



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

(11) PI 0801469-8 B1

(22) Data do Depósito: 13/05/2008

(45) Data de Concessão: 13/12/2016



(54) Título: SISTEMA DE MONITORAMENTO PARA TRANSFORMADORES USADO EM SISTEMA DE MEDIÇÃO INDIRETA DE ENERGIA ELÉTRICA EM UMA INSTALAÇÃO DE MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E MÉTODO DE MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES EM UMA INSTALAÇÃO DE MEDIÇÃO INDIRETA DE ENERGIA ELÉTRICA.

(51) Int.Cl.: G01R 19/165; H01F 38/16; G08C 25/04

(73) Titular(es): CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL

(72) Inventor(es): JOSÉ EDUARDO DA ROCHA ALVES JR.; LUIZ CARLOS GRILLO DE BRITO; CESAR JORGE BANDIM; FABIO CAVALIERE DE SOUZA; JÚLIO CÉSAR REIS DOS SANTOS

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"SISTEMA DE MONITORAMENTO PARA TRANSFORMADORES USADO EM UM SISTEMA DE MEDIÇÃO INDIRETA DE ENERGIA ELÉTRICA EM UMA INSTALAÇÃO DE MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E MÉTODO DE MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES EM UMA INSTALAÇÃO DE MEDIÇÃO INDIRETA DE ENERGIA ELÉTRICA"**.

[001] A presente invenção refere-se a um sistema de automonitoramento individualizado e constante para transformadores em uma instalação de medição de energia elétrica de uma rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica, por meio do qual são realizadas medições permanentes de corrente elétrica e tensão integradas no tempo nos transformadores de medição de energia elétrica, para medição de faturamento ou medição operacional de energia elétrica. A presente invenção refere-se ainda a um método de automonitoramento e diagnóstico destes transformadores, o qual é capaz de realizar diagnósticos de funcionamento, tais como falhas de operação e irregularidades na rede com base em medições da corrente elétrica e da tensão nos transformadores de medição de energia elétrica.

DESCRIÇÃO DO ESTADO DA TÉCNICA

[002] A gestão das concessionárias de distribuição de energia elétrica em muitos países é afetada por uma questão que envolve os valores das perdas totais de energia elétrica, compostas pelas parcelas conhecidas como "perdas comerciais" e "perdas técnicas", que se apresentam com valores bem acima da média internacional e dos valores aceitáveis para o tipo de serviço ser remunerado adequadamente, gerando prejuízos econômicos para toda a sociedade.

[003] As "perdas técnicas" são originadas pela passagem de corrente elétrica nos equipamentos e nas redes de distribuição, como as perdas por efeito Joule nos condutores, as perdas em Watts nos nú-

cleos dos transformadores e reatores, nos bancos de capacitores, etc, sendo inerentes a qualquer sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica.

[004] As "perdas comerciais" são produzidas por fraudes em sistemas de medição, desvios de energia antes da medição, ligações clandestinas, erros no processamento do faturamento, defeitos em equipamentos de medição, problemas de cadastramento, entre outros.

[005] Com a finalidade de combater e reduzir essas perdas, as concessionárias têm feito uso de diversas tecnologias e processos de trabalho, muitas vezes de investimento e custo operacional elevados e sem retorno adequado. Devido a sua maior complexidade, estas soluções também possuem custos de instalação e manutenção muito superiores àqueles observados em ligações convencionais. Além disso, como do ponto de vista regulatório, estas perdas não têm sido incorporadas na sua totalidade nas revisões e reajustes tarifários, muitas concessionárias apresentam dificuldades de realizar investimentos mais vultosos de forma a intensificar o combate às perdas de energia, caracterizando um círculo vicioso muitas vezes difícil de ser quebrado para um melhor programa de gerenciamento e redução das perdas.

[006] Uma grande dificuldade enfrentada no monitoramento e identificação de possíveis ações que tem como objetivo provocar o subfaturamento do consumo real de unidades consumidoras de energia elétrica é a ampla faixa de variação de carga, caracterizada pela corrente elétrica variar praticamente desde zero até o limite da capacidade de corrente do circuito ao qual está ligada. Por exemplo, uma eventual redução do valor de corrente pode ter sido produzida por ação objetiva de provocar o subfaturamento do consumo, por falha ou defeito no sistema de medição ou realmente pode ter ocorrido desligamento das referidas cargas. Este tipo de ação, que atua na grandeza corrente elétrica nas instalações de medição de energia elétrica de unidades

consumidoras, é causa freqüente de perdas comerciais nas concessionárias de energia elétrica, seja por desvios no ramal de ligação (antes da medição da concessionária) ou nas instalações do sistema de medição de faturamento.

[007] As unidades consumidoras ou subestações que possuem potências instaladas elevadas fazem uso de transformadores para instrumentos para medição de faturamento ou operacional, seja em uso conjunto de transformadores de potencial e transformadores de corrente, seja em uso somente de transformadores de corrente. Estas instalações são tradicionalmente conhecidas como sendo de medição indireta.

[008] Atualmente, os transformadores de corrente instalados para medição operacional ou de faturamento em unidades consumidoras ou subestações com medição indireta não possuem, internamente, qualquer informação de monitoramento que possibilite verificar, de forma efetiva e permanente, se o sinal de corrente que alimenta medidores de energia elétrica externos ou outros instrumentos dispostos para medir o consumo na subestação ou unidade consumidora está sendo adequadamente transferido.

[009] A partir dos terminais secundários dos transformadores de corrente até o interior dos medidores de energia elétrica podem ocorrer diversas irregularidades praticadas por meio de artifícios, de modo que os valores de energia elétrica registrados por esses medidores sejam inferiores aos realmente consumidos por uma unidade consumidora. Estes artifícios, quando atuam no sinal de corrente, podem curto-circuitar os condutores secundários que interligam os terminais secundários dos referidos transformadores de corrente aos medidores de energia elétrica, inserir derivações no circuito de corrente provenientes das chaves de teste, curto-circuitar as bobinas ou circuitos de corrente no interior dos medidores de energia elétrica, etc. Além disso, é impor-

tante ressaltar que estas ações podem ser intermitentes ou temporárias, sendo que em algumas situações nem mesmo no momento da inspeção se consegue determinar que os artifícios foram usados, uma vez que antes das inspeções, os mesmos são retirados. É muito frequente que essas irregularidades sejam de alguma forma refeitas quando as equipes da concessionária deixam o local da unidade consumidora, após uma inspeção. Estas ações visam disfarçar uma irregularidade praticada para mascarar uma redução de consumo.

[0010] A redução do valor de corrente elétrica medida que circula no transformador de corrente pode ser provocada pelo simples desligamento de cargas, pelo erro nas ligações (proposital ou não) nos transformadores de corrente ou nos respectivos condutores secundários, ou pelo uso de artifícios ou irregularidades, de modo a provocar o subfaturamento do consumo de energia elétrica real registrado pelo medidor que mede o consumo junto à subestação ou unidade consumidora, tornando às vezes difícil comprovar, mesmo mediante ações jurídicas, que houve o ilícito, principalmente no caso de irregularidades temporárias.

[0011] Os medidores eletrônicos mais modernos de energia elétrica já conhecidos do estado da técnica possuem memória de massa e têm a capacidade de apresentar a curva de carga e detectar quedas na corrente, conforme apresentado, por exemplo, na patente norte-americana US 5,924,051, da General Electric Company, relativa a capacidade de um medidor de gravar curvas de carga. No entanto, a simples verificação de uma queda de corrente não é suficiente para comprovar uma fraude, uma vez que ela poderia ser ocasionada por uma redução na carga.

[0012] Algumas técnicas objetivam a realização de fiscalização através de medidores de corrente instantânea, como, por exemplo, a descrita no pedido de privilégio de modelo de utilidade de número MU

8303368-8 U que descreve um sistema para comparação de correntes instantâneas e comunicação em tempo real para verificação de desvios ou irregularidades em uma instalação de distribuição. Tal pedido está baseado na detecção de desvios da corrente instantânea e não usa a corrente acumulada para esta função, provocando a necessidade de memória de massa digital para armazenamento das informações de corrente instantânea ou a utilização de um sistema de comunicação entre as estações para que se faça a comparação em tempo real.

[0013] Existem também técnicas que utilizam o princípio já bastante difundido de medir a corrente diferencial entre os enrolamentos secundários de dois transformadores de corrente, como o descrito no pedido de patente PI0505840-6 A, para indicar desvios de corrente. Entretanto, tal técnica, além de não ser aplicada para os casos de medição indireta de faturamento, não quantifica consumos da grandeza Ampère-hora (Ah), que equivale à corrente elétrica integrada no tempo, não monitora eventuais falhas nos transformadores de corrente, necessita de fonte de alimentação dedicada, não é capaz de identificar desvios de corrente internos aos medidores de energia elétrica e também não possui as características de inviolabilidade presentes na presente invenção. Esse documento também não identifica fraudes no sistema de medição provocadas por atuações indevidas nos circuitos de potencial da medição, conforme realizado pela presente invenção, por meio do registro da grandeza Volt-hora (Vh).

[0014] Algumas técnicas tentam monitorar circuitos secundários dos transformadores de corrente por meio da injeção de sinais e sua respectiva recepção, como descrito na patente GB 2424286 A, sendo necessária a existência de um detector adicional e específico para identificar a possível manipulação fraudulenta, o que torna esta solução mais complexa, além de não garantir a identificação de desvios internos no próprio circuito de corrente do medidor de energia elétrica

e também não permitir a quantificação adequada dos consumos da grandeza Ampère-hora (Ah). A patente citada não identifica fraudes no sistema de medição associadas com atuações indevidas nos circuitos de potencial por meio do registro da grandeza Vh, limitando o campo de aplicação.

[0015] Além disso, eventuais falhas no transformador de corrente provocam um erro indesejável na relação de transformação. Por exemplo, um curto-circuito entre espiras no secundário pode fazer a relação nominal corrente primária/corrente secundária diminuir. Se houver um monitoramento constante, este defeito pode ser detectado de forma mais imediata, com maior sensibilidade e não somente durante inspeções periódicas.

[0016] Com relação a transformadores de potencial, indutivos ou capacitivos, não raro ocorrem ações com objetivo de que o medidor de energia elétrica registre a menor o consumo real da unidade consumidora. Estas ações podem ser desde a interrupção do condutor secundário que alimenta o circuito de potencial do medidor de energia elétrica até inserção de divisores de tensão nos respectivos circuitos ou mesmo no interior do medidor, de modo a provocar o subfaturamento da energia elétrica consumida.

[0017] Os medidores eletrônicos mais modernos já conhecidos do estado da técnica possuem a capacidade de detectar eventuais quedas de tensão. O documento WO9960415, da ABB, por exemplo, descreve um aparelho e um processo para detectar possíveis fraudes nos circuitos de potencial mediante determinação da defasagem entre as tensões de alimentação do medidor, porém aplicada somente no caso de medição a dois elementos, três fios. Na referida patente, as reduções da tensão aplicadas ao medidor, produzidas por meios ilícitos, também não são registradas nos transformadores de potencial por meio do medidor de Volt-hora (Vh).

[0018] Além disso, em muitas situações, a concessionária não possui o histórico de tensões ao longo de todo o sistema de distribuição e/ou transmissão, não sendo possível verificar, por comparação, se as informações de queda de tensão armazenadas no medidor são provenientes de ações irregulares, de interrupções ou falhas no sistema de distribuição e/ou transmissão ou do próprio circuito de potencial do medidor, dificultando a comprovação do ato ilícito.

[0019] Uma alternativa encontrada normalmente para minimizar as perdas em instalações de medição indireta consiste na instalação dos transformadores de instrumentos externamente às unidades consumidoras, muitas vezes encapsulados junto com os medidores eletrônicos de energia e unidades acessórias para telemedição, em um invólucro único, como mostrado, por exemplo, no documento PI0402716, relativo a processos de fabricação de conjuntos de medição remota. Esta solução chega a custar várias vezes o valor de uma medição tradicional, além de exigir turmas especiais para instalação, manutenção, verificação e calibração no campo, que são realizados em linha viva em redes de distribuição de média tensão. O serviço de calibração, por exemplo, tem que ser realizado em área pública, com uso de escadas e ao tempo, tornando esta tarefa, que é exigida pelas normas regulatórias, complexa, trabalhosa e com custos elevados.

[0020] Além disso, essa técnica não apresenta um monitoramento permanente, seja dos transformadores de corrente ou de potencial já instalados. Essa técnica apresenta também como dificuldade e desvantagem o fato de que na ocorrência de falhas em alguns componentes do conjunto, principalmente transformadores de potencial e transformadores de corrente, ou em caso de aumento ou redução de carga contratual, existe a necessidade de substituição completa do aparelho, com todos os custos anteriormente mencionados, além de necessitar de conjuntos completos adicionais para estoque de reposição.

[0021] Com base no que foi exposto acima, conclui-se que, na técnica atual, não existem dispositivos ou processos adequados para os transformadores de corrente e de potencial que permitam obter informações relativas ao seu desempenho interno e também de todo o circuito a partir dos terminais do enrolamento secundário até o próprio interior dos medidores eletrônicos ou eletromecânicos, para a verificação, a confirmação e a comprovação legal de eventuais irregularidades ou falhas na medição operacional ou de faturamento das unidades consumidoras ou subestações que possuem este tipo de equipamento (medição indireta).

