



República Federativa do Brasil
Ministério da Indústria, Comércio Exterior
e Serviços
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) PI 0300948-3 B1

(22) Data do Depósito: 01/04/2003

(45) Data de Concessão: 27/02/2018



(54) Título: MÉTODO PARA IDENTIFICAR UM TIPO DE ANORMALIDADE EM UM SISTEMA DE ISOLAMENTO DE UM TRANSFORMADOR DE FORÇA

(51) Int.Cl.: G01R 31/12; G01R 21/00

(30) Prioridade Unionista: 03/04/2002 US 60/369,671, 04/12/2002 US 10/310,103

(73) Titular(es): ABB TECHNOLOGY AG.

(72) Inventor(es): MARK D. PERKINS; ASIM FAZLAGIC

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"MÉTODO PARA IDENTIFICAR UM TIPO DE ANORMALIDADE EM UM SISTEMA DE ISOLAMENTO DE UM TRANSFORMADOR DE FORÇA"**.

[001] Este pedido reivindica prioridade sob o 35 U.S.C. § 119(e) para o Pedido de Patente Provisório U.S. Nº 60/369.671, que foi depositado em 3 de abril de 2002 e é aqui, com isto, incorporado para referência em sua totalidade.

Campo da Invenção

[002] A presente invenção refere-se a transformadores de força e, mais particularmente, a um método para identificar anormalidades em transformadores de força.

Fundamento da invenção

[003] Transformadores de força, tipicamente, incluem isolamento posicionado entre, ou ao redor de, diversos trajetos condutores neles. O isolamento é muitas vezes formado de um material papel ou celulose. Óleo mineral é também utilizado comumente como um isolador em transformadores de força.

[004] Defeitos ou outras anormalidades no isolamento de um transformador de força podem degradar de maneira substancial o desempenho do transformador de força e, em casos extremos, pode provocar avarias potencialmente perigosas. Por exemplo, umidade e contaminantes podem degradar as propriedades isolantes de isoladores óleo, papel e celulose. As propriedades de um isolador podem também degradar se o isolador é exposto a tensões maiores do que sua tensão classificada. Além disto, defeitos tais como rasgos, vazios e outras falhas, bem como umidade excessiva e rastros de carbono, podem degradar as propriedades do isolamento de papel e celulose. As propriedades isolantes de óleo podem degradar devido a envelhecimento avançado, superaquecimento ou contaminação química.

Verificações de diagnóstico são muitas vezes realizadas no isolamento de transformadores de força devido à importância do isolamento para o desempenho global do transformador de força. Por exemplo, a efetividade do isolamento em transformadores de força novos e recentemente renovados, é usualmente avaliada antes que o transformador de força seja colocado em serviço. Além disto, o isolamento de transformadores de força no campo é verificado muitas vezes em uma base periódica, para assegurar que o isolamento está funcionando em uma maneira satisfatória.

[005] Verificações de diagnóstico mais comumente disponíveis para o isolamento de transformadores de força são adaptadas para identificar a presença de uma anormalidade, tal como um defeito no sistema de isolamento. Por exemplo, o assim chamado "teste do fator de potência", definido pelo American National Standards Institute (e descrito abaixo em detalhe), é uma verificação de diagnóstico comumente utilizada. (O teste de fator de potência é substancialmente o mesmo que o assim chamado "teste $\tan \delta$ "). Embora verificações de diagnóstico tais como o teste de fator de potência possam indicar a presença de uma anormalidade, estes tipos de verificações, muitas vezes, não podem fornecer uma indicação do tipo de anormalidade que pode estar presente.

[006] Identificar o tipo específico de anormalidade, muitas vezes, necessita drenar e, no mínimo, desmontar parcialmente o transformador de força. Por exemplo, resistência excessiva no circuito núcleo para terra de transformadores de força, é algumas vezes erradamente diagnosticado como umidade excessiva no isolamento de celulose do transformador de força. Em outras palavras, testes de diagnóstico atualmente disponíveis, podem identificar a presença destes tipos de anormalidade, porém, muitas vezes, não podem diferenciar entre as anormalidades. Daí, transformadores de força serem algumas vezes

submetidos a um processo de secagem caro e consumidor de tempo, com base na crença errônea que umidade excessiva está presente no isolamento do transformador de força.

[007] Consequentemente, existe uma necessidade por um método de diagnóstico que possa identificar a presença de uma anormalidade, bem como o tipo de anormalidade no sistema de isolamento de um transformador de força.

Sumário da Invenção

[008] Um método preferencial para identificar um tipo de anormalidade em um sistema de isolamento de um transformador de força compreende medir perdas dielétricas em uma seção do sistema de isolamento, calcular perdas dielétricas teóricas para a seção com base nas propriedades do material, geometria e temperatura da seção, e gerar uma representação gráfica de uma diferença percentual entre as perdas dielétricas medidas e calculadas. O método preferencial também compreende comparar uma forma da representação gráfica com uma forma de uma ou mais representações gráficas de uma diferença percentual entre perdas dielétricas medidas e teóricas em uma ou mais outras seções de isolamento, cada uma conhecida como tendo um tipo específico de anormalidade.

[009] Um método preferencial compreende medir uma resposta de frequência dielétrica de uma seção de isolamento dentro de um transformador de força, calcular uma resposta de frequência dielétrica teórica para a seção, e gerar uma assinatura de resposta de frequência dielétrica para a seção. O método preferencial também compreende comparar a assinatura de resposta de frequência dielétrica com a assinatura de resposta de frequência dielétrica de outras seções do isolamento conhecidas como tendo tipos particulares de anormalidades.

[0010] Um método preferencial para classificar um tipo de anorma-

lidade em uma seção de isolamento em um transformador de força compreende energizar um condutor isolado por meio da seção de isolamento com uma tensão de corrente alternada, variar uma frequência da tensão de corrente alternada entre uma pluralidade de frequências discretas dentro de uma faixa predeterminada, e medir a perda dielétrica na seção de isolamento em cada uma das frequências discretas.

[0011] O método preferencial ainda compreende calcular uma perda dielétrica teórica para a seção de isolamento a cada uma das frequências discretas, calcular uma diferença percentual entre a perda dielétrica medida e a perda dielétrica teórica a cada uma das frequências discretas, e gerar uma representação substancialmente curvilínea das diferenças percentuais entre a perda dielétrica medida e a perda dielétrica calculada a cada uma das frequências discretas. O método preferencial também compreende comparar uma forma da representação substancialmente curvilínea com uma forma de uma ou mais representações curvilíneas predeterminadas de uma diferença percentual entre uma perda dielétrica medida e uma perda dielétrica calculada para uma seção de isolamento conhecida como tendo um tipo particular de anormalidade.

