



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

(11) PI 0418802-0 B1

(22) Data do Depósito: 25/05/2004

(45) Data de Concessão: 28/06/2016



(54) Título: MÉTODO E APARELHO RELÉ PARA DETECTAR EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A FASE DE FIAÇÃO EM UMA LOCALIZAÇÃO REMOTA, APARELHO PARA DETECTAR A FIAÇÃO DE FASE DE UMA TENSÃO DE FASE DESCONHECIDA E MEDIDOR REMOTO PARA MEDIÇÃO REMOTA DO CONSUMO DE UTILIDADES

(51) Int.Cl.: G01R 25/00; G01R 29/18

(73) Titular(es): ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.

(72) Inventor(es): PAOLO GIUBBINI, FABIO VERONI

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para "**MÉTODO E APARELHO RELÉ PARA DETECTAR EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A FASE DE FIAÇÃO EM UMA LOCALIZAÇÃO REMOTA, APARELHO PARA DETECTAR A FIAÇÃO DE FASE DE**
5 **UMA TENSÃO DE FASE DESCONHECIDA E MEDIDOR REMOTO PARA MEDIÇÃO REMOTA DO CONSUMO DE UTILIDADES**".

A presente invenção refere-se a um método e um aparelho para detectar a fase de fiação de uma tensão de fase desconhecida relativa a uma tensão de fase de referência em um sistema de distribuição de energia
10 elétrica que tem uma linha de energia polifásica.

Sistemas de distribuição de energia elétrica utilizam linhas de energia polifásicas para distribuir eletricidade. Uma linha de energia polifásica compreende uma pluralidade, tipicamente três condutores, cada condutor transportando uma tensão de fase especificada. Como é bem-conhecido,
15 uma linha de energia polifásica pode ou não ter um condutor neutro, o qual, se presente, constitui um condutor adicional da linha de energia polifásica. Além disto, em adição a estes condutores de uma típica linha de energia polifásica, pode ou não haver um outro condutor que transporta o potencial de terra.

Embora uma linha de energia polifásica ofereça diversas vantagens para certos tipos de cargas, por exemplo máquinas elétricas que empregam campos magnéticos rotativos, existem diversos consumidores elétricos que não estão conectados a todas as fases disponíveis em uma
20 linha de energia polifásica. Para diversos tipos de cargas é suficiente que a carga seja conectado entre duas das fases, ou mais típico, entre uma das fases disponíveis e o condutor neutro. Este esquema de fiação é amplamente propagado, particularmente nas redes de baixa tensão utilizadas para suprir utensílios consumidores com eletricidade no domínio doméstico. Na Europa, a rede de distribuição de energia de baixa
25 tensão tem três fases de fiação, cada uma em uma tensão de 220 volts até 240 volts para o neutro, as três fases sendo espaçadas separadas em um ângulo de 120°. Particularmente no domínio doméstico, a maior

parte das cargas elétricas são conectadas entre uma das três fases de fiação R, S, T e o condutor neutro N, a fase particular R ou S ou T à qual a carga é realmente conectada, sendo não significativa para a maior parte dos tipos de aplicações e cargas monofásicas, e portanto, tipicamente desconhecida.

5 Em alguns casos, contudo, é desejável detectar a fase à qual uma dada carga está conectada. Por exemplo, em um sistema de comunicação em linha de energia que utiliza a rede de distribuição de linha de energia existente para finalidades de telecomunicação, pode ser altamente desejável para o transmissor conhecer a tensão da fase à qual o receptor está conectado, uma vez que pode ser esperado que a comunicação entre o transmissor e o receptor através de uma linha de energia seja melhor se o transmissor e o receptor estiverem conectados à mesma tensão de fase do que se o transmissor e o receptor se comunicam um com o outro através de diferentes fases através de conversação cruzada capacitiva ou indutiva entre as fases.

15 Em um sistema de medição de eletricidade, para medir a energia elétrica consumida por uma pluralidade de consumidores, existem boas razões para detectar a fase de fiação de um medidor de eletricidade localizado dentro ou fora das instalações do consumidor. Por exemplo, a detecção da fase de fiação permite julgar se um consumidor recolocou a fiação do medidor de eletricidade de maneira ilegal para impedir que o medidor meça de maneira correta a energia consumida. Se os medidores se comunicam com outros nós em um sistema de medição remoto através de comunicação em linha de energia, o conhecimento da fase à qual os respectivos medidores remotos nas instalações do consumidor estão conectados, é informação valiosa para otimizar o desempenho de comunicação do sistema de medição remoto como um todo.

