produkt dem sogenannten Wattreststrom, der ein wichtiger Indikator im Zusammenhang mit dem Löschverhalten des Netzes 1 und der Größe des Fehlerstromes i_f ist.

- 5 Multipliziert man hingegen die Summenerdkapazität C_s mit dem Effektivwert der Phasennennspannung, also mit der nicht verketteten Nennspannung des Netzes 1, und mit der Netzkreisfrequenz ω_N , so entspricht dieses Produkt dem sogenannten Spulenresonanzstrom, der für die Abstimmung der Erdschluss-Löschspule 3 auf Resonanz oder auf eine vorwählbare Verstimmung maßgebend ist. Dieser Strom entspricht dem Summenstrom der kapazitiven Ableitungen des gesamten Netzes 1, wenn der Effektivwert der Sternpunkt-Verlagerungsspannung U_{ne} genau dem Effektivwert der Phasennennspannung des Netzes 1 entspricht. Diese Bedingung ist im Falle von sehr niedrohmigen Erdfehlern 6 näherungsweise gegeben, woraus geschlossen werden kann, dass die Induktivität L der Erdschluss-Löschspule 3 zwecks Minimierung des Stromes an der Fehlerstelle idealerweise so abzustimmen ist, dass der durch die Erdschluss-Löschspule 3 fließende Strom bei Anliegen der Phasennennspannung ebenfalls diesem Spulenresonanzstrom entspricht.

20 Auf die Erzeugung und Einspeisung geeigneter Einspeisesignale wird hier nicht im Detail eingegangen. Es wird aber darauf hingewiesen, dass selbstverständlich jedes beliebige Verfahren zur Anwendung kommen kann, insbesondere ein Verfahren und eine Vorrichtung ähnlich dem wie in der WO 02/15355 offenbart.

25 In der obigen Beschreibung wird immer von der Einspeisung eines einzigen Signals mit einer Kreisfrequenz ω , ungleich der Netzkreisfrequenz ω_N gesprochen, es ist jedoch selbstverständlich auch möglich, mehrere solcher Signale in das Nullsystem einzuspeisen und für jede dieser Kreisfrequenzen ω_i die entsprechenden Parameter, wie oben beschrieben, zu ermitteln. Aus den einzelnen Parametern könnten dann „gemittelte Parameter“ ermittelt werden und die Auswertung anhand dieser gemittelten Parameter durchgeführt werden.

30 Ferner können alle dargelegten Verfahren, insbesondere die der Fehlerortung, auch bei widerstandsgeerdeten Netzen, also bei Netzen, deren Sternpunkt über einen Widerstand mit Erde verbunden ist, sowie bei isolierten Netzen, also bei Netzen mit isoliertem Sternpunkt, angewandt werden. Die Resonanzabstimmung der Löschspule entfällt in diesem Fall natürlich.

35

Patentansprüche:

1. Verfahren zur Bestimmung mindestens eines Parameters, insbesondere eines Parameters des Nullsystems, eines elektrischen Netzes, vorzugsweise mit induktiv oder über ohmschen Widerstand geerdetem oder isoliertem Sternpunkt, und/oder eines Leitungsabschnittes bzw. Leitungsabzweiges davon, insbesondere die Nulladmittanz Y , die Phasensumme der Leitwerte der ohmschen Ableitungen g und/oder die Phasensumme der Ableitkapazitäten C sowie den Unsymmetriestrom i_u , wobei in den Netzsternpunkt oder in das Nullsystem des elektrischen Netzes zumindest zeitweise ein Hilfssignal mit einer Kreisfrequenz ω , ungleich der Netzkreisfrequenz ω_N und ungleich deren ganzzahlig ungeradzahliger Vielfacher eingespeist wird, dadurch gekennzeichnet, dass zumindest ein Parameter aus dem Nullstrom i_0 und der Verlagerungsspannung U_{ne} bezüglich der gewählten Einspeisekreisfrequenz ω , ermittelt wird.
2. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass als Parameter die Nulladmittanz Y als komplexer Quotient aus den Spektralanteilen vom Nullstrom i_0 und der Verlagerungsspannung U_{ne} bezüglich der Einspeisekreisfrequenz ω , und/oder die Phasensumme der Leitwerte der ohmschen Ableitungen g und/oder die Phasensumme der Ableitkapazitäten C als Real- und Imaginärteil dieses Quotienten, gemäß den Beziehungen