[0012] Um outro método preferencial compreende medir uma perda dielétrica em uma seção de um sistema de isolamento para um transformador de força, em resposta a uma tensão de corrente alternada variada sobre uma faixa predeterminada de frequências, calcular uma perda dielétrica teórica para a seção com base nas propriedades de material, geometria e temperatura da seção de isolamento, e gerar uma representação de uma diferença percentual entre as perdas dielétricas medidas e calculadas. O método preferencial ainda compreende determinar se uma forma da representação difere substancialmente de uma representação de uma diferença percentual entre perdas dielétricas medidas e calculadas em uma outra seção do isolamento previa-

mente identificada como tendo um tipo específico de anormalidade.

[0013] Um outro método preferencial, para identificar um tipo de anormalidade em um sistema de isolamento de um transformador de força, compreende medir perdas dielétricas em uma seção do sistema de isolamento, calcular perdas dielétricas teóricas para a seção, e identificar a seção como tendo uma anormalidade, comparando as perdas dielétricas medidas na seção com as perdas dielétricas teóricas para a seção. O método preferencial também compreende gerar uma representação gráfica de uma diferença percentual entre as perdas dielétricas medidas e calculadas, e comparar uma forma da representação gráfica com uma forma de uma ou mais representações gráficas de uma diferença percentual entre perdas dielétricas medidas e teóricas em uma ou mais outras seções do isolamento, cada uma conhecida como tendo um tipo específico de anormalidade.

[0014] Um outro método preferencial compreende medir uma resposta de frequência dielétrica de uma seção de isolamento dentro de um transformador de força, calcular uma resposta de frequência dielétrica teórica para a seção, e identificar a seção como tendo uma anormalidade nela, comparando a resposta dielétrica medida e a resposta dielétrica teórica. O método preferencial também compreende gerar uma assinatura de resposta de frequência dielétrica para a seção, e comparar a assinatura de resposta de frequência dielétrica com uma assinatura de resposta de frequência dielétrica de outras seções do isolamento conhecidas como tendo tipos particulares de anormalidades.

Breve Descrição dos Desenhos

[0015] O sumário precedente, bem como a descrição detalhada a seguir de uma modalidade preferencial, são melhor entendidos quando lidos em conjunto com os desenhos anexos. Para a finalidade de ilustrar a invenção, um dos desenhos mostra uma modalidade que é pre-

ferida atualmente. A invenção não está limitada, contudo, às instrumentalidades específicas divulgadas nos desenhos. Nos desenhos:

[0016] A Figura 1 é um fluxograma de um método preferencial para identificar um tipo de anormalidade no sistema de isolamento de um transformador de força;

[0017] A Figura 2 é uma ilustração diagramática de um transformador de força que pode ser utilizado em conjunto com o método mostrado na Figura 1;

[0018] A Figura 3 é uma representação esquemática simplificada de um sistema de isolamento do transformador de força mostrado na Figura 2;

[0019] A Figura 4 delinea uma série de assinaturas de resposta de frequência dielétrica para uma seção de isolamento a partir de um transformador de força, no qual as assinaturas de resposta de frequência dielétrica correspondem a diferentes valores de resistência no circuito núcleo para terra do transformador;

[0020] A Figura 5 delinea uma assinatura de resposta de frequência dielétrica para uma seção de isolamento, antes e depois da correção de uma anormalidade que afeta a seção de isolamento;

[0021] A Figura 6 delinea uma primeira assinatura de resposta de frequência dielétrica de uma seção de isolamento de um primeiro transformador que tem resistência núcleo para terra mais elevada do que o normal, e uma segunda assinatura de resposta de frequência dielétrica de uma seção de isolamento de um segundo transformador que tem resistência núcleo para terra normal;

[0022] A Figura 7 delinea uma assinatura de resposta de frequência dielétrica para uma seção de isolamento que tem nela nível de umidade mais elevado do que o normal; e

[0023] A Figura 8 delinea uma assinatura de resposta de frequência dielétrica para uma seção de isolamento que apresenta contamina-

ção química.

Descrição de Modalidades Preferenciais

[0024] Um método preferencial 10 para identificar uma anormalidade, por exemplo, um defeito em um sistema de isolamento de um transformador de força elétrico, está delineado em parte na Figura 1. O método 10 está descrito em conexão com um transformador de força convencional 50, delineado na Figura 2. Detalhes específicos relativos ao transformador de força 50 são apresentados somente para finalidades de exemplo, uma vez que o método 10 pode ser utilizado em conjunto com, virtualmente, qualquer tipo de transformador de força.

[0025] O transformador de força 50 compreende um núcleo 52 que tem uma perna 52a (o núcleo 52 também compreende outras pernas não visíveis na Figura 1). O transformador 50 ainda compreende um enrolamento de baixa tensão 56, posicionado ao redor da perna 52a e um enrolamento de alta tensão 54, posicionado ao redor do enrolamento de baixa tensão 56. O núcleo 52, o enrolamento de alta tensão 54 e o enrolamento de baixa tensão 56, são abrigados em uma carcaça 60. Deveria ser observado que o transformador 50 está delineado de maneira diagramática na Figura 1. Diversos componentes do transformador 50 não estão mostrados na Figura 1, e o espaçamento entre alguns dos componentes mostrados na Figura 1 está exagerado para clareza.

[0026] O núcleo 52 e os enrolamentos de alta e baixa tensão 54, 56 são encerrados em uma carcaça vedada 60. O enrolamento de alta tensão 54 é acoplado eletricamente a uma fonte de tensão de corrente alternada ac (não mostrado) por meio de buchas de alta tensão 62, montadas na carcaça 60. As buchas de alta tensão 62 compreendem, cada uma, um condutor que conduz corrente elétrica através da carcaça 60. Cada bucha de alta tensão 62 também compreende um anel de porcelana que isola substancialmente a carcaça 60 do condutor e veda

o espaço entre a carcaça 60 e o condutor.

[0027] O enrolamento de baixa tensão 56 é acoplado eletricamente a uma carga (não mostrado) por meio de buchas de baixa tensão 64, montadas na carcaça 60. As buchas de baixa tensão 64 compreendem, cada uma, um condutor que conduz corrente elétrica através da carcaça 60. Cada bucha de baixa tensão 64 também compreende um anel de porcelana que isola substancialmente a carcaça 60 do condutor, e veda o espaço entre a carcaça 60 e o condutor.