[0022] Segundo o estado da arte atual, alguns medidores eletrônicos possuem, no seu software interno, a possibilidade de identificar alguns eventos como, por exemplo, inversão no circuito de corrente, ausência de tensão no circuito de potencial, abertura da tampa do medidor. Entretanto, estes recursos têm aplicação limitada, não sendo suficientes para comprovar desvios, adulterações ou eventuais falhas nos circuitos de corrente e potencial da medição indireta associados aos respectivos transformadores de instrumentos. Não permitem ainda verificar imediatamente se a redução de consumo foi real ou resultado de artifício usado para provocar o subfaturamento do consumo de energia.

OBJETIVOS DA INVENÇÃO

[0023] Um primeiro objetivo da invenção é de proporcionar um sistema de automonitoramento para transformadores de corrente e/ou de potencial e medição de energia elétrica associado, de baixo custo, alta confiabilidade e que pode ser instalado tanto como parte integrante do sistema de medição operacional ou de faturamento da concessionária de energia, bem como em fiscalizações e inspeções periódicas ou permanentes.

[0024] Um outro objetivo da invenção é proporcionar um sistema

de automonitoramento para transformadores de corrente e/ou de potencial e medição de energia elétrica associado à prova de violações (medição eletrônica encapsulada com o transformador de corrente e/ou de potencial), de exatidão adequada, sem qualquer alteração ou dificuldade de instalação e que permite um automonitoramento constante e contínuo de quaisquer falhas ou irregularidades que possam vir a ser efetuadas no circuito de corrente e/ou de potencial da medição operacional ou faturamento.

[0025] É também objetivo da invenção prover um sistema de automonitoramento para transformadores de corrente e/ou de potencial e medição de energia elétrica associado capaz de comprovar eventuais artifícios para provocar o subfaturamento de energia elétrica consumida, pois apresenta registro permanente e inviolável da integração da corrente e da tensão ao longo do tempo.

[0026] É objetivo da presente invenção permitir a verificação do desempenho do funcionamento dos transformadores de corrente e de potencial em campo, facilitando eventuais diagnósticos.

[0027] Um outro objetivo da invenção é de proporcionar um método de automonitoramento e diagnóstico de transformadores em uma instalação de medição de energia disposta em uma rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica que, com base nos resultados medidos de determinadas grandezas elétricas, gera diagnósticos fundamentados nos resultados das comparações.

BREVE DESCRIÇÃO DA INVENÇÃO

[0028] Os objetivos da invenção são alcançados por meio de um sistema de automonitoramento individualizado para transformadores em uma instalação de medição de energia elétrica disposta em uma rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica para medir a energia elétrica em um ponto de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica, que compreende:

pelo menos um transformador conectado ao ponto de distribuição e/ou transmissão de energia; e

pelo menos um medidor de uma grandeza elétrica integrada no tempo, acoplado diretamente a um dos terminais de pelo menos um transformador, o medidor sendo capaz de medir e registrar esta grandeza elétrica do referido terminal.

[0029] O sistema compreende alternativamente pelo menos um transformador de corrente e pelo menos um medidor de corrente elétrica integrada no tempo, sendo que cada um dos medidores Ah está conectado a apenas um enrolamento do transformador de corrente, e/ou compreende ainda pelo menos um transformador de potencial e um medidor de tensão elétrica integrada no tempo (Vh) acoplado ao seu enrolamento secundário. Ademais, o sistema pode compreender uma unidade externa de medição acoplada à entrada de energia de um ponto de recebimento de energia sendo abastecido pelo referido ponto de distribuição e/ou transmissão de energia, sendo que a unidade externa de medição mede pelo menos uma grandeza elétrica da energia entregue na entrada de energia do ponto de recebimento de energia.

[0030] A unidade externa de medição pode compreender um medidor de grandeza integrada acoplado à sua base. O ponto de recebimento pode ser uma unidade consumidora, definida como um conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um ponto de entrega ou uma subestação.

[0031] A unidade externa de medição pode estar na forma de um medidor eletro-eletrônico de energia. Esses medidores eletro-eletrônicos estão presentes na vasta maioria as unidades consumidoras ou em subestações de medição indireta.

[0032] O medidor de grandeza elétrica integrada no tempo pode ser um medidor de Ampère-hora (Ah) ou de Volt-hora (Vh).

[0033] O medidor de Ampère-hora pode estar localizado no enro-

lamento primário e/ou secundário de qualquer tipo de transformador de corrente para medição, instalado em unidades consumidoras e/ou subestações, em qualquer nível de tensão. O conjunto, transformador de corrente e pelo menos um medidor de Ah, foi definido como transformador de corrente automonitorado (TCAM).

[0034] O medidor de Volt-hora (Vh) pode estar acoplado ao enrolamento secundário de qualquer tipo de transformador de potencial para medição instalado em unidades consumidoras e/ou subestações, em qualquer nível de tensão. O conjunto, transformador de potencial e medidor de Vh, foi definido como transformador de potencial automonitorado (TPAM).

[0035] Os medidores de uma determinada grandeza elétrica podem ser parte integrante do corpo ou peça inteiriça do transformador da mesma grandeza elétrica previamente fabricado para este fim ou podem ser acoplados a um transformador da mesma grandeza já existente, incluindo as funções de medição, registro e a possibilidade de armazenamento em memória de massa e transmissão ou transferência dos valores medidos para mostradores externos ou unidades/centrais de leitura e coleta, local ou remota desses dados.

[0036] O sistema de automonitoramento pode compreender ainda um Módulo de Comunicação Remota (MCR), conectado à saída de pelo menos um medidor de uma grandeza elétrica para transmitir os valores medidos da grandeza elétrica integrada no tempo para um terminal remoto. O sistema pode compreender também uma Unidade de Registro e Comunicação (URC) que recebe e armazena informações de medição, por um canal de comunicação de dados sem fio, do Módulo de Comunicação Remota, e é capaz de transmitir estas informações de medição para uma estação de telemedição. A Unidade de Registro e Comunicação pode também receber e armazenar informações de medição da unidade externa de medição. Unidade de Registro e Comuni-

cação é capaz de transmitir os dados recebidos e armazenados para um dentre uma estação de telemedição, um Dispositivo Leitor/Coletor de Informações e a unidade externa de medição.

[0037] Preferivelmente, pelo menos um medidor está encapsulado internamente a um transformador, e a unidade externa de medição está montada no mesmo invólucro, juntamente com pelo menos um transformador.

[0038] A Unidade de Registro e Comunicação pode compreender ainda uma memória de massa onde são armazenados os valores das grandezas medidas e um mostrador que apresenta os valores das grandezas elétricas medidas por pelo menos um medidor.

[0039] O sistema de automonitoramento pode compreender ainda um Dispositivo Leitor/Coletor de Informações portátil que recebe e armazena informações de medição de pelo menos um dentre o Módulo de Comunicação Remota, a Unidade de Registro e Comunicação, a unidade externa de medição, os medidores de corrente elétrica integrada no tempo Ah e o medidor de tensão elétrica integrada no tempo Vh. O Dispositivo Leitor/Coletor de Informações deve ser ainda capaz de transmitir os dados recebidos e armazenados para pelo menos um dentre um terminal remoto, a unidade externa de medição e a Unidade de Registro e Comunicação.

[0040] O sistema de automonitoramento pode compreender ainda um mostrador capaz de exibir os valores das grandezas elétricas medidas por pelo menos um medidor e a relação de transformação de corrente para um determinado intervalo de tempo.

[0041] O transformador de corrente automonitorado (TCAM) e o transformador de potencial automonitorado (TPAM) podem ser instalados na unidade consumidora ou na subestação, no cubículo ou painel de medição, como equipamento específico do sistema de medição operacional ou de faturamento ou com a finalidade de fiscalização e

inspeção, instalado no ramal de entrada, externamente à unidade consumidora ou subestação.

[0042] No sistema de automonitoramento de acordo com a invenção, pelo menos um dentre o Dispositivo Leitor/Coletor de Informações LCI, a Unidade de Registro e Comunicação URC e a unidade externa de medição podem realizar automaticamente uma função de comparação e diagnóstico, sendo capazes de processar os dados de pelo menos um dentre os medidores de grandeza elétrica integrada no tempo, Ah e/ou Vh, e a unidade externa de medição, e de comparar os dados recebidos entre si e emitir diagnósticos com base nos resultados das comparações. Esta função pode ser realizada também por um operador, local ou remotamente.

[0043] Os objetivos da invenção são também alcançados por meio de um método de automonitoramento e diagnóstico de transformadores em uma instalação de medição de energia elétrica disposta em uma rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica para medir a energia elétrica em um ponto de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica, a instalação de medição de energia compreendendo pelo menos um transformador conectado ao ponto de distribuição e/ou transmissão de energia, e pelo menos um medidor de uma grandeza elétrica integrada no tempo, acoplado diretamente a um dos terminais do transformador, o medidor sendo capaz de medir e registrar esta grandeza elétrica do referido terminal, compreendendo as etapas de:

medir valores de pelo menos uma grandeza elétrica integrada no tempo diretamente em pelo menos um enrolamento de pelo menos um transformador;

realizar comparações entre valores medidos;

gerar resultados das comparações; e

efetuar diagnóstico com base nos resultados das comparações.

[0044] A etapa de medir inclui pelo menos uma das seguintes medições: medir a corrente elétrica no enrolamento primário de pelo menos um transformador de corrente elétrica; medir a corrente elétrica no enrolamento secundário em pelo menos um transformador de corrente elétrica; medir a tensão elétrica no enrolamento secundário de pelo menos um transformador de potencial e medir com uma unidade externa de medição de energia elétrica em um ponto de recebimento de energia que recebe energia a partir de um ponto de entrega de energia no qual a instalação de medição está acoplada.

[0045] A etapa de realizar comparações inclui pelo menos uma das seguintes comparações: comparar medidas de terminais distintos de um mesmo transformador; comparar a medida obtida diretamente de uma grandeza elétrica integrada no tempo do enrolamento secundário de um transformador com a medida obtida da mesma grandeza elétrica em uma unidade externa de medição; comparar entre si, valores referentes às correntes elétricas integradas no tempo em um dos enrolamentos de pelo menos dois transformadores de corrente e comparar entre si, valores referentes às tensões elétricas integradas no tempo no enrolamento secundário de pelo menos dois transformadores de potencial.

[0046] As etapas de realizar comparações entre valores medidos; gerar resultados das comparações; e efetuar diagnóstico com base nos resultados das comparações podem ser efetuadas automaticamente por um circuito conectado à instalação de medição de energia, ou ainda manualmente por um dentre um operador situado no local de medição de energia e um operador situado em um local remoto ao local de medição de energia.

[0047] A etapa de realizar diagnóstico se baseia na análise dos resultados das comparações realizadas, os principais diagnósticos realizados são: identificar a abertura de uma fase qualquer através da

desconexão do condutor de ligação do enrolamento secundário do transformador de potencial à unidade externa de medição ou na própria unidade externa de medição quando o valor do V_h correspondente àquela fase na unidade externa de medição for menor que o valor de V_h no transformador de potencial correspondente àquela fase específica; identificar a redução momentânea ou permanente no valor da tensão de qualquer uma das fases quando o valor do V_h correspondente àquela fase na unidade externa de medição for menor que o valor de V_h no transformador de potencial correspondente àquela fase específica; identificar falhas no transformador de corrente se o valor do A_h do primário do transformador de corrente for diferente do valor de A_h do secundário do mesmo transformador de corrente, considerando a respectiva relação de transformação de corrente; identificar desvios de energia elétrica por derivação de condutores secundários no cabeamento que leva à unidade externa de medição ou no próprio interior da unidade externa de medição quando o valor do A_h do secundário do transformador de corrente de uma fase específica for diferente do valor de A_h medido pela unidade externa de medição, referente àquela fase; identificar erros de cadastramento de constantes relacionadas à relação de transformação de corrente, se o valor de A_h do primário do transformador de corrente for diferente do valor de A_h referido ao primário da unidade externa de medição de energia; identificar erro de relação no transformador de corrente ou eventuais falhas no referido equipamento com base na comparação das grandezas A_h primária e secundária; identificar possíveis desequilíbrios de tensão entre fases quando houver valores de V_h diferentes entre elas e identificar possíveis desequilíbrios de corrente entre fases quando houver valores de A_h diferentes entre elas.