55

$$g = \operatorname{Re}[Y(j\varpi_i)] = \operatorname{Re}\left[\frac{i_0(j\varpi_i)}{U_{ne}(j\varpi_i)}\right] \text{ und } C = \frac{1}{\varpi_i} \operatorname{Im}[Y(j\varpi_i)] = \frac{1}{\varpi_i} \operatorname{Im}\left[\frac{i_0(j\varpi_i)}{U_{ne}(j\varpi_i)}\right],$$

5 oder durch andere geeignete hinlänglich bekannte äquivalente Methoden, beispielsweise durch Methoden im Zeitbereich, Koeffizientenschätzverfahren oder durch Methoden der frequenzselektiven Vorfilterung, etc., ermittelt werden.

- 10 3. Verfahren nach Anspruch 1 oder 2, dadurch gekennzeichnet, dass als Parameter der Unsymmetriestrom i_v bezüglich der Netzkreisfrequenz ω_N eines elektrischen Netzes anhand der Beziehung

$$i_v(j\omega_N) = i_0(j\omega_N) - U_{ne}(j\omega_N) \cdot Y(j\omega_N)$$

$$15 \text{ mit } Y(j\omega_N) = g + j\omega_N C$$

ermittelt wird.

- 20 4. Verfahren nach Anspruch 2 oder 3, dadurch gekennzeichnet, dass für einen (n)-ten Leitungsabschnitt bzw. Leitungsabzweig eines elektrischen Netzes die Abschnittsnulladmittanz $Y(n, j\omega_i)$, zumindest ein darin enthalter Abzweigparameter $g(n)$, $C(n)$, und/oder der Unsymmetriestrom $i_v(n, j\omega_N)$ anhand des Nullstromes i_0 dieses (n)-ten Leitungsabschnittes bzw. Leitungsabzweiges und der Verlagerungsspannung U_{ne} des Netzes bezüglich der Einspeisekreisfrequenz ω_i gemäß den Beziehungen

$$25 g(n) = \operatorname{Re}[Y(n, j\omega_i)] = \operatorname{Re}\left[\frac{i_0(n, j\omega_i)}{U_{ne}(j\omega_i)}\right],$$

$$30 C(n) = \frac{1}{\varpi_i} \operatorname{Im}[Y(n, j\omega_i)] = \frac{1}{\varpi_i} \operatorname{Im}\left[\frac{i_0(n, j\omega_i)}{U_{ne}(j\omega_i)}\right] \text{ und}$$

$$i_v(n, j\omega_N) = i_0(n, j\omega_N) - U_{ne}(j\omega_N) \cdot Y(n, j\omega_N)$$

$$35 \text{ mit } Y(n, j\omega_N) = g(n) + j\omega_N C(n),$$

oder durch andere geeignete hinlänglich bekannte äquivalente Methoden, beispielsweise durch Methoden im Zeitbereich, Koeffizientenschätzverfahren oder durch Methoden der frequenzselektiven Vorfilterung, etc., ermittelt werden.

- 40 5. Verfahren nach einem der Ansprüche 2 bis 4, dadurch gekennzeichnet, dass für das Gesamtnetz die Summennulladmittanz $Y_S(j\omega_i)$, zumindest ein darin enthaltener Netzparameter, wie Summenleitwert g_S und/oder Summenableitkapazität C_S , und/oder der Summenunsymmetriestrom i_{vS} anhand des Summennullstromes i_{0S} und der Verlagerungsspannung U_{ne} des Netzes bezüglich der Einspeisekreisfrequenz ω_i gemäß den Beziehungen

$$45 g_S = \operatorname{Re}[Y_S(j\omega_i)] = \operatorname{Re}\left[\frac{i_{0S}(j\omega_i)}{U_{ne}(j\omega_i)}\right],$$

$$50 C_S = \frac{1}{\varpi_i} \operatorname{Im}[Y_S(j\omega_i)] = \frac{1}{\varpi_i} \operatorname{Im}\left[\frac{i_{0S}(j\omega_i)}{U_{ne}(j\omega_i)}\right] \text{ und}$$

$$i_{vS}(j\omega_N) = i_{0S}(j\omega_N) - U_{ne}(j\omega_N) \cdot Y_S(j\omega_N)$$

$$55 \text{ mit } Y_S(j\omega_N) = g_S + j\omega_N C_S,$$

oder durch andere geeignete hinlänglich bekannte äquivalente Methoden, beispielsweise durch Methoden im Zeitbereich, Koeffizientenschätzverfahren oder durch Methoden der frequenzselektiven Vorfilterung, etc., ermittelt werden.