[0028] A carcaça 60 é uma conexão terra comum para o transformador 50. O núcleo 52 é aterrado à carcaça 60 em uma única localização. Mais particularmente, o núcleo 52 é aterrado à carcaça 60 por meio de um cabo 82 que contata uma superfície externa da carcaça 60. O cabo 82 se estende através da carcaça 80 por meio de uma bucha de aterramento de núcleo 83 presa a uma superfície externa da carcaça 60. A bucha de aterramento de núcleo 83 compreende um anel de porcelana que isola substancialmente a carcaça 60 do cabo 82 e veda o espaço entre a carcaça 60 e o cabo 82. Alternativamente, o cabo 82 pode ser fixado diretamente a uma superfície interior da carcaça 60.

[0029] O enrolamento de alta tensão 54 é energizado por meio de uma tensão ac a partir da fonte de tensão. A tensão ac induz um fluxo magnético no núcleo 52. O fluxo magnético é proporcional ao número de espiras no enrolamento de alta tensão 54. O fluxo magnético passa através do enrolamento de baixa tensão 56 e induz uma tensão no enrolamento de baixa tensão 56, a qual é proporcional ao número de espiras no enrolamento de baixa tensão 56.

[0030] O transformador 50 compreende isolamento para isolar eletricamente diversos componentes metálicos dentro do transformador 50, uns dos outros. Por exemplo, o transformador 50 compreende barreiras 74a e espaçadores 72a posicionados entre os enrolamentos de

alta e baixa tensão 54, 56. As barreiras 74a e espaçadores 72a são formados de um material isolante sólido tal como placa prensada de celulose ou papel, e isolam o enrolamento de alta tensão 54 do isolamento de baixa tensão 56.

[0031] O transformador 50 ainda compreende barreiras 74b e espaçadores 72b posicionados entre o enrolamento de baixa tensão 56 e a perna de núcleo 52a. As barreiras 74b e espaçadores 72b isolam o enrolamento de baixa tensão 56 do núcleo 52. O transformador 50 também compreende espaçadores 72c que isolam o núcleo 52 da carcaça 60. O transformador 50 ainda compreende barreiras 74c que isolam os enrolamentos de alta e baixa tensão 56, 54 da carcaça 60.

[0032] Barreiras de isolamento e espaçadores são também posicionados entre outros componentes aterrados do transformador 10.

[0033] A carcaça 60 do transformador 50 é enchida com um líquido isolante tal como óleo mineral 76. O óleo mineral 76 funciona como ambos, um meio isolante e um meio refrigerante dentro da carcaça 60. Assim, por exemplo, os enrolamentos de alta e baixa tensão 54, 56 são isolados por meio de óleo mineral 76, bem como as barreiras 74a e espaçadores 72a.

[0034] Cada um dos enrolamentos de alta e baixa tensão 54, 56 tem seu próprio sistema de isolamento interno formado a partir de material sólido tal como placa prensada de celulose ou papel, e um líquido isolante tal como óleo mineral.

[0035] O sistema de isolamento do transformador de força 50 (que inclui ambas, as suas estruturas de isolamento interno e externo) está representado em forma esquemática simplificada na Figura 3.

[0036] Detalhes específicos relativos ao método 10 são como a seguir. O método 10 compreende identificar a presença de uma anormalidade e a sua localização aproximada no sistema de isolamento do transformador de força 50. Isto é realizado isolando seções discretas

do sistema de isolamento dentro do transformador de força 50 e operando uma verificação em cada seção isolada sob um conjunto controlado de condições (etapas 12, 13, e 14 da Figura 1). Mais particularmente, os diversos nós dentro do sistema de isolamento podem ser aterrados, ou protegidos, para isolar seções nó para nó, ou nó para terra, no sistema de isolamento, permitindo com isto que perdas dielétricas naquelas seções, sejam medidas em uma base individual. Por exemplo, é possível proteger o núcleo 52 ou as buchas de alta ou baixa tensão 62, 64 no transformador de força 50, para isolar nele diversas seções do sistema de isolamento. Como um exemplo específico, a seção de isolamento entre o enrolamento de alta tensão 54 e terra pode ser isolada protegendo o enrolamento de baixa tensão 56.

[0037] Uma verificação de cada seção isolada do sistema de isolamento pode ser conduzida utilizando técnicas convencionais comumente conhecidas daqueles versados na técnica de projeto de sistemas de isolamento de transformador de força. Por exemplo, o teste de fator de potência, acima mencionado, definido pelo American National Standards Institute, pode ser utilizado como uma verificação. Um teste de fator de potência pode ser conduzido em uma seção isolada, colocando uma tensão ac, por exemplo 10.000 volts sobre os nós ou terminais em cada extremidade da seção. Em outras palavras, uma tensão é aplicada a extremidades opostas do condutor, por exemplo, o enrolamento de alta tensão 54, que é isolado por meio da seção de isolamento isolada. A tensão aplicada, tipicamente tem uma frequência aproximadamente igual à frequência de potência do transformador de força 50, por exemplo 60 hertz. A corrente capacitiva resultante escoa através do isolamento, e o ângulo de fase entre a tensão aplicada e a corrente, é então medido.

[0038] Um fator de potência para a seção de isolamento isolada, que é indicativo da perda dielétrica (ou " $\tan \delta$ ") nela, é obtida calculan-

do o cosseno do ângulo de fase entre a voltagem e a corrente. O fator de potência é comparado a um valor predeterminado, para determinar se existe uma anormalidade na seção. Por exemplo, um fator de potência maior do que 0,005, ou 0,5% pode ser interpretado como uma anormalidade.

[0039] Alternativamente, uma verificação para anormalidades pode ser conduzida através de espectroscopia dielétrica no domínio de frequência, isto é, medindo a perda dielétrica para uma seção isolada do sistema de isolamento, enquanto a frequência da tensão aplicada é ajustada a diversos valores através de uma faixa predeterminada, por exemplo, entre aproximadamente 0,01 hertz e aproximadamente 1000 hertz. A representação gráfica resultante (tipicamente uma curva) de perda dielétrica contra frequência para uma seção particular, é daqui em diante referida como a resposta dielétrica da seção.

[0040] Perdas dielétricas podem ser quantificadas com base na tensão aplicada, na corrente medida, e no ângulo de fase medido entre a tensão aplicada e a corrente medida, utilizando técnicas convencionais conhecidas daqueles versados na técnica de projeto de sistema de isolamento de transformador de força. Um dispositivo adequado para gerar a tensão de entrada e medir a corrente resultante e o ângulo de fase, pode ser obtido da General Electric Company, como modelo número IDA 200. A resposta dielétrica obtida a partir da tensão medida, corrente e ângulo de fase para uma seção particular, é daqui em diante referida como a resposta dielétrica medida para aquela seção.