25 Da U.S. 4.626.622 é conhecido identificar uma fase desconhecida dentro de uma rede polifásica por meio de comparação da fase desconhecida com uma fase de referência conhecida da rede polifásica. O sistema compreende um primeiro dispositivo conectado à fase de referência e um segundo dispositivo conectado à fase desconhecida em uma outra localização. Os primeiro e segundo dispositivos compreendem, cada um, um modem para estabelecer uma conexão telefônica entre os dois dispositivos. O

primeiro dispositivo inclui circuitos para produzir um sinal digital representativo de uma tensão alternada da fase de referência. Este sinal representativo é transmitido através dos dois modems e a conexão telefônica a partir do primeiro para o segundo dispositivo. O segundo dispositivo inclui um circuito
5 de detecção de fase, para identificar a fase desconhecida detectando o ângulo de fase entre a tensão alternada da fase de referência e a tensão alternada da fase desconhecida.

Embora o método e sistema conhecidos a partir deste documento sejam adequados para realizar a identificação da fase desconhecida
10 quando a localização de referência de fase de fiação conhecida em um ponto da rede polifásica, por exemplo, as saídas de um transformador da subestação, está longe da localização onde a fase é desconhecida, este método e sistema têm a desvantagem que uma conexão telefônica separada entre o primeiro e o segundo dispositivos é requerida. Em diversos casos, uma conexão separada não está disponível.
15

A IEC 61.334-5-2 define um método para identificar uma fase desconhecida dentro de uma rede polifásica por meio de injetar um pacote de dados curtos ou sinal de marcação de tempo na rede polifásica quando um primeiro ponto de referência, por exemplo, um cruzamento de zero ocorre na tensão da fase de referência. A própria rede polifásica serve para comunicar o pacote de dados curtos ou sinal de marcação de tempo para a localização onde a fase desconhecida deve ser identificada. Na localização da fase desconhecida o pacote de dados curtos ou sinal de marcação de tempo é extraído da linha de energia polifásica e um intervalo de tempo entre a ocorrência do pacote de dados curtos ou sinal de marcação de tempo e um ponto de referência, por exemplo, um cruzamento de zero na tensão da fase desconhecida, é medido. Este intervalo de tempo é então indicativo do ângulo de fase entre a fase de referência e a fase desconhecida. O ângulo de fase assim determinado permite identificar a fiação de fase desconhecida.
20
25

Embora o método de identificação de fase definido neste padrão não requeira uma linha telefônica separada entre a localização de fase conhecida e a localização da fase desconhecida, este método sofre da desvan-
30

tagem que comunicação na linha de energia genericamente tem somente uma faixa limitada. As características elétricas de linhas de energia não são idealmente adequadas para transmitir sinais de comunicação. Além disto, diversas cargas elétricas conectadas a linhas de energia tendem a gerar um

5 piso de ruído significativo tal que já em distâncias moderadas da localização do transmissor, a relação de sinal para ruído para detectar o pacote de dados curtos ou o sinal de marcação de tempo se torna inaceitavelmente baixa. Isto limita a utilização do método de detecção de fase de acordo com o padrão IEC.

10 Conseqüentemente, é um objetivo da presente invenção fornecer um método e aparelho para detectar a fase de fiação de uma tensão de fase desconhecida relativa a uma tensão de fase de referência em um sistema de distribuição de energia elétrica polifásico, cujo método e dispositivo permitem detectar a fase de fiação mesmo se a localização da fase de fiação

15 desconhecida está a uma distância maior da fase de referência conhecida e um canal de comunicação direta, que conecta a localização de fase conhecida e a localização de fase de fiação desconhecida não está disponível.

Este objetivo é solucionado de acordo com a presente invenção, como definido nas reivindicações de patente independentes. Modalidades

20 vantajosas da presente invenção estão fornecidas nas reivindicações dependentes.

De acordo com uma modalidade da presente invenção para detectar a fase de fiação de uma tensão de fase desconhecida em uma localização remota relativa a uma tensão de fase de referência (R) em uma localização

25 de referência em um sistema de distribuição de energia elétrica que tem uma única fase ou linha de energia polifásica (R, S, T, N), no mínimo uma localização de relé para transferir sinais entre dita localização de referência e dita localização remota é arranjada entre dita localização de referência e dita localização remota, e conectada a uma fase de fiação da linha

30 de energia polifásica. Uma primeira relação de fase é detectada entre a fase de fiação de referência na localização de referência e a fase de fiação em uma dita localização de relé. Além disto, uma segunda relação de fase é de-

tectada entre a fase de fiação na localização de relé e a fase de fiação na localização remota. Com base nas primeira e segunda relações de fase, a fase de fiação da localização remota relativa à fase de fiação de referência pode ser obtida.