- 5 6. Verfahren nach Anspruch 4, *dadurch gekennzeichnet*, dass zumindest ein Netzparameter des Gesamtnetzes, Summenleitwert g_s und/oder Summenableitkapazität C_s und/oder Summenunsymmetriestrom i_{vs} , durch Aufsummieren der einzelnen Abzweigparameter $g(n)$, $C(n)$ und $i_v(n, j\omega_N)$ ermittelt wird.
- 10 7. Verfahren nach einem der Ansprüche 2 bis 6, *dadurch gekennzeichnet*, dass die Parameter anhand der Spektralanteile der Fouriertransformierten, vorzugsweise Fast- oder diskrete Fouriertransformierten, des Nullstromes i_0 und der Verlagerungsspannung U_{ne} bezüglich der Einspeisekreisfrequenz ω , ermittelt werden.
- 15 8. Verfahren nach Anspruch 5 oder 6, *dadurch gekennzeichnet*, dass der Summenleitwert g_s zur Ermittlung des Wattreststromes mit dem Effektivwert der Phasennennspannung multipliziert wird.
- 20 9. Verfahren nach Anspruch 5 oder 6 für ein Netz mit einer Löschspule, *dadurch gekennzeichnet*, dass die Summenableitkapazität C_s zur Ermittlung des Löschspulenresonanzstromes mit dem Effektivwert der Phasennennspannung und der Netzkreisfrequenz ω_N multipliziert wird.
- 25 10. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 9, *dadurch gekennzeichnet*, dass die bestimmten Parameter, insbesondere Y , g , C und/oder i_v , zur Ortung von Erdfehlern, Erkennung und Lokalisierung von Schalthandlungen im Netz und/oder zur Abstimmung einer Löschspule verwendet werden.
- 30 11. Verfahren nach Anspruch 10, *dadurch gekennzeichnet*, dass ein Erdfehler erkannt und gegebenenfalls angezeigt wird, wenn der Realteil und/oder die Realteiländerung der Nulladmittanz Y für eine vorgegebene Zeitspanne eine vorgegebene Fehlerschwelle überschreitet.
- 35 12. Verfahren nach Anspruch 11, *dadurch gekennzeichnet*, dass das Ende eines Fehlerzustandes erkannt und gegebenenfalls angezeigt wird, wenn für den Realteil und/oder die Realteiländerung die vorgegebene Fehlerschwelle für eine vorgegebene Zeitspanne wieder unterschritten wird.
- 40 13. Verfahren nach Anspruch 10, *dadurch gekennzeichnet*, dass eine Schalthandlung im Gesamtnetz oder innerhalb eines Leitungsabschnittes bzw. -abzweiges erkannt und gegebenenfalls angezeigt wird, wenn der Imaginärteil bzw. die Imaginärteiländerung der Nulladmittanz Y für eine vorgegebene Zeitspanne eine vorgegebene Fehlerschwelle überschreitet.
- 45 14. Verfahren nach Anspruch 10, *dadurch gekennzeichnet*, dass die Fehlerhaftigkeit eines Leitungsabschnittes oder -abzweiges mittels der im fehlerfreien Netzzustand ermittelten Abzweigparameter $g(n)$, $C(n)$ und $i_v(n)$ bestimmt wird.
- 50 15. Verfahren nach Anspruch 14, *dadurch gekennzeichnet*, dass
 - a) die Abzweigparameter Abschnittsleitwert $g(n)$, Abschnittsableitkapazität $C(n)$ und Abschnittsunsymmetriestrom $i_v(n, j\omega_N)$ zumindest eines Leitungsabschnittes bzw. Leitungsabzweiges in bestimmten zeitlichen Abständen während des fehlerfreien Netzzustandes ermittelt werden,
 - b) die derart ermittelten Werte, gegebenenfalls nach Mittelung mit vorangegangenen Werten, als Referenzwerte $i_{vREF}(n, j\omega_N)$, $g_{REF}(n)$ und $C_{REF}(n)$ in einen Referenzwertspeicher abgelegt werden,