[0041] A resposta dielétrica medida é comparada com uma resposta dielétrica calculada para a seção correspondente do sistema de isolamento, para determinar se existe uma anormalidade naquela seção. A resposta dielétrica calculada é uma representação teórica da resposta dielétrica da seção, sem anormalidades presentes nela. A resposta dielétrica calculada é baseada nas propriedades de material

e geometria do isolamento dentro da seção (inclusive as propriedades de material de qualquer óleo que funciona como isolamento dentro da seção). A resposta dielétrica calculada é também baseada na temperatura do isolamento quando a resposta dielétrica medida foi adquirida.

[0042] Uma perda dielétrica teórica é calculada para cada uma das frequências nas quais as perdas dielétricas foram medidas com base nos fatores acima anotados, utilizando técnicas convencionais comumente conhecidas daqueles versados na técnica de projeto de sistema de isolamento de transformador de força. A resposta dielétrica calculada representa uma curva destes valores, como uma função de frequência.

[0043] Um desvio entre a resposta dielétrica medida e a resposta dielétrica calculada maior do que uma quantidade predeterminada, é interpretado como uma indicação que existe uma anormalidade na seção correspondente do sistema de isolamento, e assim fornece uma indicação da localização aproximada da anormalidade.

[0044] Deveria ser observado que as verificações acima descritas para determinar a presença e localização aproximada de uma anormalidade são descritas para finalidades de exemplo somente; outros tipos de testes de diagnóstico podem ser utilizados em lugar destas verificações particulares.

[0045] O tipo de anormalidade é identificado depois que a presença e a localização aproximada da anormalidade tenham sido identificadas, isto é, depois que uma seção do sistema de isolamento que tem uma anormalidade tenha sido identificada (etapa 16). Mais particularmente, é desenvolvida uma representação gráfica, tipicamente uma curva indicativa do desvio na resposta dielétrica medida da resposta dielétrica calculada para a seção (etapa 18). A representação gráfica é daqui em diante referida como a "assinatura de resposta de frequência dielétrica" ou "assinatura DFR", da seção correspondente.

[0046] A assinatura DFR é desenvolvida subtraindo as perdas dielétricas calculadas para cada frequência amostrada das perdas dielétricas medidas na frequência correspondente. A diferença entre as perdas dielétricas calculadas e medidas para cada frequência é dividida pela perda dielétrica calculada para aquela frequência e então multiplicada por 100. A curva agregada destes valores, plotada como uma função de frequência, representa a assinatura DFR. Em outras palavras, a assinatura DFR é uma função assinatura normalizada que é sensível a mudanças no espectro de frequência da perda dielétrica normal do sistema de isolamento.

[0047] A assinatura DFR é em seguida comparada a outras assinaturas DFR para determinar o tipo de anormalidade presente na seção de teste (etapa 20). As requerentes descobriram que tipos particulares de anormalidades, muitas vezes, tem assinaturas DFR com características exclusivas ou distintivas. Uma "biblioteca" de base de dados de assinaturas DFR, em que cada uma corresponde a um tipo particular de anormalidade, pode ser montada a partir de assinaturas DFR adquiridas de transformadores de forças que têm anormalidades conhecidas, ou a partir de testes de laboratório.

[0048] Comparar a assinatura DFR a partir de uma seção do transformador de força 50 que tem uma anormalidade com as assinaturas DFR na base de dados, pode facilitar a identificação do tipo de anormalidade presente na seção. Em outras palavras, fazer corresponder o perfil da assinatura DFR da seção de teste com o perfil de uma assinatura DFR de referência que corresponde a uma anormalidade conhecida, pode facilitar a identificação daquela anormalidade (etapas 22, 24). Inversamente, o tipo de anormalidade não é identificado se uma correspondência entre o perfil da assinatura DFR da seção de teste e o perfil de uma assinatura DFR de referência não é obtida (etapa 25). Deveria ser observado que a assinatura DFR varia com a configuração

geométrica da seção correspondente. Assim, a assinatura DFR de referência deve corresponder à geometria da seção particular de isolamento que está sendo avaliada.

[0049] As etapas acima anotadas podem ser repetidas até que todas as seções de isolamento no transformador de força 50 tenham sido verificadas para anormalidades (etapa 26).

[0050] O método 10 pode ser realizado como uma verificação em transformadores recentemente fabricados, recentemente reparados ou recentemente recuperados, tais como o transformador de força 10. O método 10 pode também ser realizado como uma verificação de rotina quando o transformador de força 10 está em serviço, isto é, quando o transformador de força 10 está instalado em sua localização operacional no campo. Além disto, o método 10 pode ser realizado depois que a presença de uma anormalidade tenha sido identificada utilizando um teste padrão de fator de potência, ou virtualmente outro tipo de ferramenta de diagnóstico, para classificar o tipo específico de anormalidade.

[0051] Outros tipos de testes de diagnóstico para transformadores de força tal como o transformador de força 50, em geral, podem identificar a presença de uma anormalidade, porém não o tipo específico de anormalidade. O método 10 pode identificar tipos específicos de anormalidades e, de maneira notável, pode ser realizado sem desmontagem do transformador de força 50, e sem drenar o óleo isolante do transformador de força 50. O método 10 é particularmente vantajoso quando o transformador de força 10 está em serviço. Mais particularmente, o método 10 ao facilitar a identificação de tipos específicos de anormalidade, pode evitar remoção e desmontagem desnecessárias do transformador 10 quando a anormalidade é do tipo que pode ser corrigido no local. Daí, o esforço substancial, despesa e tempo de parada muitas vezes associados com a remoção de um transformador de

força de seu local de operação, ou desmontagem do transformador de força para diagnosticar uma anormalidade nele, poderem ser evitados através da utilização do método 10. Além disto, o método 10 pode ser realizado utilizando equipamento prontamente disponível, de prateleira, e o tempo, esforço e talento necessários para conduzir o método 10, são relativamente baixos.

[0052] Além disto, o método 10 pode identificar anormalidades que testes de diagnóstico convencionais muitas vezes diagnosticam de maneira errada. Por exemplo, uma causa que comumente ocorre de um fator de potência elevado em transformadores tal como o transformador 50, é a resistência excessiva no circuito de aterramento do núcleo. Esta anormalidade particular pode ser provocada por resistência mais elevada do que o normal entre o núcleo e a tira de aterramento de núcleo, ou por resistência mais elevada do que o normal entre as laminações individuais no núcleo. Testes convencionais de diagnóstico, tal como o teste de fator de potência, muitas vezes não pode distinguir entre resistência excessiva no circuito de aterramento do núcleo e umidade no isolamento de celulose do transformador de força. Daí, transformadores de força que apresentam um fator de potência elevado devido à resistência excessiva no circuito de aterramento do núcleo, muitas vezes sofrerem procedimentos desnecessários de secagem sob uma crença errônea que umidade está presente no seu isolamento de celulose.