DESCRIÇÃO RESUMIDA DOS DESENHOS

[0048] A presente invenção será, a seguir, mais detalhadamente

descrita com base em um exemplo de execução representado nos desenhos. As figuras mostram:

figura 1 - um diagrama esquemático de uma primeira modalidade do sistema de automonitoramento individualizado para transformadores da presente invenção;

figura 2 - uma vista em perspectiva de uma implementação construtiva da primeira modalidade do sistema de acordo com a invenção incluindo um transformador de corrente e um transformador de potencial;

figura 3 – um diagrama esquemático de uma segunda modalidade do sistema da presente invenção, em que os valores de Ampère-hora medidos do transformador de corrente e de Volt-hora medidos do transformador de potencial são enviados para unidades remotas;

figura 4 - uma vista esquemática de uma terceira modalidade do sistema de acordo com a invenção, incluindo diversos transformadores de corrente e de potencial, em uma instalação de medição de energia elétrica de uma rede de distribuição de energia elétrica;

figura 5 – um diagrama esquemático de uma modalidade preferida de um módulo de comunicação remota aplicado ao sistema da presente invenção;

figura 6a – uma vista esquemática de um circuito de medição aplicado a uma modalidade da presente invenção, utilizando um medidor do tipo "plug-in";

figura 6b – uma vista esquemática do circuito de uma primeira modalidade do medidor do tipo "plug-in" que mede Ampère-hora e Volt-hora, usado para a medição a três fios;

figura 6c - uma vista esquemática do circuito de uma segunda modalidade do medidor do tipo "plug-in" que mede Ampère-hora e Volt-hora para a medição a quatro fios;

figura 6d - uma vista esquemática do circuito de uma terceira modalidade do medidor do tipo "plug-in" que mede Ampère-hora para a medição a três fios;

figura 6e - uma vista esquemática do circuito de uma quarta modalidade do medidor do tipo "plug-in" que mede Ampère-hora para a medição a quatro fios;

figura 6f - uma vista esquemática do circuito de uma quinta modalidade do medidor do tipo "plug-in" que mede Volt-hora para a medição a três fios;

figura 6g - uma vista esquemática do circuito de uma sexta modalidade do medidor do tipo "plug-in" que mede Volt-hora para a medição a quatro fios;

figura 7 - uma vista esquemática de uma quarta modalidade do sistema de acordo com a invenção, em que os transformadores e os medidores de corrente e tensão são encapsulados juntos.

DESCRIÇÃO DETALHADA DAS FIGURAS

[0049] Na figura 1 é apresentada uma primeira modalidade do sistema de automonitoramento individualizado para transformadores da presente invenção. O sistema de automonitoramento é aplicado a uma instalação de medição de energia elétrica disposta em uma rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica para medir a energia elétrica em um ponto da rede. Preferivelmente, estas instalações são instaladas diretamente na rede de distribuição de energia, em pontos de distribuição de energia, a partir dos quais uma quantidade de energia elétrica é entregue a estações de consumo da rede, a fim de medir a energia que é entregue diretamente pela rede a um ponto de consumo de energia, ou a uma subestação de distribuição e/ou transmissão.

[0050] O sistema compreende pelo menos um transformador 31, 33 utilizado para medição de energia. Preferivelmente, o transformador é um transformador de potencial 33, um transformador de corrente 31

ou uma combinação destes transformadores, os quais estão conectados à rede de distribuição e/ou transmissão de energia e são normalmente utilizados apenas para fins de medição de energia elétrica. Porém, o sistema pode ser compreender também outros tipos de transformadores, ou ainda mais de um transformador de potencial e de corrente simultaneamente, por exemplo, conectados a fases diferentes da energia que está sendo distribuída.

[0051] Um medidor de uma grandeza elétrica integrada no tempo é acoplado diretamente a um dos terminais do transformador. Este medidor deve ser capaz de medir e registrar esta grandeza elétrica do referido terminal. Como pode ser visto na figura 1, em uma modalidade preferida da invenção, um medidor de corrente integrada no tempo (Ampère-hora) Ah 3 é conectado em série com o terminal do enrolamento primário 31-1 do transformador de corrente 31, que transporta corrente elétrica para uma unidade consumidora ou uma subestação 2. Um outro medidor de corrente Ah 4 é conectado em série com o terminal do enrolamento secundário 31-2 deste transformador de corrente 31. Por outro lado, no transformador de potencial 33, um medidor de tensão integrada no tempo (Volt-hora) Vh 13 é conectado em paralelo com os terminais do seu enrolamento secundário 33-2. Os medidores de tensão Vh e de corrente Ah devem ser capazes de medir a tensão integrada (Volt-hora) e/ou a corrente integrada (Ampère-hora) originais tanto em circuitos de alta, média e baixa tensões e registrar os valores medidos. Preferivelmente, os medidores devem possuir uma memória de massa, onde são armazenados todos os valores medidos ao longo de um intervalo de tempo pré-definido. Este recurso é responsável por proporcionar a inviolabilidade ao sistema, uma vez que mesmo que outros dispositivos externos de medição de energia normalmente utilizados nos pontos de consumo ou subestação sejam danificados, os valores das grandezas integradas no tempo permanece-

rão armazenados nos medidores de Ah e Vh. Como medição de Vh e Ah, podem ser empregados circuitos analógicos a tiristores, com previsão para uso em um sistema digital, ou outro tipo de circuito capaz de medir tensão e/ou corrente integradas no tempo.

[0052] Como pode ser visto na figura 1, de acordo com esta modalidade da invenção, os medidores de corrente Ah e o medidor de tensão Vh estão respectivamente encapsulados dentro do transformador de corrente 1 e do transformador de potencial 14, passando os mesmos a serem identificados, respectivamente como TCAM, 1 e TPAM, 14.

[0053] Os medidores de corrente Ah e de tensão Vh podem ser partes integrantes do corpo do transformador, ou peças inteiriças do mesmo, ou ainda simplesmente conectados em um ponto fisicamente próximo aos terminais dos transformadores, de tal modo que não haja possibilidade de haver desvios ou perdas relevantes de energia entre os terminais dos transformadores e os respectivos medidores.

[0054] Nesta modalidade da invenção ilustrada na figura 1, os terminais do enrolamento secundário 31-2 do transformador de corrente 31 e do transformador de potencial 33 são conectados a uma unidade externa de medição 5, a qual recebe, portanto, o sinal de corrente do transformador de corrente 31 e o sinal de tensão do transformador de potencial 33. Como unidade externa de medição 5 pode ser utilizado um medidor eletrônico ou um medidor eletromecânico de energia elétrica. Os medidores eletrônicos já estão presentes na maioria das unidades consumidoras e subestações com medição indireta. Esses medidores possuem internamente registros das grandezas elétricas que estão medindo. Opcionalmente pode-se utilizar também medidores de Ah e Vh montados solidariamente à base de medidores eletromecânicos ou medidores eletrônicos sem a função Vh e Ah, por exemplo, por meio dos "plug-in"s mostrados nas figuras 6a, 6b, 6c, 6d, 6e, 6f e 6g.

[0055] Os medidores de corrente A_h e de tensão V_h , em uma configuração preferencial, incluem as funções de medição, registro, armazenamento em memória de massa e transmissão ou transferência dos valores medidos da respectiva grandeza elétrica para mostradores externos ou unidades/centrais de leitura e coleta, local ou remota desses dados.

[0056] Preferivelmente, o sistema de acordo com a presente invenção compreende ainda um circuito que realiza as funções de comparação e diagnóstico, que poderá ser o Dispositivo Leitor/Coletor de Informações LCI 9, a Unidade de Registro e Comunicação URC 7 e/ou a unidade externa de medição 5, os quais serão mais detalhadamente descritos posteriormente. Para realizar as funções de comparação e diagnóstico, este(s) circuito(s) devem receber os dados de medição obtidos por pelo menos alguns dos outros medidores de grandezas elétricas, e ser capaz(es) de comparar os dados recebidos entre si, produzir resultados destas comparações e emitir diagnósticos com base nos resultados das comparações. Por exemplo, na modalidade da invenção em que a unidade externa de medição 5 irá realizar as funções de comparação e diagnóstico, ele deverá receber também os dados de medição dos medidores de A_h e V_h , seja por uma conexão direta, por um Módulo de Comunicação Remota do tipo que será descrito a seguir, ou a partir Unidade de Registro e Comunicação, ou ainda do Dispositivo Leitor/Coletor de Informações 9.

[0057] Porém, a realização destas funções de comparação e diagnóstico por meio de um destes circuitos não é essencial ao sistema da presente invenção, uma vez que estas funções podem ser realizadas manualmente ou visualmente por um operador ou técnico, que pode visualizar os valores medidos de tensão e corrente integradas, realizar comparações entre os valores medidos, produzir resultados destas comparações e emitir diagnósticos com base nos resultados das com-

parações. Esta operação pode ser realizada pelo operador local ou remotamente.

[0058] A figura 2 apresenta uma vista em perspectiva de uma forma de concretização da modalidade do sistema de acordo com a invenção ilustrada na figura 1, onde os medidores de Ah e o medidor de Vh estão embutidos nos respectivos transformadores de corrente e potencial.

[0059] Na figura 2, o transformador de corrente automonitorado possui dois medidores de Ah encapsulados internamente ao corpo do referido equipamento. Os medidores de Ah transmitem para mostradores externos 6 os valores das correntes elétricas integradas no tempo dos enrolamentos primário e secundário.

[0060] Em uma configuração preferencial, pode-se utilizar um ou dois mostradores, que podem apresentar também a relação de transformação de corrente real, ou indicar quando ocorrer diferença acima de determinado valor na referida relação.

[0061] Na mesma figura está apresentada uma possível implementação construtiva de um transformador de potencial automonitorado TPAM 14, com um medidor de tensão Vh encapsulado internamente ao transformador e conectado ao enrolamento secundário. O medidor de Vh transmite para um mostrador 15 o valor da tensão elétrica integrada no tempo do enrolamento secundário.

[0062] Como pode ser visto na figura 2, o sistema pode compreender ainda dispositivos de saída para calibração, um para a grandeza Ah 17 e outro para a grandeza Vh 18, bem como a unidade externa de medição de energia elétrica 5, aqui também chamada de medidor eletrônico 5.

[0063] A figura 3 apresenta uma vista esquemática de uma segunda modalidade do sistema em que os valores de Ah e Vh medidos dos transformadores de corrente e potencial são enviados para unidades

remotas, provendo meios adicionais à leitura direta dos mostradores do TCAM 1 e do TPAM 14.

[0064] Uma das unidades remotas é a Unidade de Registro e Comunicação – URC 7, cuja finalidade é ser uma opção adicional para obtenção automática dos dados medidos tanto da corrente integrada no tempo pelo(s) medidor(es) de Ah 3,4, quanto da tensão elétrica integrada no tempo, pelo medidor de Vh 13. Por exemplo, quando ocorrer dificuldade de leitura dos mostradores incorporados nos transformadores de corrente automonitorados 1 ou nos transformadores de potencial automonitorados 14.

[0065] Para esta finalidade, a Unidade de Registro e Comunicação URC 7 pode ficar no cubículo de medição 11, próximo à unidade externa de medição de energia 5. A Unidade de Registro e Comunicação URC 7 também pode transmitir os valores para uma central de telemedição 27 da concessionária ou da subestação. Isto só é necessário se for desejável obter as informações de forma mais rápida, como em tempo real. A URC 7 pode ainda transmitir dados para um Dispositivo Leitor/Coletor de Informações (9) ou para a unidade externa de medição (5), caso um destes dispositivos vá realizar as funções de comparação e diagnóstico.

[0066] Opcionalmente, a URC 7 pode coletar informações do medidor de energia elétrica 5 e/ou dos medidores de Ah e Vh, os quais podem estar conectados diretamente à URC 7 ou ainda estarem conectados a dispositivos de transmissão que transmitem os valores medidos por eles à URC 7. Além disso, a URC 7 pode também realizar a função de comparação e diagnóstico, realizando a comparação de valores medidos, a geração de resultados das comparações e a elaboração de diagnósticos com base nos valores medidos de Ampère-hora e Volt-hora e demais grandezas medidas pelo sistema.

[0067] A Unidade de Registro e Comunicação 7 é constituída basi-

camente de uma interface de entrada e de saída, um controlador com memória simples e/ou memória de massa e uma fonte de alimentação.

[0068] Como pode ser visto na figura 3, o sistema pode compreender ainda uma segunda unidade remota denominada Módulo de Comunicação Remota MCR 8, que transmite os valores da corrente ou da tensão integrada no tempo, tanto para a URC 7 quanto para um dispositivo de coleta remota de dados e um Leitor/Coletor de Informações LCI 9 que é um dispositivo portátil para coleta remota de dados de maneira automática.

[0069] O Módulo de Comunicação Remota 8 é constituído basicamente de uma interface de entrada interna, um controlador com memória, uma interface de saída e, no caso do uso do TCAM 1, preferencialmente, uma fonte de alimentação que não possui bateria, sendo a energia proveniente da própria corrente do consumidor.

[0070] O LCI 9 pode opcionalmente coletar informações do medidor de energia elétrica 5 e dos medidores de Ah e Vh, os quais são conectados ao LCI e enviam a ele os valores medidos. Além disso, o LCI pode executar as funções de comparação e diagnóstico, realizando a comparação dos valores medidos, a geração de resultados das comparações e a elaboração de diagnósticos com base nos valores medidos de Ampère-hora e Volt-hora e demais grandezas medidas pelo sistema.

[0071] O Leitor/Coletor de Informações LCI 9 é constituído basicamente de uma interface de entrada e de saída, um controlador com memória normal ou de massa e uma fonte de alimentação e pode ser concretizado na forma de um dispositivo portátil.

[0072] Na modalidade apresentada na figura 3, os medidores de Ah 3, 4 e de Vh 13 incluem um Módulo de Comunicação Remota MCR 8 sem fio, encapsulados no TCAM 1 ou no TPAM 14, que transmite os valores da corrente ou da tensão integrada no tempo para a concessi-

onária, diretamente por telemedição, para uma Unidade de Registro e Comunicação URC 7, e/ou para o dispositivo de coleta remota de dados Leitor/Coletor de Informações LCI 9.

[0073] O Módulo de Comunicação Remota 8 pode utilizar diversas tecnologias para transmissão dos dados, entre elas: GSM (Global System for Mobile Communications), tecnologia móvel usada preferencialmente para telefonia celular; GPRS (General Packet Radio Service) tecnologia que aumenta a taxa de transferência de dados em redes GSM através do transporte de pacotes; ZIG-BEE, série de protocolos de alto nível voltados para comunicação de rádio digital com baixo consumo de energia; e BLUETOOTH, especificação industrial para redes de comunicação sem fio, passível de ser usada por vários dispositivos como laptops, palmtops, impressoras e câmaras digitais.