5 A primeira relação de fase pode ser obtida em inúmeras maneiras diferentes. Se um novo nó em uma localização remota é recentemente adicionado para estender uma rede existente, um nó previamente existente da rede pode assumir a função de uma localização de relé para a qual a fase de fiação já é conhecida a partir de uma detecção precedente. Neste caso é
10 suficiente que a localização de relé realize detecção da segunda relação de fase entre a fase de fiação na localização de relé e a localização remota recentemente adicionada. A fase de fiação na localização remota pode então ser determinada na localização remota ou na localização de relé com base na segunda relação de fase assim detectada e a fase de fiação já conhecida
15 da localização de relé, ou a localização de relé transmite a segunda relação de fase detectada para a localização de referência onde a fase de fiação da localização remota pode ser determinada utilizando o conhecimento da fase de fiação da localização de relé.

Se a no mínimo uma localização de relé entre a localização de
20 referência e a localização remota tem fases de fiação arbitrárias desconhecidas, pode ser vantajoso detectar uma primeira relação de fase entre a fase de fiação na localização de referência e a fase de fiação na localização de relé, e transmiti-la no sentido de dita localização remota. Uma segunda relação de fase entre dita localização de relé e dita localização remota é detec-
25 tada. Com base em dita primeira relação de fase e dita segunda relação de fase, a fase de fiação em dita localização remota relativa à fase de fiação na localização de referência pode ser detectada.

Vantajosamente, as localizações podem ser nós de uma rede que utiliza a linha de energia como um meio de transmissão de sinal de co-
30 munição.

De acordo com uma modalidade da presente invenção, a fase de fiação de uma tensão de fase desconhecida relativa a uma tensão de fa-

se de referência em um sistema de distribuição de energia elétrica que tem uma única fase ou linha de energia polifásica é detectada transmitindo a partir de uma localização de referência um primeiro sinal de marcação de tempo quando um primeiro ponto de referência na tensão de fase de referência ocorre. O primeiro sinal de marcação de tempo é recebido em uma localização de relé onde um primeiro intervalo de tempo é medido entre a ocorrência do primeiro sinal de marcação de tempo e a ocorrência de um ponto de referência em uma primeira fase de fiação arbitrária da linha de energia, para obter primeira informação de relação de fase indicativa de uma relação de fase entre a tensão de fase de referência e a primeira tensão de fase arbitrária. A partir da localização de relé uma mensagem de relé é transmitida, a qual compreende esta informação de relação de fase. Além disto, a partir da localização de relé um sinal de marcação de tempo de relé é transmitido quando um segundo ponto de referência na primeira tensão de fase arbitrária ocorre.

De acordo com esta modalidade da presente invenção, a geração de um sinal de marcação de tempo de relé juntamente com uma mensagem de relé que compreende dita informação de relação de fase, permite transferir na localização de relé a informação de fase de referência para uma localização remota sem haver uma necessidade por um canal de comunicação direta entre a localização de referência e a localização remota.

A localização de relé pode ser seguida por localizações de relé adicionais, para ligar mesmo distâncias maiores entre a localização de referência e a localização remota. De maneira vantajosa, um outro relé em uma terceira ligação recebe o sinal de marcação de tempo de relé e a mensagem de relé a partir da localização de relé precedente, e mede um segundo intervalo de tempo entre a ocorrência do sinal de marcação de tempo de relé e a ocorrência de um ponto de referência em uma segunda tensão de fase arbitrária na terceira localização, para obter segunda informação de relação de fase indicativa de uma relação de fase entre as tensões de fase de fiação nas localizações de relé consecutivas. Na terceira localização a segunda informação de relação de fase e a primeira informação de relação de fase,

que foi recebida a partir da localização de relé precedente, são então combinadas. A informação de relação de fase combinada é indicativa da relação de fase entre a tensão de fase de referência e a tensão de fase de fiação na terceira localização. Esta informação pode ser transmitida para a outra localização na forma de uma outra mensagem de relé, ou esta informação pode ser utilizada para determinar a fase de fiação desconhecida na terceira localização.

Os termos "localização de referência" podem se referir a uma localização ou nó onde a fase de fiação da linha de energia é conhecida, seja simplesmente por definição, como seria o caso na saída de um transformador trifásico. O termo "localização remota" então se refere uma localização ou nó onde a fase de fiação é desconhecida. Deve ser observado, contudo, que na alternativa, o termo "localização de referência" também pode se referir a uma localização ou nó onde a fase de fiação é desconhecida e o termo "localização remota" se refere a uma localização ou nó onde a fase de fiação é conhecida. Na modalidade descrita acima, a relação de fase combinada entre localizações adjacentes é tomada ao longo da localização remota. Não faz uma diferença importante detectar uma fase de fiação desconhecida se esta relação de fase é tomada ao longo da direção a partir da localização com a fase de fiação conhecida para a localização com a fase de fiação desconhecida, ou na direção oposta. No caso anterior, a informação requerida para determinar a fase de fiação desconhecida está disponível na localização de fase de fiação desconhecida, enquanto no último caso esta informação está disponível na localização da fase de fiação conhecida.