- c) beim Erkennen eines Erdfehlers die Aktualisierung des Referenzwertspeichers unterbrochen wird,
 d) ein Fehlerstrom $i_f(n, j\omega_N)$ gemäß der Beziehung

5 $i_f(n, j\omega_N) = i_0(n, j\omega_N) - [U_{ne}(j\omega_N)Y_{REF}(n, j\omega_N)] - i_{vREF}(n, j\omega_N)$

mit $Y_{REF}(n, j\omega_N) = g_{REF}(n) + j\omega_N C_{REF}(n)$,

oder durch äquivalente, hinlänglich bekannte Methoden, ermittelt wird und

10 e) der Leitungsabschnitt bzw. -abzweig als fehlerhaft erkannt und gegebenenfalls angezeigt wird, wenn der Betrag des so ermittelten Fehlerstromes $i_f(n, j\omega_N)$ für eine vorgegebene Zeit eine vorgegebene Fehlerstromschwelle überschreitet.

- 15 16. Verfahren nach Anspruch 15, dadurch gekennzeichnet, dass der auf ein Netzreferenzsignal bezogene Phasenwinkel des Fehlerstromes $i_f(n, j\omega_N)$ mit den auf das gleiche Netzreferenzsignal bezogenen Phasenwinkel der Phasen-Erdspannungen verglichen wird und jene Phase als fehlerhaft erkannt und gegebenenfalls angezeigt wird, deren Phasenwinkel am besten mit dem Phasenwinkel des Fehlerstromes $i_f(n, j\omega_N)$ korreliert.
- 20 17. Verfahren nach Anspruch 15 oder 16, dadurch gekennzeichnet, dass nach dem Erkennen der Rückkehr des Netzes in einen fehlerfreien Zustand mit der Aktualisierung der Referenzwerte in den Referenzwertspeichern fortgefahren wird.
- 25 18. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 17, dadurch gekennzeichnet, dass der Nullstrom i_0 des Leitungsabschnittes bzw. -abzweiges bzw. der Summennullstrom i_{0S} und die Verlagerungsspannung U_{ne} gemessen und der Berechnung zugeführt werden.
- 30 19. Verfahren nach Anspruch 18, dadurch gekennzeichnet, dass Momentanwerte des Nullstromes i_0 des Leitungsabschnittes bzw. -abzweiges und/oder des Summennullstromes i_{0S} und der Verlagerungsspannung U_{ne} zu zeitlich äquidistanten Zeitpunkten abgetastet, gemessen, in digitale Form gewandelt und in einem digitalen Speicher abgelegt werden.
- 35 20. Verfahren nach Anspruch 19, dadurch gekennzeichnet, dass für jede Messgröße eine Folge mit einer vorgegebenen Anzahl N von aufeinanderfolgenden gemessenen und digitalisierten Momentanwerten abgespeichert wird.
- 40 21. Verfahren nach Anspruch 20, dadurch gekennzeichnet, dass die Anzahl N derart gewählt wird, dass die sich daraus ergebende Messzyklusdauer sowohl bezüglich der Netzkreisfrequenz ω_N als auch bezüglich der Einspeisekreisfrequenz ω , einer jeweils ganzzahligen Anzahl von Periodendauern der Einspeisekreisfrequenz ω_i und Netzkreisfrequenz ω_N entspricht.
- 45 22. Verfahren nach Anspruch 20 oder 21, dadurch gekennzeichnet, dass der Start eines Messzyklus, also N Messungen, mit einem aus einem oder mehreren Phasenspannungen gebildeten Netzreferenzsignal synchronisiert wird.
- 50 23. Verfahren nach Anspruch 20, 21 oder 22, dadurch gekennzeichnet, dass nach einem Messzyklus, also nach N Messungen, die diskreten Spektralanteile vom abgetasteten Nullstromsignal i_0 des Leitungsabschnittes bzw. -abzweiges und/oder vom abgetasteten Summennullstromsignal i_{0S} und/oder vom abgetasteten Verlagerungsspannungssignal U_{ne} bezüglich zumindest einer Einspeisekreisfrequenz ω_i und Netzkreisfrequenz ω_N , vorzugsweise mit der Fast - oder der diskreten Fourier Transformation, ermittelt werden und daraus zumindest einer der Parameter g , C und/oder i_v , berechnet wird.