[0053] O método 10, em contraste, pode especificamente identificar resistência mais elevada do que o normal no circuito núcleo para terra de transformadores tais como o transformador 10. Por exemplo, a Figura 4 delinea uma série de assinaturas DFR, determinadas de maneira experimental para o circuito núcleo para terra de um transformador de força de enrolamento duplo similar ao transformador de força 50. A resistência do circuito núcleo para terra foi variada através de

toda uma faixa de valores, conectando resistores de diferentes resistências à tira de aterramento do transformador de força. A assinatura DFR para a seção correspondente de isolamento foi medida enquanto a resistência do circuito núcleo para terra foi ajustada a cada um dos valores indicados na Figura 4.

[0054] A Figura 4 mostra que as assinaturas DFR nos diferentes valores de resistência núcleo para terra são substancialmente a mesma nas tensões de entrada de frequência mais baixa. Os perfis das assinaturas DFR variam substancialmente, contudo, nas extensões de entrada de frequência a mais elevada. Mais particularmente, a assinatura DFR que corresponde a cada valor diferente de resistência tem um perfil distinto nas extensões de entrada de frequência mais elevadas. A distinção das assinaturas DFR que correspondem a cada valor de resistência pode ser utilizada para identificar uma resistência mais elevada do que o normal no circuito núcleo para terra do transformador, com potencial mínimo para resistência mais alta do que o normal ser diagnosticada com erro como uma anormalidade relacionada isolamento.

[0055] Além disto, o teste de fator de potência é realizado a uma frequência de tensão de entrada, e pode, portanto, falhar em diagnosticar anormalidades que se manifestam para frequências diferentes da frequência de entrada. A assinatura DFR, em contraste, é adquirida sob uma faixa de frequências de tensão de entrada e pode, assim, identificar anormalidades que se manifestam a frequências diferentes da única frequência de teste do teste de fator de potência.

[0056] A Figura 5 delinea assinaturas DFR reais, adquiridas antes e depois que uma anormalidade foi diagnosticada e corrigida em um transformador primário similar ao transformador de força 50. A presença da anormalidade foi detectada originalmente com base em uma leitura de fator de potência elevado (maior do que 0,5%). A anormalidade

foi em seguida identificada como resistência mais elevada do que o normal no circuito núcleo para terra do transformador primário, com base em uma comparação entre a assinatura DFR medida e uma assinatura DFR de referência, correspondente a resistência elevada núcleo para terra, quando da inspeção do transformador primário, foi rastreada até um transformador auxiliar utilizado em um cambiador de tomada de carga acoplado eletricamente ao transformador primário.

[0057] A Figura 5 delinea as assinaturas DFR para a seção de isolamento afetada medida antes e depois que o transformador auxiliar foi modificado para reduzir a resistência elevada núcleo para terra no transformador primário. A Figura 5 demonstra que a assinatura DFR antes da correção desta anormalidade tem um perfil distintivo em relação à assinatura DFR depois do reparo (o perfil da assinatura DFR depois do reparo é típica de uma seção de isolamento daquela geometria particular sem qualquer anormalidade).

[0058] A Figura 6 delinea uma primeira assinatura de resposta de frequência dielétrica de uma seção de isolamento a partir de um primeiro transformador que tem resistência núcleo para terra mais elevada do que o normal. A Figura 6 também delinea uma segunda assinatura de resposta de frequência dielétrica de uma seção de isolamento a partir de um segundo transformador, que tem resistência núcleo para terra normal. Como é evidente da Figura 6, este tipo particular de condição pode ser identificado por meio do perfil distintivo da assinatura de resposta de frequência dielétrica da seção afetada.

[0059] A Figura 7 delinea uma assinatura DFR adquirida a partir de uma seção de isolamento que tem nela um nível de umidade relativamente elevado, e uma segunda assinatura DRF adquirida de uma seção de isolamento que tem nela um nível de umidade relativamente baixo. A Figura 8 delinea uma assinatura DFR adquirida a partir de uma seção de isolamento que apresenta contaminação química. Os

perfis exclusivos destas assinaturas DFR correspondem, cada um, substancialmente a um tipo particular de anormalidade de isolamento, e podem, portanto, ser utilizados para identificar tais anormalidades em outras seções de isolamento.

[0060] Deve ser entendido que mesmo embora inúmeras características e vantagens da presente invenção tenham sido descritas na descrição precedente, a divulgação é somente ilustrativa, e mudanças podem ser feitas em detalhe dentro dos princípios da invenção até a extensão completa indicada pelo significado genérico amplo dos termos nos quais as reivindicações anexas estão expressas.

REIVINDICAÇÕES

1. Método (10) para identificar um tipo de anormalidade em um sistema de isolamento de um transformador de força (50), o método compreendendo as etapas de:

medir perdas dielétricas em uma seção do sistema de isolamento;

calcular perdas dielétricas teóricas para a seção, com base nas propriedades do material, geometria e temperatura da seção;

comparar as perdas dielétricas medidas com as perdas dielétricas teóricas para determinar a existência de uma anormalidade na seção do sistema de isolamento;

gerar uma representação gráfica de uma diferença percentual entre as perdas dielétricas medidas e calculadas, a representação gráfica estabelecendo uma assinatura de resposta de frequência dielétrica, em que o método é caracterizado pelo fato de que a assinatura de resposta de frequência dielétrica é gerada através da etapa de:

calcular uma diferença entre cada uma das perdas dielétricas teóricas e uma correspondente das perdas dielétricas medidas, e calcular um quociente da diferença de uma correspondente das perdas dielétricas teóricas dividindo a diferença calculada entre as perdas dielétricas teóricas e medidas pela correspondente das perdas dielétricas teóricas, e o método ainda compreende a etapa de:

determinar o tipo de anormalidade na seção do sistema de isolamento através da etapa de comparar a assinatura de resposta de frequência dielétrica gerada com uma ou mais outras assinaturas de resposta de frequência dielétrica de uma ou mais outras seções de isolamento, cada uma das outras seções de isolamento conhecida como tendo um tipo específico de anormalidade.

2. Método (10) de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a etapa de medir uma perda dielétrica na seção

compreende realizar um teste de resposta de frequência dielétrica na seção.

3. Método (10) de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que a etapa de realizar um teste de resposta de frequência dielétrica na seção compreende realizar uma pluralidade de testes de fator de potência na seção, cada um dos testes de fator de potência sendo conduzido utilizando uma frequência de tensão de entrada diferente de uma frequência de tensão de entrada utilizada para os outros testes de fator de potência.

4. Método (10) de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a etapa de gerar uma assinatura de frequência de resposta dielétrica para a seção ainda compreende multiplicar o quociente por cem.