[0074] De acordo com a modalidade da invenção mostrada na figura 3, o sistema compreende também uma Unidade de Registro e Comunicação URC 7 com um respectivo mostrador 28, cuja finalidade é ser uma opção adicional para obtenção automática dos dados medidos tanto da corrente integrada no tempo pelo medidor de Ah 3, 4, quanto da tensão elétrica integrada no tempo, pelo medidor de Vh 13.

[0075] Tal como mostra a figura 3, a URC 7 pode ainda transmitir os valores recebidos da MCR 8 para uma Central de telemedição da concessionária ou da subestação 2, as quais estão localizadas remotamente à URC 7.

[0076] Conforme a modalidade apresentada na figura 3, o Módulo de Comunicação Remota 8 pode estar instalado nas seguintes posições:

(a) no transformador de corrente automonitorado 1, que recebe as informações do medidor de Ampère-hora primário 3 e/ou secundário 4 através de uma interface de entrada interna; e/ou

(b) no transformador de potencial automonitorado 14 que

recebe as informações do medidor de Vh 13 através de uma interface de entrada interna.

[0077] A figura 4 apresenta uma vista esquemática de uma terceira modalidade do sistema incluindo diversos transformadores de corrente e potencial instalados em uma instalação de medição de energia elétrica de uma rede de distribuição de energia. Nesta modalidade da invenção, pode-se dispor de um TCAM 1 para a medição de cada fase em uma rede trifásica.

[0078] A figura 4 apresenta uma visão geral de uma instalação do sistema de acordo com a invenção, em que os TCAM 1 e os TPAM 14 estão conectados, por exemplo, em uma rede de distribuição da concessionária 12, seja na situação de inspeção/fiscalização, externamente a unidade consumidora, ou para sistema de medição operacional ou de faturamento propriamente dito, internamente à unidade consumidora ou subestação, no cubículo de medição 11.

[0079] É importante esclarecer que outras montagens podem ser realizadas em sistemas de transmissão ou em subestações particulares, com diferentes topologias.

[0080] A figura 5 apresenta um diagrama esquemático de uma modalidade preferida de um Módulo de Comunicação Remota 8.

[0081] Como descrito anteriormente, o Módulo de Comunicação Remota 8 é constituído basicamente de uma interface de entrada interna 23, um controlador com memória 24, uma interface de saída 25 e, no caso do uso do TCAM, uma fonte de alimentação 26.

[0082] Nesta modalidade, as informações recebidas na interface de entrada interna 23 por pelo menos um dos medidores de grandeza elétrica, Ah primário 3, Ah secundário 4 e/ou Vh secundário 13, são passadas para um controlador com memória que as repassa para uma interface de saída 25, que pode ser ótica 20 ou por ondas de rádio 21.

[0083] É importante destacar que, no caso do transformador de

corrente automonitorado 1, o sistema possui uma fonte de alimentação 26 que não possui bateria, sendo a energia proveniente da própria corrente do circuito de carga. Quando isto não for possível e houver a necessidade de uma leitura do valor presente na memória, pode-se energizar o dispositivo através de uma indução eletromagnética, de forma similar à energização usada para cartões magnéticos com "chips". Uma fonte de alta frequência induz ondas de radiofrequência, captadas através de bobina especial da fonte do módulo de comunicação remota e esta energia é usada para alimentar o instrumento, mesmo na ausência de corrente no circuito de carga.

[0084] No caso do transformador de potencial automonitorado 14, a fonte de tensão já está presente pelo secundário deste próprio equipamento.

[0085] Os medidores de energia elétrica presentes no sistema podem apresentar uma conexão do tipo "plug-in" no caso de o medidor eletrônico não possuir a capacidade de medir e registrar as grandezas Ah ou Vh ou no caso de o medidor ser baseado no princípio de indução eletromecânico. As figuras 6a a 6g ilustram diversas possíveis formas de concretização de conexões do tipo "plug-in" que podem ser usadas pelo sistema da presente invenção.

[0086] A figura 6a apresenta um exemplo de uma solução preferencial com conexão do tipo "plug-in", dos medidores de Ah e/ou Vh, conectando os medidores 19 ao bloco de terminais do medidor de energia elétrica. Essa solução pode ser utilizada em sistemas de fornecimento de energia elétrica com qualquer tipo de topologia, como, por exemplo, delta, estrela, aterrada, conforme detalhado nas figuras 6b, 6c 6d, 6e, 6f e 6g.

[0087] A figura 6b apresenta uma vista esquemática do circuito de uma primeira modalidade do medidor do tipo "plug-in" que mede Ampère-hora e Volt-hora, usado para a medição a três fios.

[0088] A figura 6c apresenta uma vista esquemática do circuito de uma segunda modalidade do medidor do tipo "plug-in" que mede Ampère-hora e Volt-hora para a medição a quatro fios.

[0089] A figura 6d apresenta uma vista esquemática do circuito de uma terceira modalidade do medidor do tipo "plug-in" que mede Ampère-hora para a medição a três fios.

[0090] A figura 6e apresenta uma vista esquemática do circuito de uma quarta modalidade do medidor do tipo "plug-in" que mede Ampère-hora para a medição a quatro fios.

[0091] A figura 6f apresenta uma vista esquemática do circuito de uma quinta modalidade do medidor do tipo "plug-in" que mede Volt-hora para a medição a três fios.

[0092] A figura 6g apresenta uma vista esquemática do circuito de uma sexta modalidade do medidor do tipo "plug-in" que mede Volt-hora para a medição a quatro fios.

[0093] A figura 7 apresenta uma vista esquemática de uma quarta modalidade do sistema em que o transformador de corrente 31, o medidor de Ampère-hora do primário 3, o medidor de Ampère-hora do secundário 4, o transformador de potencial 33 e o medidor de Volt-hora 13 estão encapsulados em conjunto. Além disso, a unidade externa de medição 5 pode estar ou não encapsulada em um mesmo invólucro 15 juntamente com pelo menos um transformador TPAM 1, e/ou TCAM 14, os quais podem conter pelo menos um medidor 3, 4, 13 encapsulado em seu interior.

[0094] Os medidores de Ah 3, 4 e Vh 13 encapsulados em conjunto podem enviar informações das respectivas grandezas elétricas para o Módulo de Comunicação e Registro 8. O transformador de potencial e de corrente automonitorado encapsulados em conjunto 22 estão conectados a um medidor eletrônico de energia elétrica 5 através do enrolamento secundário 33-2 do transformador de potencial 33 e do enro-

lamento secundário 31-2 do transformador de corrente 31. A unidade consumidora 2 está conectada externamente ao conjunto 22.

[0095] A presente invenção apresenta também um método de automonitoramento e diagnóstico de transformadores em uma instalação de medição de energia disposta em uma rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica para medir a energia elétrica que está sendo alimentada pela rede a um ponto de distribuição e/ou transmissão de energia. Este método pode também medir a energia elétrica que está sendo entregue a um ponto de recebimento de energia elétrica, para então realizar comparações com a energia que chega ao ponto de entrega da rede de distribuição e/ou transmissão, e realizar diagnósticos do sistema, como será mais detalhadamente descrito posteriormente. A instalação de medição de energia compreende pelo menos um transformador e pelo menos um medidor de uma grandeza elétrica integrada no tempo, acoplado diretamente a um dos terminais do transformador, o medidor sendo capaz de medir e registrar esta grandeza elétrica do referido terminal.

[0096] O método compreende as etapas de medir valores de uma grandeza elétrica integrada no tempo diretamente em pelo menos um enrolamento de pelo menos um transformador; realizar comparações entre valores medidos; e gerar resultados das comparações. O método pode compreender ainda uma etapa de gerar diagnósticos com base nos resultados das comparações.

[0097] A etapa de medir valores de uma grandeza elétrica integrada no tempo diretamente em pelo menos um enrolamento de pelo menos um transformador pode compreender paralelamente ou isoladamente as seguintes medições:

- medir corrente elétrica integrada no tempo (Ampère-hora ou Ah) no enrolamento primário de pelo menos um transformador de corrente elétrica;

- medir corrente elétrica integrada no tempo no enrolamento secundário em pelo menos um transformador de corrente elétrica;

- medir tensão elétrica integrada no tempo (Volt-hora) no enrolamento secundário de pelo menos um transformador de potencial.

[0098] Em uma modalidade preferida da invenção, estas medições são realizadas por meio de medidores de Ah e medidores de Vh do tipo aqui descrito anteriormente, e instalados diretamente conectados aos enrolamentos primário e/ou secundário de transformadores de corrente e transformadores de potencial instalados em redes de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica, para medir a energia elétrica chegando em um determinado ponto. Normalmente, estes transformadores são instalados em pontos de distribuição e/ou transmissão de energia da rede de energia elétrica.

[0099] A etapa de medir valores de uma grandeza elétrica integrada no tempo diretamente em pelo menos um enrolamento de pelo menos um transformador pode compreender ainda medir corrente elétrica integrada no tempo e/ou tensão elétrica integrada no tempo com uma unidade externa de medição de energia elétrica em um ponto de recebimento de energia, ou subestação de distribuição e/ou transmissão de energia, que recebe energia a partir de um ponto de distribuição e/ou transmissão ou entrega de energia no qual a instalação de medição está acoplada. Essas unidades externas de medição, como dito anteriormente, podem ser os medidores eletrônicos ou eletromecânicos de energia elétrica.

[00100] As etapas de realizar comparações entre os valores medidos e gerar resultados das comparações são preferivelmente realizadas automaticamente por meio de um circuito comparador. No caso do sistema de acordo com a presente invenção aqui descrito, as etapas de comparação e geração de resultados podem ser efetuadas pela Unidade de Registro e Comunicação 7, pelo Leitor/Coletor de Informa-

ções 9 ou pela unidade externa de medição de energia elétrica 5.

[00101] Em uma outra modalidade alternativa da presente invenção, a etapa de comparação pode ser realizada por um operador/funcionário de uma empresa habilitada. Neste caso, o funcionário deverá visualizar os valores de corrente e/ou tensão integrada medidos e exibidos pelos medidores de Ah e/ou de Vh e/ou outros medidores eletrônicos ou eletromecânicos. A partir dos resultados obtidos pelas suas próprias observações, o funcionário pode deduzir diagnósticos de funcionamento, falhas, furto de energia, entre outros.

[00102] A etapa de diagnóstico pode alternativamente ser efetuada de forma automática e digital, diretamente por meio da Unidade de Registro e Comunicação 7, do Leitor/Coletor de Informações 9, da unidade externa de medição de energia elétrica 5, ainda por uma central de tele-medição da concessionária ou da subestação, os quais são capazes de interpretar os resultados das comparações e identificar o diagnóstico correspondente a cada resultado obtido.

[00103] A comparação dessas grandezas elétricas permite diagnosticar diversas ocorrências. A seguir estão os principais procedimentos comparativos que fazem parte da presente invenção:

ASSOCIADOS À CORRENTE ELÉTRICA INTEGRADA NO TEMPO:

a) Comparação entre os valores em Ah referentes à corrente integrada no tempo que circula pelo enrolamento primário do transformador de corrente com os valores em Ah referentes à corrente integrada no tempo que circula pelo enrolamento secundário.

[00104] A relação entre estes valores corresponde à relação de transformação do respectivo transformador de corrente, respeitada a sua classe de exatidão.

EXEMPLOS DE POSSÍVEIS DIAGNÓSTICOS:

- Identificar erros de ligação.
- Identificar erros de cadastramento de constantes relacio-

nadas à Relação de Transformação de Corrente.

- Identificar falhas no transformador de corrente.
- Identificação de sobrecarga contínua no transformador de corrente, não indicada pela unidade externa de medição de energia elétrica.

b) Comparação dos valores em Ah referentes à corrente integrada no tempo que circula pelo enrolamento secundário do transformador de corrente com os respectivos valores em Ah referentes à corrente integrada no tempo registrada pela unidade externa de medição de energia.

EXEMPLOS DE POSSÍVEIS DIAGNÓSTICOS:

- Identificar desvios de corrente nos condutores secundários.
- Identificar desvios de corrente no interior das unidades externas de medição de energia elétrica.
- Identificar desvios de energia elétrica por derivação de condutores instalados antes da medição de faturamento.

c) Comparação, entre si, dos valores em Ah referentes às correntes integradas no tempo que circulam pelos enrolamentos secundários ou primários de dois ou três transformadores de corrente que fazem parte do sistema de medição, para fins de avaliação do balanceamento de cargas.

EXEMPLOS DE POSSÍVEIS DIAGNÓSTICOS:

- Identificar desequilíbrio de corrente nas fases.
- Identificar erros de ligação.

ASSOCIADOS À TENSÃO ELÉTRICA INTEGRADA NO TEMPO:

a) Comparação entre valores em Vh referentes à tensão integrada no tempo que se apresenta no enrolamento secundário do transformador de potencial com os respectivos valores em Vh referentes à tensão integrada no tempo registrada pela unidade externa de

medição de energia.

EXEMPLOS DE POSSÍVEIS DIAGNÓSTICOS:

- Identificar interrupção ou desconexão de condutores secundários.

- Identificar artifícios de redução da tensão aplicada à unidade externa de medição de energia elétrica por divisores de tensão nos condutores secundários.