Hiezu 2 Blatt Zeichnungen

5

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55



Fig. 1

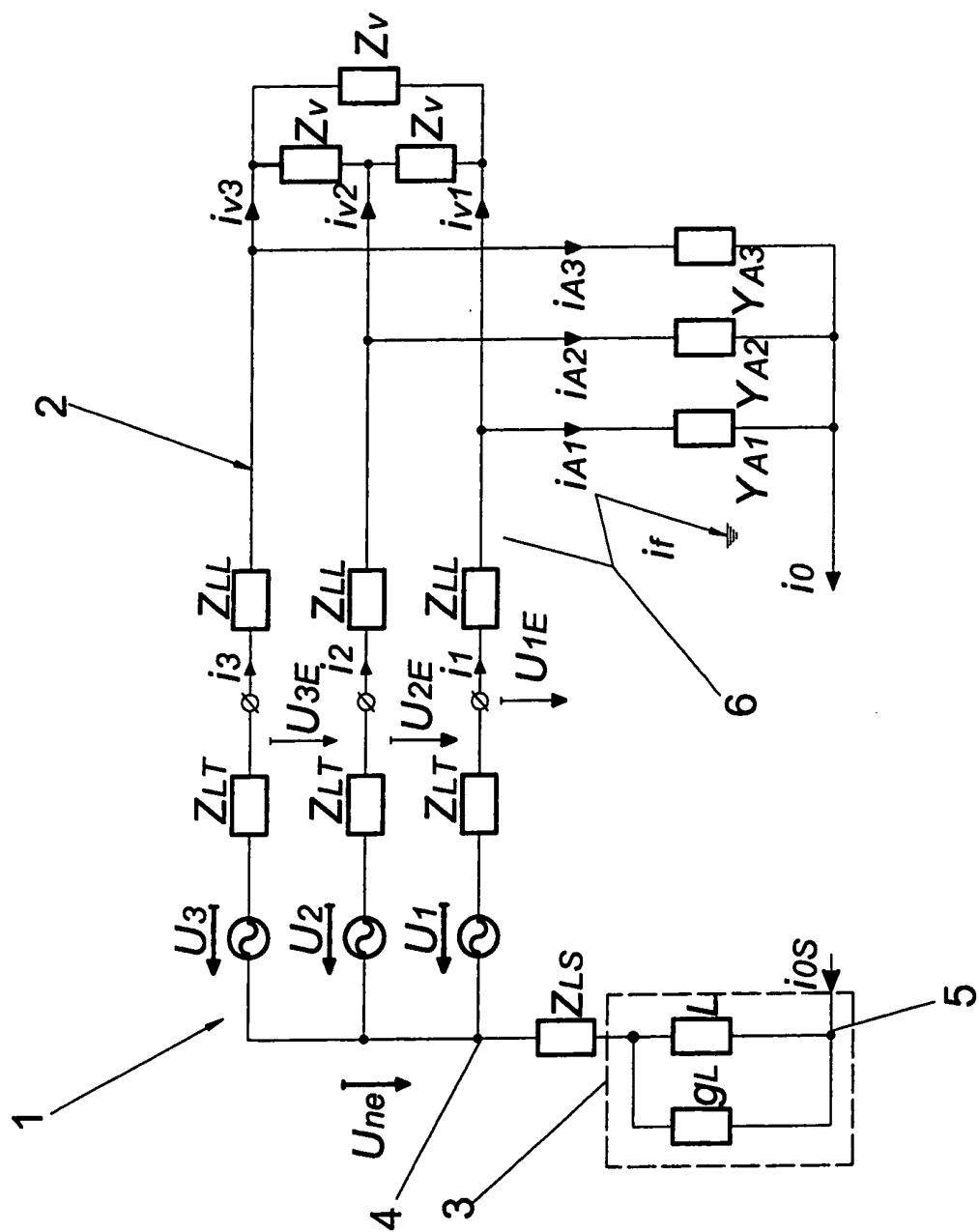




Fig. 2