5. Método (10) de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que ainda compreende a etapa de ler uma ou mais representações gráficas de uma diferença percentual entre perdas dielétricas medidas e teóricas em uma ou mais outras seções de isolamento, cada uma conhecida como tendo um tipo específico de anormalidade a partir de uma base de dados.

6. Método (10) de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que ainda compreende a etapa de fazer corresponder a forma da representação gráfica de uma diferença percentual entre as perdas dielétricas medidas e calculadas com uma forma de uma ou mais representações gráficas de uma diferença percentual entre perdas dielétricas medidas e teóricas em uma ou mais outras seções de isolamento, cada uma conhecida como tendo um tipo específico de anormalidade.

7. Método (10) de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que ainda compreende a etapa de isolar eletricamente a seção antes de medir as perdas dielétricas na seção.

8. Método (10) de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a etapa de comparar uma forma da representação gráfica com uma forma de uma ou mais representações gráficas de uma diferença percentual entre perdas dielétricas medidas e teóricas em uma ou mais outras seções de isolamento, cada uma conhecida como tendo um tipo específico de anormalidade, compreende determinar se a forma da representação gráfica difere substancialmente da forma de uma ou mais representações gráficas de uma diferença percentual entre perdas dielétricas medidas e teóricas em uma ou mais outras seções de isolamento, cada uma conhecida como tendo um tipo específico de anormalidade.

9. Método (10) de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a etapa de calcular perdas dielétricas teóricas para a seção com base nas propriedades de material, geometria, e temperatura da seção, compreende calcular as perdas dielétricas teóricas sem levar em conta efeitos de quaisquer anormalidades na seção.

10. Método (10) de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a etapa de medir perdas dielétricas na seção do sistema de isolamento compreende:

energizar um condutor isolado pela seção de isolamento com uma tensão de corrente alternada;

variar uma frequência da tensão de corrente alternada entre uma pluralidade de frequências discretas dentro de uma faixa predefinida; e

medir a perda dielétrica na seção de isolamento em cada uma das frequências discretas.

11. Método (10) de acordo com a reivindicação 12, caracterizado pelo fato de que a etapa de variar uma frequência da tensão de corrente alternada entre uma pluralidade de frequências discretas den-

tro de uma faixa predeterminada, compreende variar a frequência da voltagem de corrente alternada entre aproximadamente 0,01 hertz e aproximadamente 1000 hertz.

12. Método (10) de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a diferença percentual é o quociente de uma divisão da diferença entre as perdas dielétricas teóricas calculadas e as perdas dielétricas medidas pelas perdas dielétricas teóricas calculadas.

13. Método (10) de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a forma de uma ou mais representações gráficas da diferença percentual entre as perdas dielétricas medidas e teóricas em uma ou mais outras seções de isolamento são armazenadas em uma base de dados, e em que cada uma das outras seções de isolamento possuem um tipo específico de anormalidade.