- Identificar artifícios de redução da tensão aplicada à unidade externa de medição de energia elétrica por divisores de tensão nos circuitos internos da unidade externa de medição de energia elétrica.

b) Comparação entre si dos valores em V_h referentes às tensões integradas no tempo que se apresentam nos enrolamentos dos secundários dos dois ou três transformadores de potencial que fazem parte do sistema de medição. Estes valores devem ser aproximadamente iguais.

EXEMPLOS DE POSSÍVEIS DIAGNÓSTICOS:

- Identificar desequilíbrio de tensão nas fases.

- Identificar artifícios de redução de tensão aplicada à unidade externa de medição por desconexão do enrolamento primário.

[00105] A seguir será descrito como alguns dos diagnósticos possíveis de serem realizados citados acima são efetuados com base nos resultados das comparações dos valores medidos pelo sistema e/ou método de acordo com a presente invenção:

- Identificar a abertura de uma fase qualquer através da desconexão do condutor de ligação do enrolamento secundário do transformador de potencial à unidade externa de medição ou na própria unidade externa de medição, quando o valor do V_h correspondente àquela fase na unidade externa de medição for menor que o valor de V_h no transformador de potencial correspondente àquela fase específi-

ca;

- Identificar a redução temporária ou permanente no valor da tensão de qualquer uma das fases, quando o valor do V_h correspondente àquela fase na unidade externa de medição for menor que o valor de V_h no transformador de potencial correspondente àquela fase específica;

- Identificar falhas no transformador de corrente, se o valor do A_h do primário do transformador de corrente for diferente do valor de A_h do secundário do mesmo transformador de corrente, de acordo com a relação de transformação de corrente;

- Identificar desvios de energia elétrica por derivação de condutores secundários no cabeamento que leva à unidade externa de medição ou no próprio interior da unidade externa de medição, quando o valor do A_h do secundário do transformador de corrente de uma fase específica for diferente do valor de A_h medido pela unidade externa de medição, referente àquela fase;

- Identificar erros de cadastramento de constantes relacionadas à relação de transformação de corrente, se o valor de A_h do primário do transformador de corrente for diferente do valor de A_h referido ao primário da unidade externa de medição de energia;

- Identificar erro de relação no transformador de corrente ou eventuais falhas no referido equipamento, quando o resultado da comparação da corrente elétrica integrada no enrolamento primário e no enrolamento secundário do mesmo transformador não corresponder ao valor conhecido da relação de transformação daquele transformador de corrente;

- Identificar possíveis desequilíbrios de tensão entre fases, quando os valores de V_h medidos nos transformadores de tensão correspondentes a cada fase forem diferentes entre si; e

- Identificar possíveis desequilíbrios de corrente entre fases,

quando os valores de Ah medidos nos transformadores de corrente correspondentes a cada fase forem diferentes entre si.

[00106] Dessa forma, as concessionárias de energia elétrica dispõem de um sistema que apresenta uma solução com baixo comprometimento econômico e vantagens técnicas relevantes, visando auxiliar o monitoramento, a operação dos equipamentos de medição e verificação de perdas comerciais em instalações de medição indireta com transformadores de corrente e/ou de potencial.

[00107] Além disso, a presente invenção apresenta baixo custo frente às alternativas atuais. As características de inviolabilidade, simplicidade, exatidão e verificação permanente são capazes de subsidiar, como prova física e concreta, litígios jurídicos entre a empresa prestadora de serviços públicos de energia elétrica e o consumidor.

[00108] A presente invenção permite também a verificação do desempenho do funcionamento dos transformadores de corrente e de potencial, em campo, podendo auxiliar em casos de falhas na instalação, possíveis defeitos, fraudes e desvios, sendo um auxílio poderoso no gerenciamento dos sistemas de medição de energia elétrica em geral.

[00109] A presente invenção pode ser utilizada em qualquer local ou instalação que possua transformadores de corrente e/ou potencial instalados em sistemas de medição de energia elétrica, sejam concessionárias de energia elétrica, subestações particulares, instalações industriais, entre outras.

[00110] Tendo sido descritos exemplos de concretização preferidos, deve ser entendido que o escopo da presente invenção abrange outras possíveis variações, sendo limitado tão somente pelo teor das reivindicações apenas, aí incluídos os possíveis equivalentes.

REIVINDICAÇÕES

1. Sistema de monitoramento para transformadores (31, 33) usado em um sistema de medição indireta de energia elétrica em uma instalação de medição de energia elétrica, que compreende:

 pelo menos um transformador de corrente automonitorado (1) que compreende: um transformador de corrente (31), um medidor de corrente integrada no tempo (4) conectado em série com o enrolamento secundário (31-2) do transformador de corrente (31), e um Módulo de Comunicação Remota (8) conectado na saída do medidor de corrente integrada no tempo (4);

 uma unidade consumidora ou subestação (2) conectada em série com o enrolamento primário (31-1) do transformador de corrente (31);

 uma unidade externa de medição (5) acoplada à instalação de medição de energia elétrica, sendo que a unidade externa de medição (5) mede pelo menos uma grandeza elétrica e está conectada em série com o circuito secundário do transformador de corrente automonitorado (1); e

 uma Unidade de Registro e Comunicação (7) que recebe e armazena informações de medição, por um canal de comunicação de dados sem fio, do Módulo de Comunicação Remota (8) e da unidade de medição externa (5);

caracterizado pelo fato de que a unidade consumidora ou subestação (2) está conectada em série com o circuito primário do transformador de corrente automonitorado (1).

2. Sistema, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende ainda um medidor de corrente integrada no tempo (3) conectado em série com o enrolamento primário (31-1) do transformador de corrente (31).

3. Sistema, de acordo com a reivindicação 1 a 2, caracteri-

zado pelo fato de que o transformador de corrente automonitorado (1) possui um dispositivo de saída para calibração (17) da grandeza elétrica medida pelo medidor de corrente integrada no tempo (3, 4).

4. Sistema, de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 3, caracterizado pelo fato de que compreende ainda: um transformador de potencial automonitorado (14) que compreende: um transformador de potencial (33) acoplado à instalação de medição de energia elétrica e um medidor de voltagem integrada no tempo (13) conectado em paralelo com o enrolamento secundário (33-2) do transformador de potencial (33),

em que o Módulo de Comunicação Remota (8) está conectado na saída do medidor de voltagem integrada no tempo (13); e a unidade externa de medição (5) está conectada em paralelo com o circuito secundário do transformador de potencial automonitorado (14).

5. Sistema, de acordo com a reivindicação 4, caracterizado pelo fato de que o transformador de potencial automonitorado (1) possui um dispositivo de saída para calibração (18) da grandeza elétrica medida pelo medidor de voltagem integrada no tempo (13).

6. Sistema, de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 5, caracterizado pelo fato de que o Módulo de Comunicação Remota (8) transmite os dados para uma estação de telemedição (27), para um Dispositivo Leitor/Coletor de Informações (9) e para a unidade externa de medição (5).

7. Sistema, de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 6, caracterizado pelo fato de que a Unidade de Registro e Comunicação (7) recebe e transmite os dados recebidos e armazenados para uma estação de telemedição (27), para um Dispositivo Leitor/Coletor de Informações (9) e para a unidade externa de medição (5).

8. Sistema, de acordo com qualquer uma das reivindicações

de 1 a 7, caracterizado pelo fato de que a Unidade de Registro e Comunicação (7) possui uma memória de massa onde são armazenados os valores das grandezas medidas.

9. Sistema, de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 8, caracterizado pelo fato de que a Unidade de Registro e Comunicação (7) possui um mostrador (28) que apresenta os valores das grandezas elétricas medidas por pelo menos um medidor de corrente integrada no tempo (3, 4) e um medidor de voltagem integrada no tempo (13).

10. Sistema, de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 9, caracterizado pelo fato de que compreende ainda um Dispositivo Leitor/Coletor de Informações (9), portátil, que recebe e armazena informações de medição de pelo menos um dentre o Módulo de Comunicação Remota (8), a Unidade de Registro e Comunicação (7), a unidade externa de medição (5), os medidores de corrente integrada no tempo (3,4) e o medidor de voltagem integrada no tempo (13).

11. Sistema, de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de que o Dispositivo Leitor/Coletor de Informações (9) é capaz de transmitir os dados recebidos e armazenados para pelo menos um dentre a estação de telemedição (27), a unidade externa de medição (5) e a Unidade de Registro e Comunicação (7).

12. Sistema, de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 11, caracterizado pelo fato de que compreende ainda pelo menos um mostrador (6, 15) capaz de exibir os valores das grandezas elétricas medidas por pelo menos um medidor (3, 4, 13) e a relação de transformação de corrente para um determinado intervalo de tempo.

13. Sistema de acordo com qualquer das reivindicações 1 a 12, caracterizado pelo fato de que o medidor de corrente integrada no tempo (3, 4) tem uma memória de massa de armazenamento para ar-

mazenar os dados medidos durante um certo intervalo de tempo.

14. Sistema de acordo com qualquer das reivindicações 4 a 13, caracterizado pelo fato de que o medidor de voltagem integrada no tempo (13) tem uma memória de massa de armazenamento para armazenar os dados medidos durante um certo intervalo de tempo.

15. Sistema, de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de que pelo menos um dentre o Dispositivo Leitor/Coletor de Informações LCI (9), a Unidade de Registro e Comunicação URC (7) e a unidade externa de medição (5) realizam uma função de comparação e diagnóstico, sendo capazes de processar os dados de pelo menos um dentre os medidores de grandeza elétrica integrada (3, 4, 13) e a unidade externa de medição (5), e de comparar os dados recebidos entre si e emitir diagnósticos com base nos resultados das comparações.

16. Método de monitoramento e diagnóstico de transformadores em uma instalação de medição indireta de energia elétrica compreendendo:

um transformador de corrente automonitorado (1) que compreende: um transformador de corrente (31), um medidor de corrente integrada no tempo (4) conectado em série com o enrolamento secundário (31-2) do transformador de corrente (31), e um Módulo de Comunicação Remota (8) conectado na saída do medidor de corrente integrada no tempo (4);

uma unidade consumidora ou subestação (2) conectada em série com o enrolamento primário (31-1) do transformador de corrente (31);

uma unidade externa de medição (5) acoplada à instalação de medição indireta de energia elétrica, sendo que a unidade externa de medição (5) mede pelo menos uma grandeza elétrica e está conectada em série com o circuito secundário do transformador de corrente

automonitorado (1); e

uma Unidade de Registro e Comunicação (7) que recebe e armazena informações de medição, por um canal de comunicação de dados sem fio, do Módulo de Comunicação Remota (8);

o método **caracterizado pelo fato de que** compreende as etapas de:

medir os valores da corrente integrada no tempo que circula através da unidade consumidora ou subestação (2) por meio da medição externa unidade;

medir a corrente integrada no tempo que circula através do enrolamento secundário (31-2) do transformador de corrente (31) por meio do medidor de corrente integrada no tempo (4);

realizar comparações entre os valores medidos pelo medidor de corrente integrada no tempo (4) e a unidade de medição externa (5); e

gerar resultados de diagnóstico dos dados comparados.

17. Método, de acordo com a reivindicação 16, caracterizado pelo fato de que compreende ainda as etapas de medir a corrente integrada no tempo que circula através do enrolamento primário (31-1) do transformador de corrente (31) por meio de um medidor de corrente integrada no tempo (3) numa ligação em série com o enrolamento primário (31-1) do transformador de corrente (31); comparar os valores medidos pelo medidor de corrente integrado no tempo (4), que está numa ligação em série com o enrolamento secundário (31-2) do transformador de corrente (31) e os respectivos valores medidos pelo medidor de corrente integrada no tempo (3) que se encontra numa ligação em série com o enrolamento primário do transformador de corrente (31) e gerar resultados do diagnóstico a partir dos dados comparados.

18. Método, de acordo com a reivindicação 16, caracterizado pelo fato de que a instalação de medição indireta de energia com-

preende ainda um transformador de potencial automonitoramento (14) que compreende um transformador de potencial (33) acoplado à instalação medição de energia eléctrica e um medidor de voltagem integrada no tempo (13) numa ligação em paralelo com o enrolamento secundário (33-2) do transformador de potencial (33), o método compreendendo ainda as etapas de:

medir os valores do potencial integrado no tempo do enrolamento secundário (33-2) transformador de potencial (33) por meio do medidor de voltagem integrada no tempo (13);

medir o potencial integrado no tempo na unidade consumidora ou subestação (2) por meio da unidade externa de medição (5);

comparar os valores medidos pelo medidor de voltagem integrado no tempo (13) e a unidade externa de medição (5); e

gerar resultados de diagnóstico dos dados comparados.

19. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 16 a 18, caracterizado pelo fato de que as etapas de realizar comparações entre os dados medidos e os resultados dos diagnósticos gerados a partir dos dados comparados são realizadas automaticamente por uma Unidade de Registro e Comunicação (7).