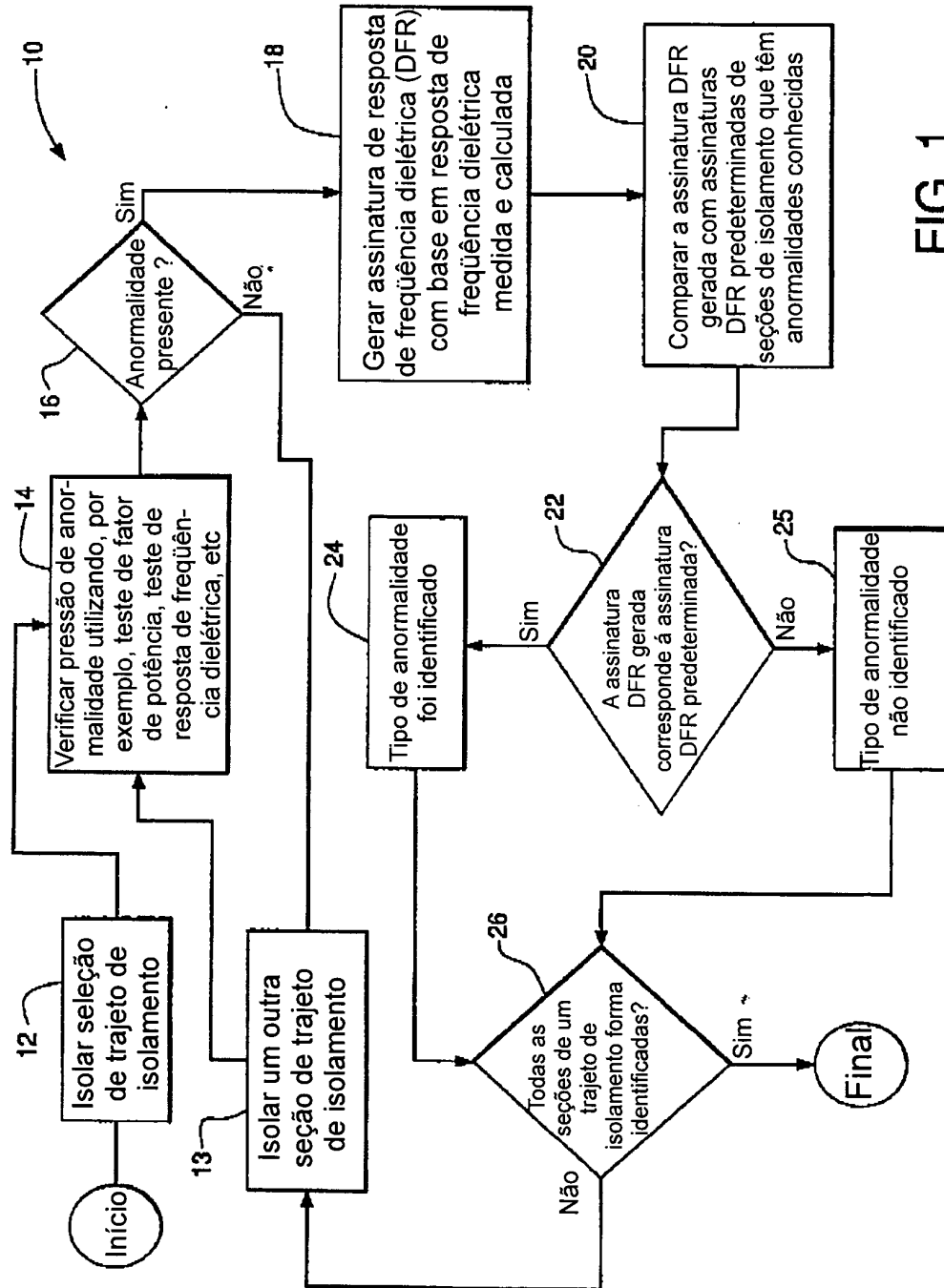


FIG. 1

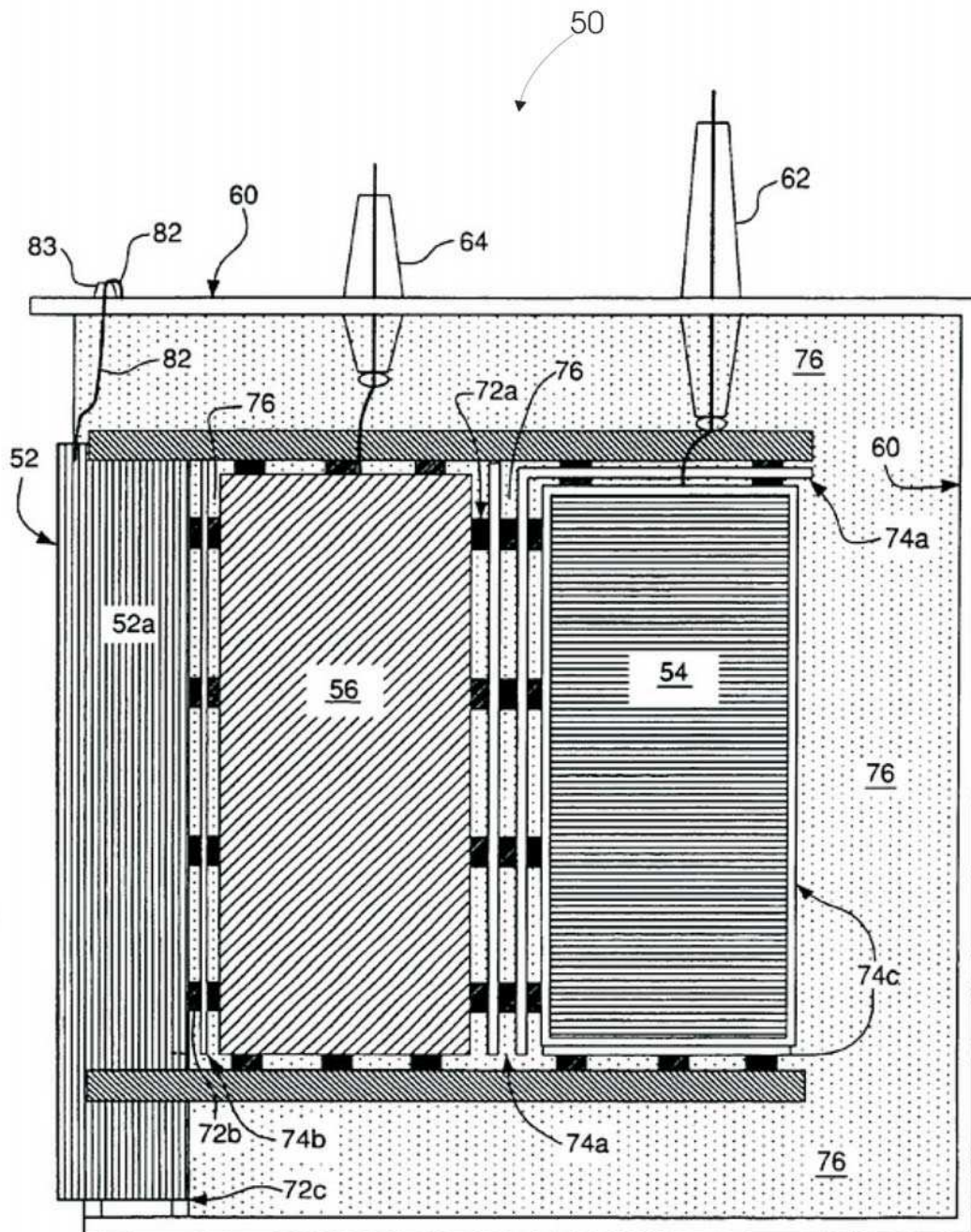


FIG.2

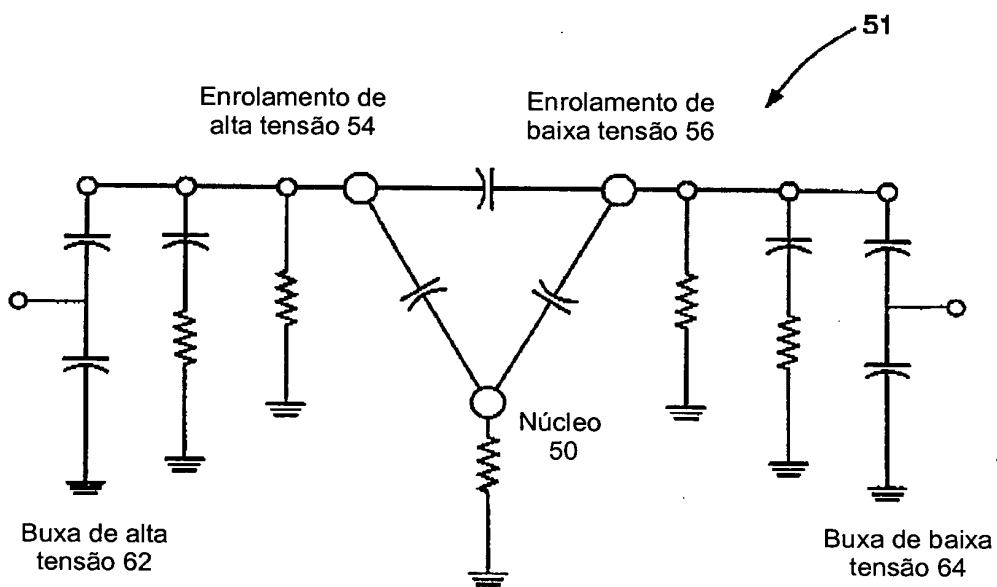