FIG. 2

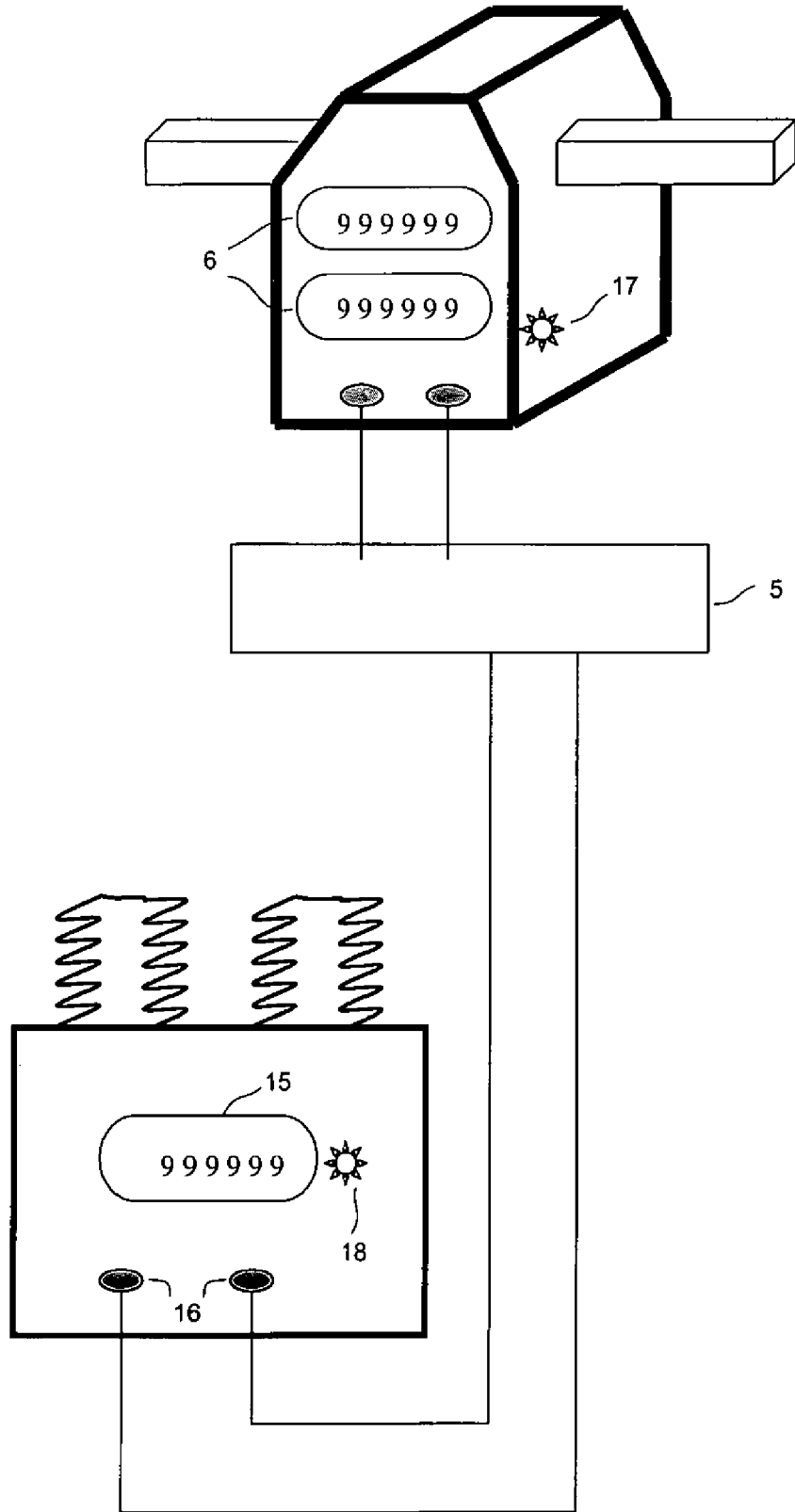


FIG. 3

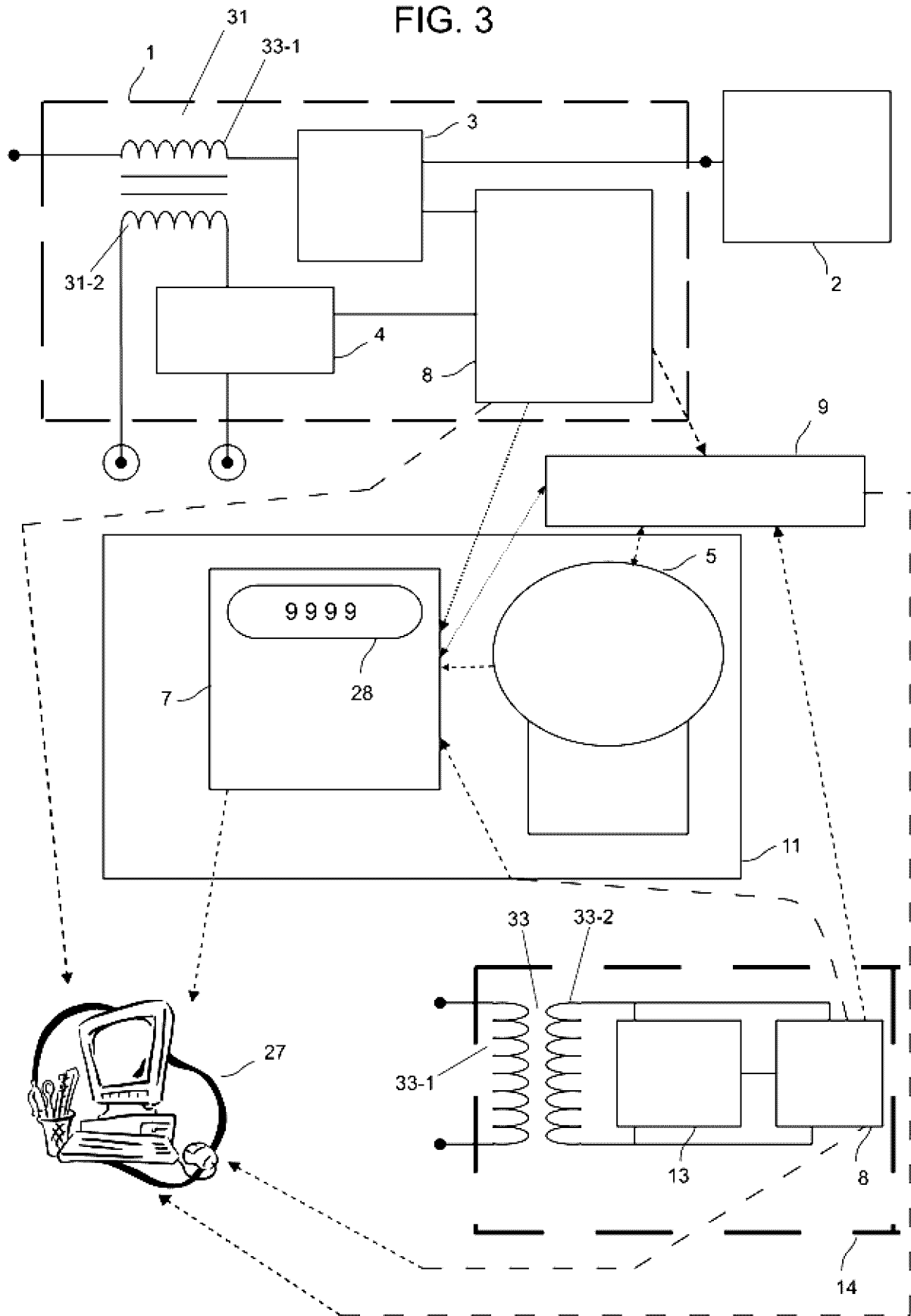


FIG. 4

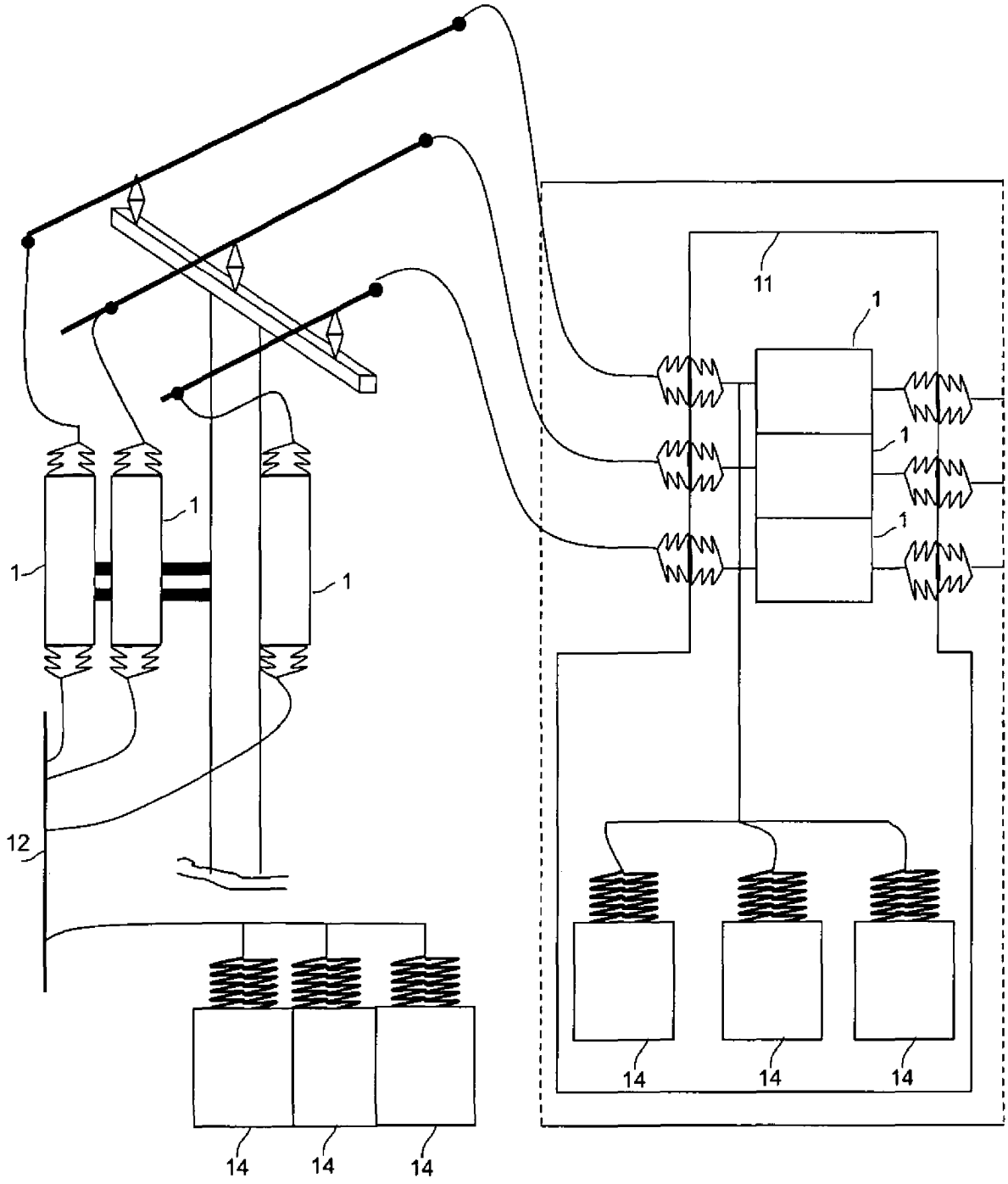


FIG. 5

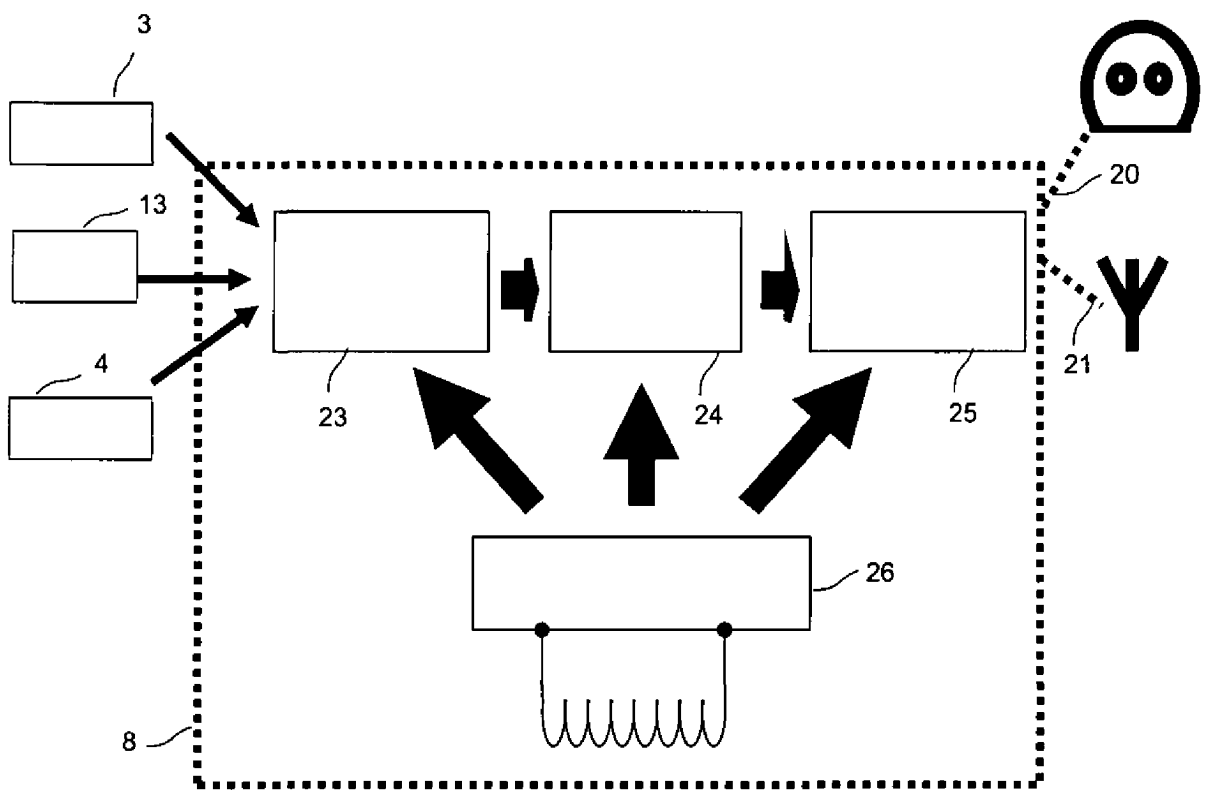


FIG. 6a

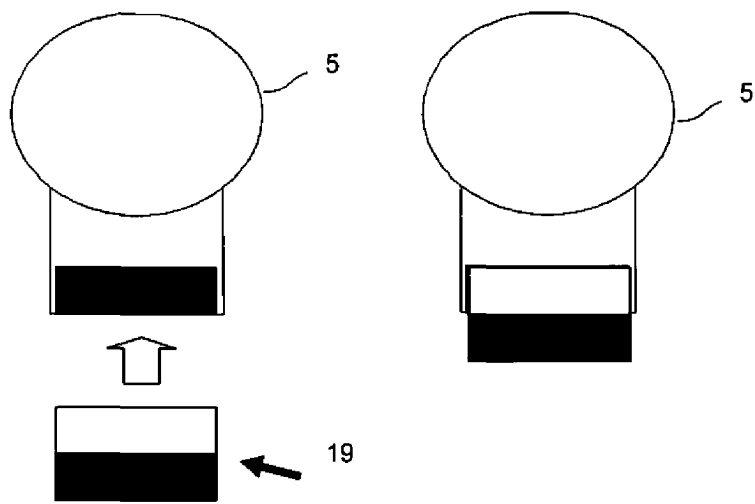


FIG. 6b

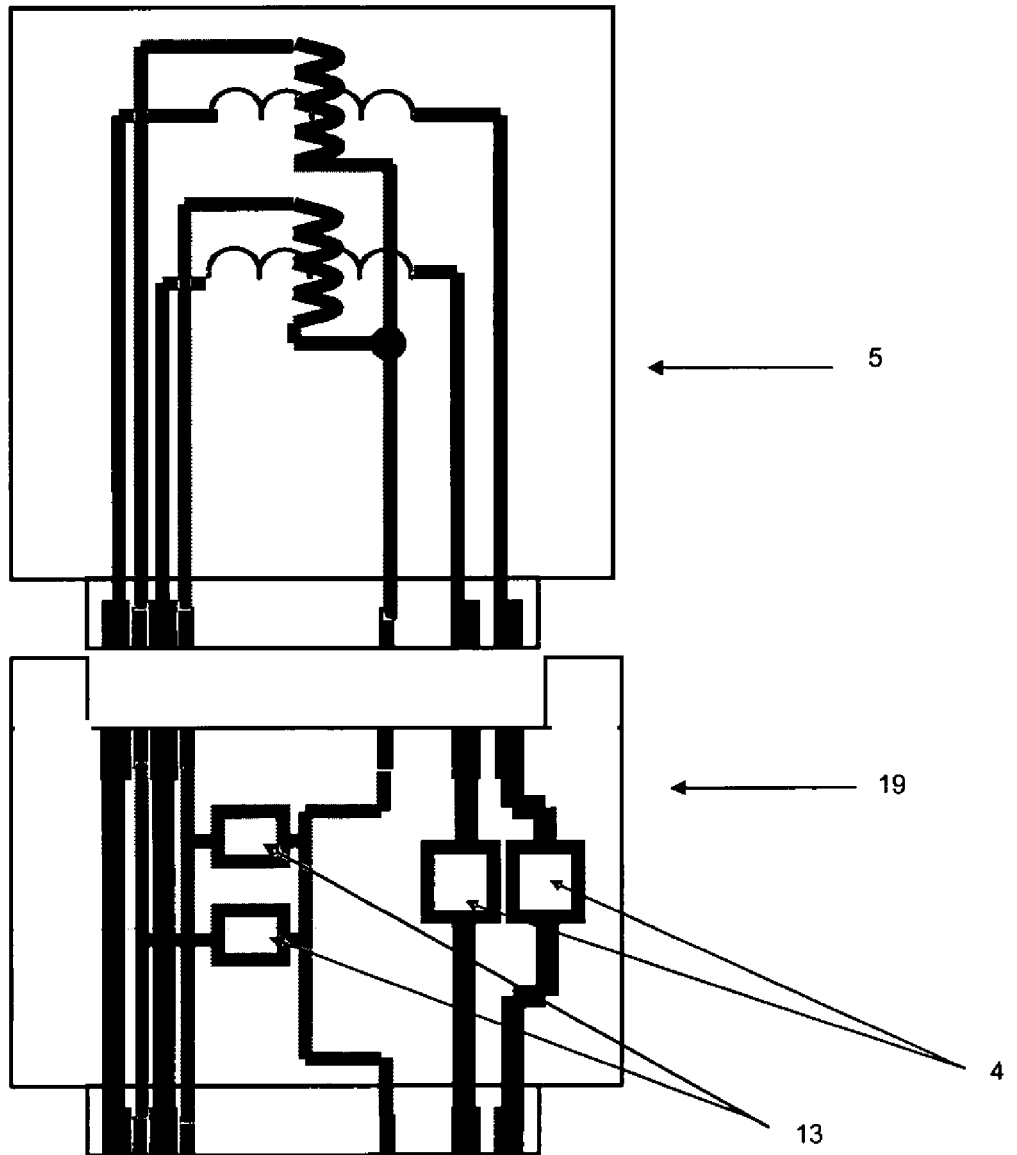


FIG. 6c

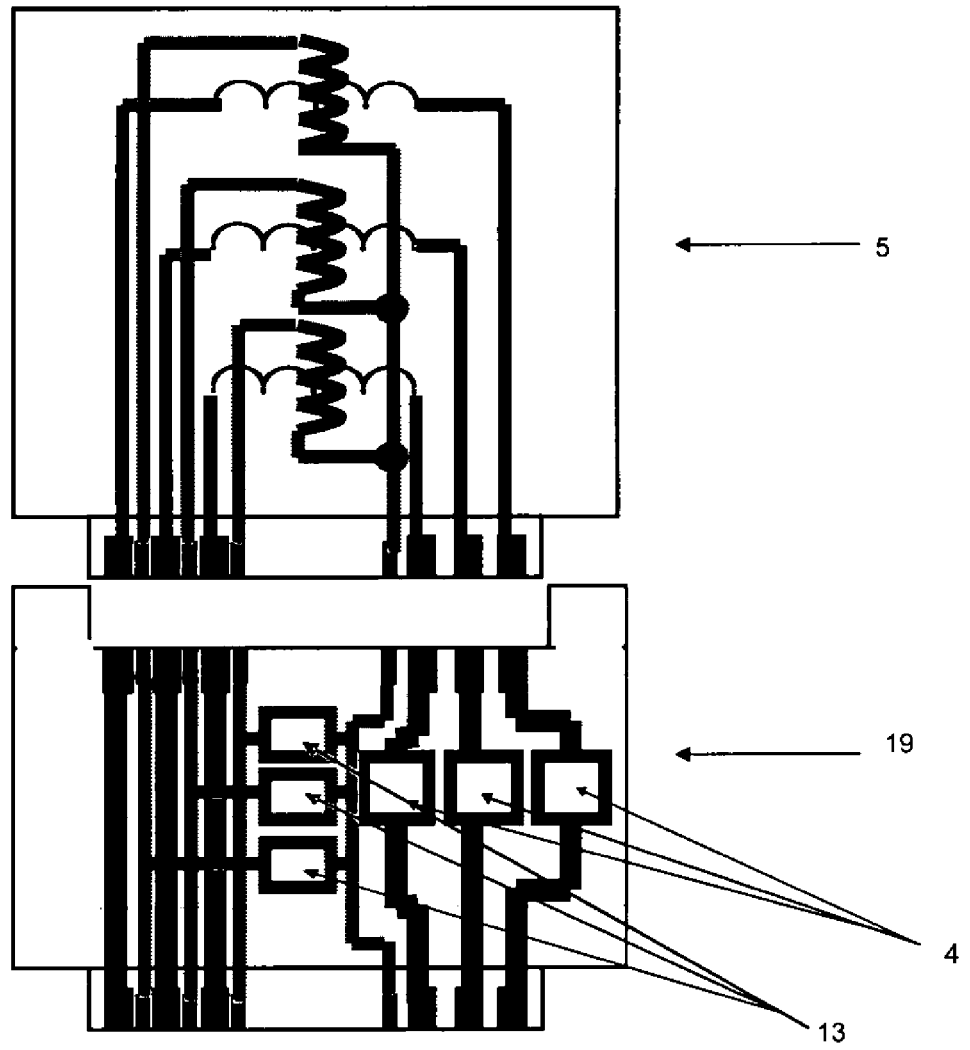


FIG. 6d

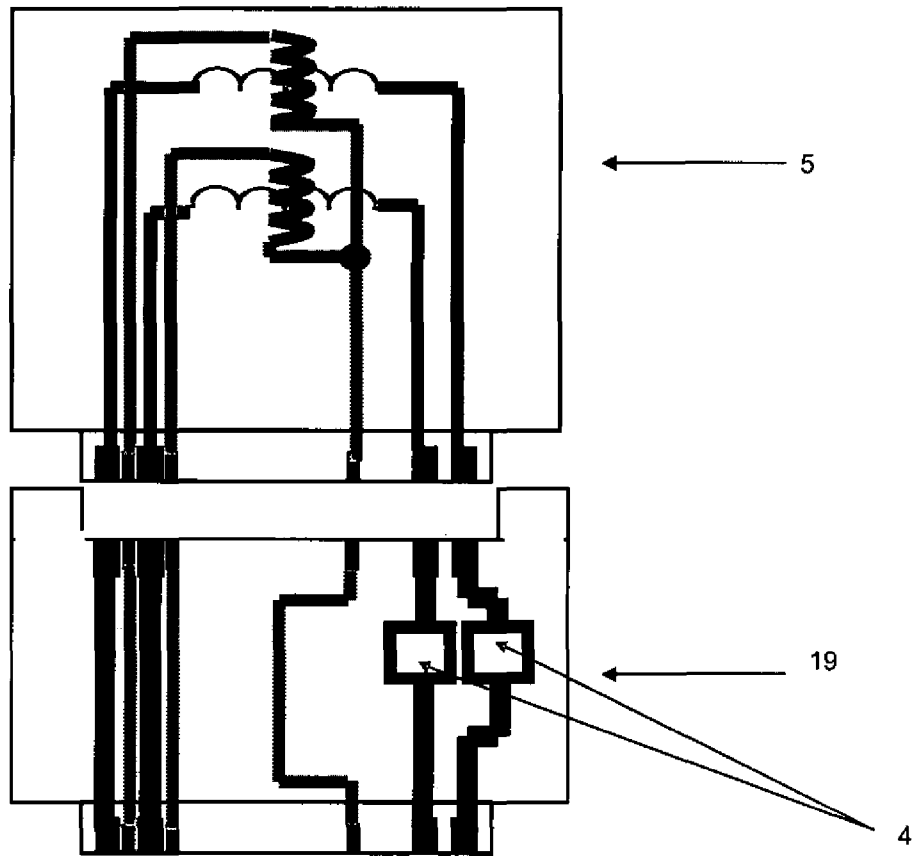


FIG. 6e

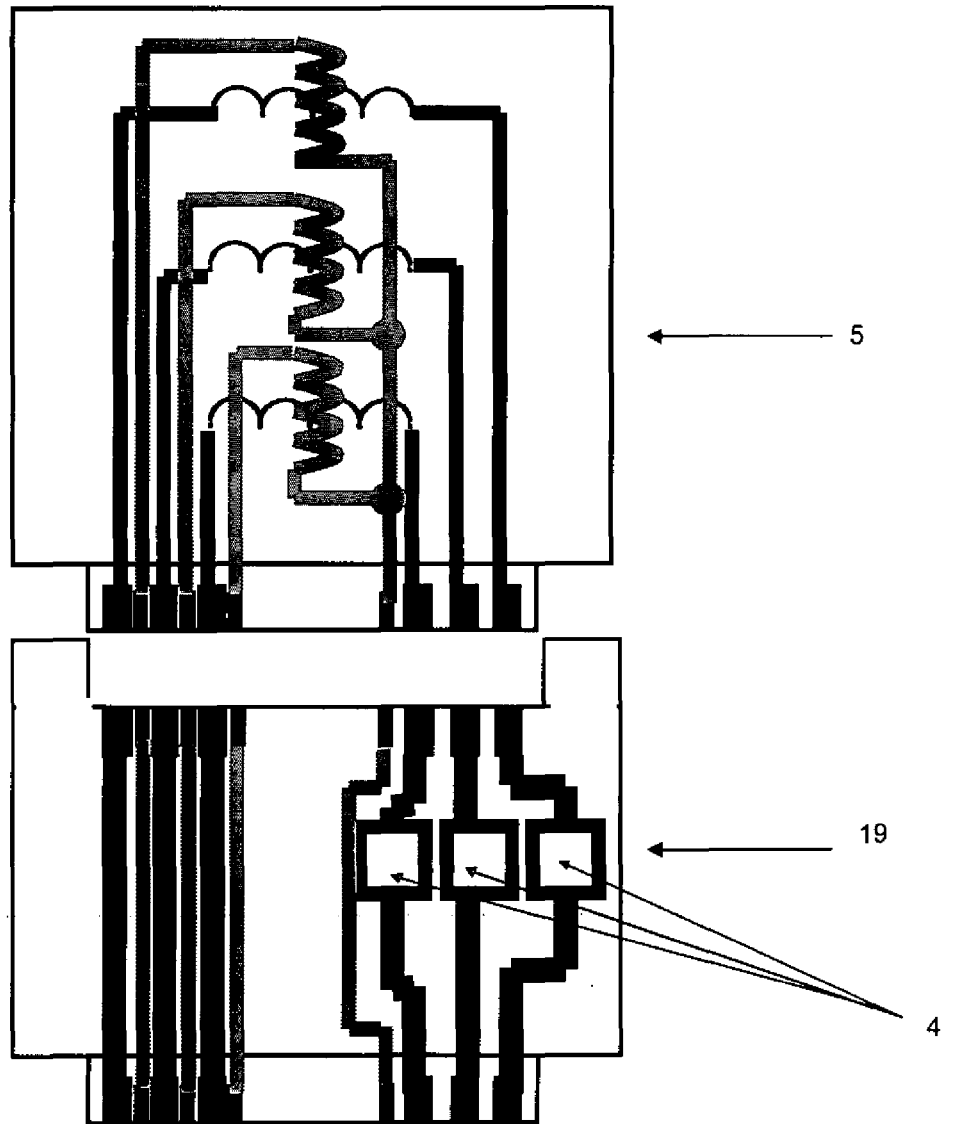


FIG.6f

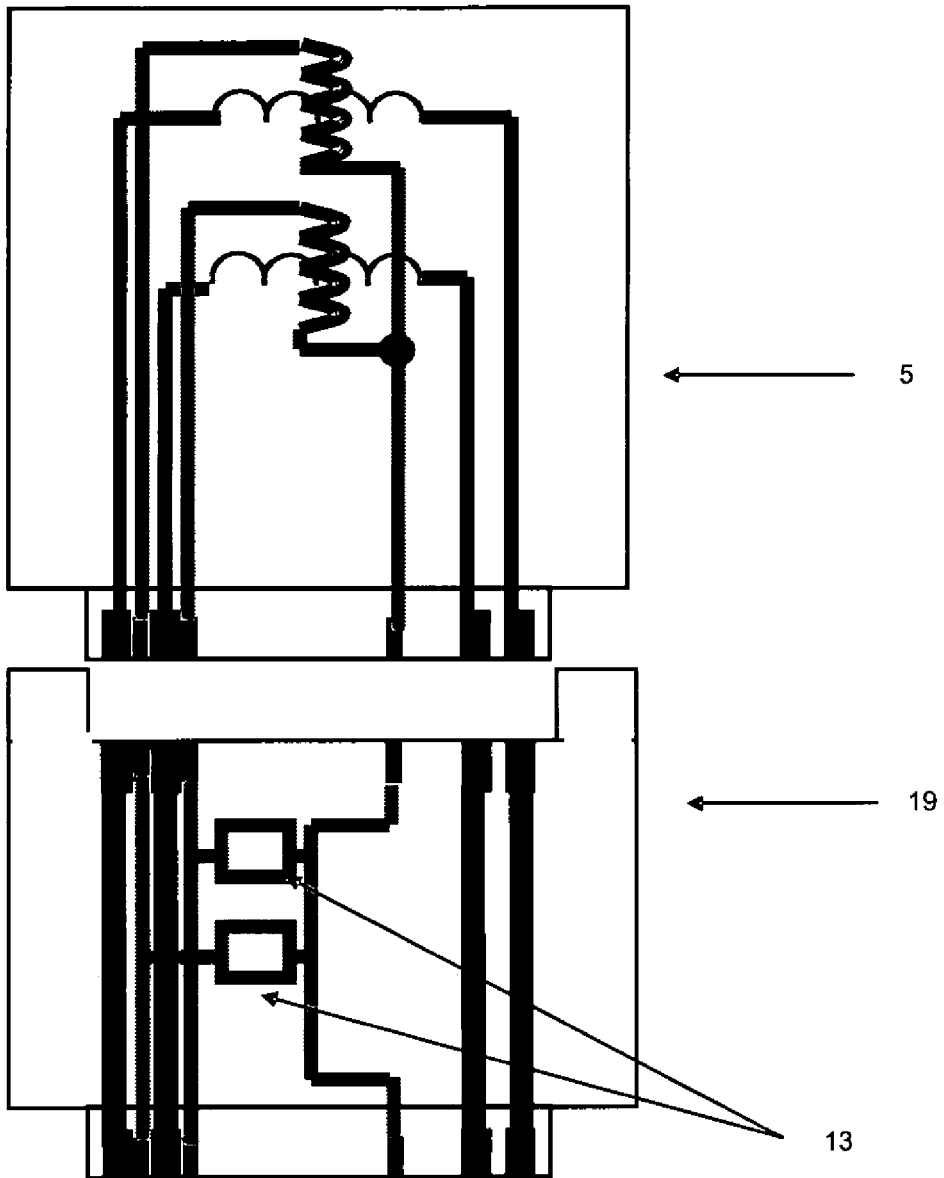


FIG.6g

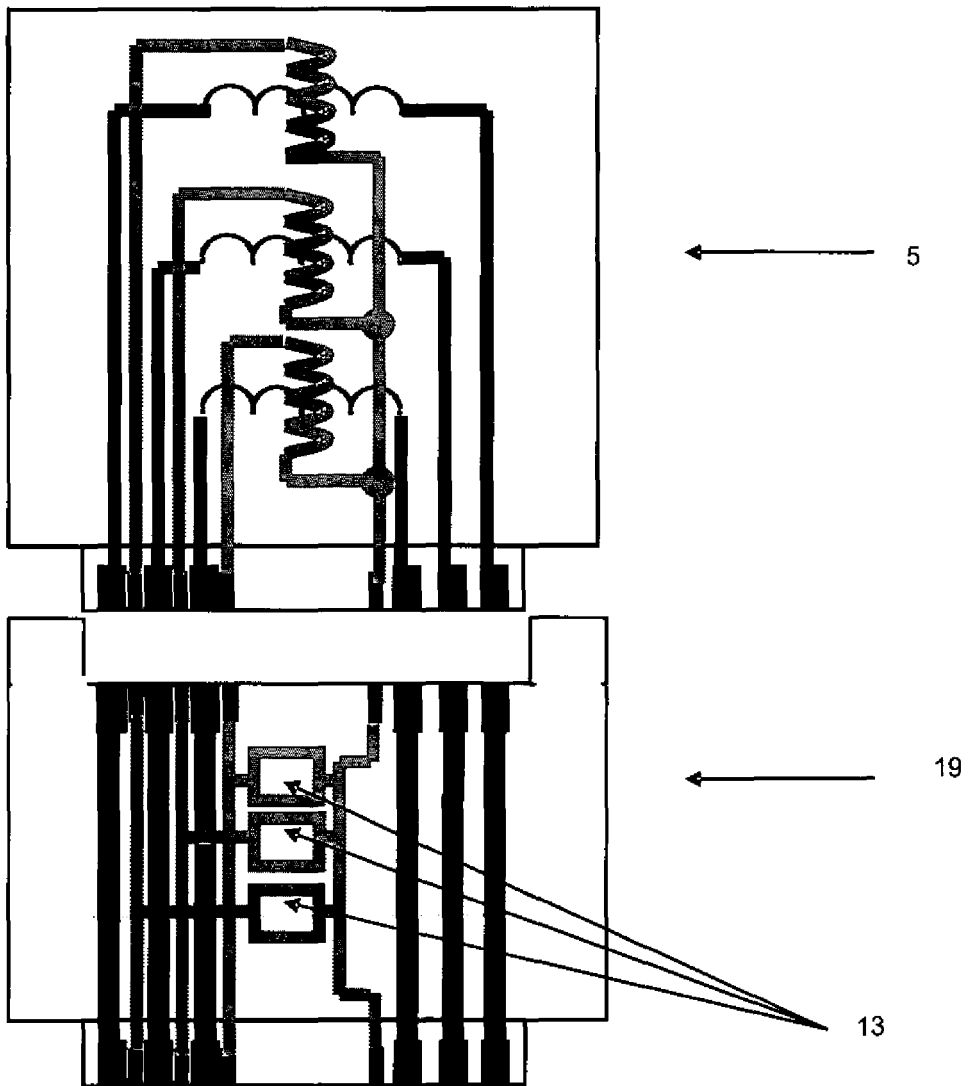
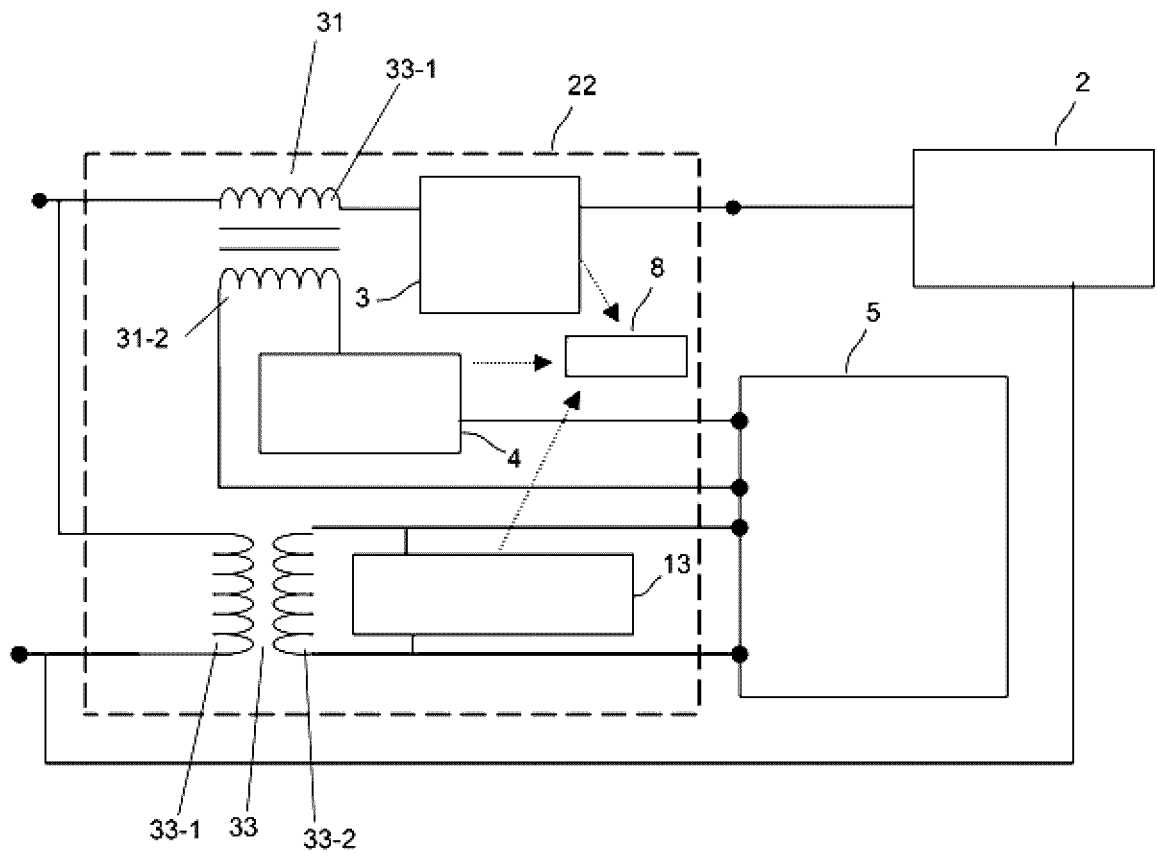


FIG. 7



RESUMO

Patente de Invenção: **"SISTEMA DE MONITORAMENTO PARA TRANSFORMADORES USADO EM UM SISTEMA DE MEDIÇÃO INDIRETA DE ENERGIA ELÉTRICA EM UMA INSTALAÇÃO DE MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E MÉTODO DE MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES EM UMA INSTALAÇÃO DE MEDIÇÃO INDIRETA DE ENERGIA ELÉTRICA"**.

A presente invenção refere-se a um sistema de automonitoramento individualizado para transformadores (1, 14) em uma instalação de medição de energia elétrica disposta em uma rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica para medir a energia elétrica em um ponto de entrega de energia e um ponto de recebimento de energia elétrica que compreende pelo menos um transformador (1, 14) e pelo menos um medidor de uma grandeza elétrica integrada no tempo (3, 4, 13), acoplado diretamente a um dos terminais do transformador (1, 14), o medidor (3, 4, 13) sendo capaz de medir e registrar esta grandeza elétrica do referido terminal. A presente invenção refere-se ainda a um método de automonitoramento e diagnóstico de transformadores (1, 14) em uma instalação de medição de energia disposta em uma rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica para medir a energia elétrica em um ponto de entrega de energia e um ponto de recebimento de energia elétrica que compreende as etapas de medir valores de uma grandeza elétrica integrada no tempo diretamente em pelo menos um enrolamento de pelo menos um transformador (1, 14), realizar comparações entre valores medidos e efetuar diagnóstico com base nos resultados das comparações.