FIG. 3

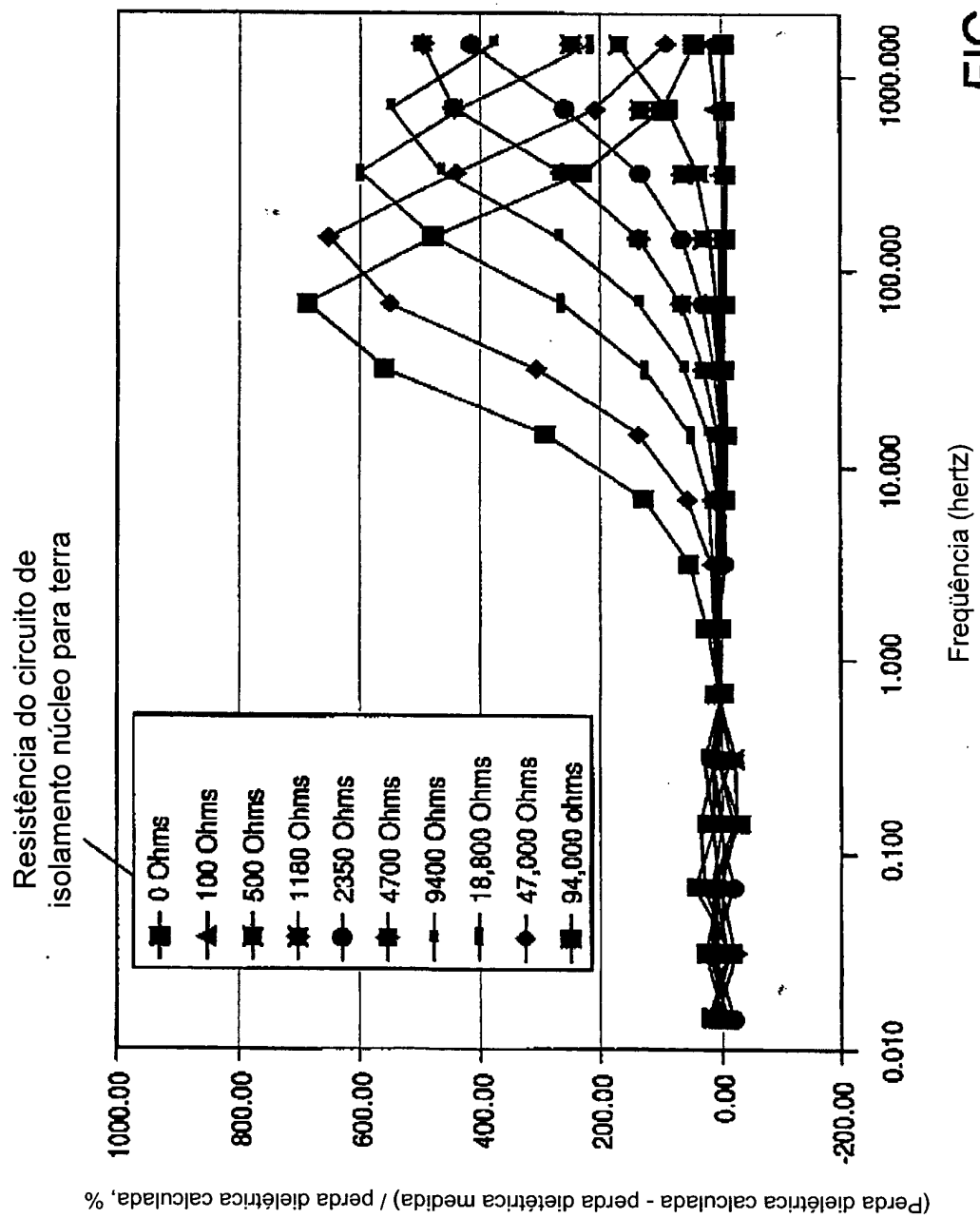


FIG. 4

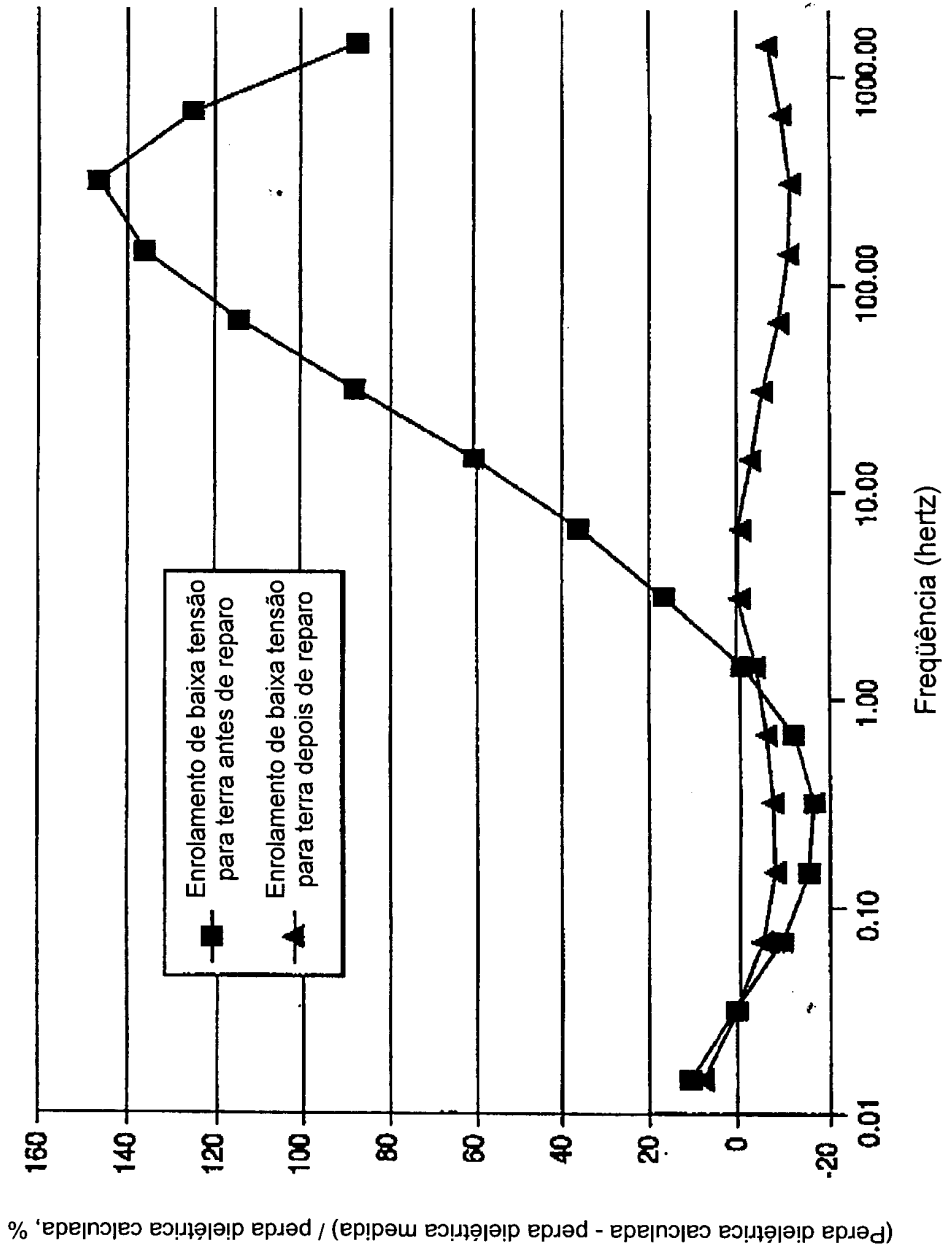


FIG. 5