A informação de relação de fase pode ser representada em termos de tempo, em termos de ângulos de fase, ou em termos de "saltos" entre fases consecutivas a serem distribuídas no diagrama de fase que descreve o sistema polifásico. Em um sistema trifásico cada salto deveria corresponder a um ângulo de fase de 120° . Se existe uma necessidade para também detectar fiação inversa, então em um sistema trifásico haveria seis diferentes possibilidades de fiação a serem distribuídas, e cada salto deveria corresponder a 60° porque neste caso existem três fases normais mais ou-

tras três fases inversas a serem consideradas.

A informação de relação de fase em uma mensagem de relé recebida e a informação de relação de fase obtida a partir da medição do intervalo de tempo entre o sinal de marcação de tempo recebido e um ponto de referência em uma tensão de fase de fiação na localização receptora, pode ser combinada em uma variedade de maneiras e, preferivelmente, adicionando simplesmente os respectivos intervalos de tempo, valores de ângulo de fase associados ou número de saltos. Esta adição pode, vantajosamente, ser uma adição de módulo M . Se a informação de relação de fase é representada em termos de tempo, então M indica período da tensão alternada transportada na linha de energia polifásica. Se a informação de relação de fase é representada em termos de ângulos de fase, M indica o valor de ângulo de fase associado com um círculo completo, isto é, 2π ou 360° . Se a informação de relação de fase é representada em termos de um número de saltos entre as fases, então ela indica o número de possibilidades de fase de fiação a serem distinguidas no sistema polifásico.

Preferivelmente, o intervalo de tempo entre a ocorrência de um sinal de marcação de tempo e a ocorrência de um ponto de referência é medido de maneira redundante para aumentar a confiabilidade do resultado final da medição. Preferivelmente, para medir um intervalo de tempo particular o transmissor transmite mais do que um sinal de marcação de tempo, cada sinal de marcação de tempo sendo sincronizado com ponto de referência na tensão de fase do transmissor. Isto possibilita ao receptor repetir a medição do intervalo de tempo entre o sinal de marcação de tempo e a ocorrência de um ponto de referência na tensão de fase do receptor, para decidir o intervalo de tempo medido com base em um voto de maioria e/ou para informar ao transmissor de uma falha de medição de intervalo de tempo, se um claro voto de maioria não é conseguido.

Vantajosamente, os mesmos relés que transmitem o sinal de marcação de tempo e informação de relação de fase podem ser utilizados para transferir uma mensagem de retorno a partir da localização remota de fiação de fase desconhecida para localização de fase de referência, para

informar a localização de fase de referência da fase de fiação detectada na localização remota.

Preferivelmente, os respectivos pontos de referência na fase de referência e nas fases de fiação arbitrárias nas respectivas localizações de relé e localização remota, são eventos repetitivos predeterminados, que ocorrem com um período T , que é o período de tensão alternada da rede de distribuição de energia polifásica, por exemplo, 20 ms no caso de um sistema de 50 hertz. Cruzamentos de zero das respectivas tensões de fase com uma inclinação de sinal especificado são particularmente adequadas como pontos de referência.

Um sinal de marcação de tempo pode ser uma irrupção curta ou qualquer tipo de pacote de dados adequado, ou seqüência de símbolos que seja curta em comparação com o período de tensão de fase T dividido pelo número de possibilidades de fases de fiação a serem distinguidas. O sinal de marcação de tempo também pode ser uma descontinuidade de fase e/ou uma descontinuidade de amplitude em um sinal mais complexo, seqüência de bits, ou sinal de mensagem.

Preferivelmente em um sistema polifásico com um número impar N de fases, a informação de relação de fase é mapeada sobre $2N$ fases de fiação diferentes, por exemplo, em um espaçamento de 60° se $N=3$, para levar em consideração a possibilidade que em uma localização de relé, ou em uma localização remota com a fiação de fase desconhecida, uma fase particular possa ser conectada com polaridade invertida. Este aspecto pode ser particularmente útil em aplicações de medição de eletricidade remotas para detectar um erro de fiação ou nova fiação ilegal do medidor remoto nas instalações do consumidor.

Os sinais de marcação de tempo e mensagens geradas nas diversas localizações podem, preferivelmente, ser transmitidos a partir de uma localização para a próxima por meio de comunicação em linha de energia, ou por meio de qualquer outra tecnologia de comunicação que oferece uma faixa de comunicação suficiente para cobrir a distância para a próxima localização de relé, por exemplo, cabo ótico ou comunicação rádio. Se comuni-

cação em linha de energia é utilizada para transmitir os sinais de marcação de tempo e mensagens a partir de uma localização para a próxima, estes sinais podem ser injetados em todas as N fases da linha de energia polifásica, ou pode ser suficiente injetar estes sinais somente em uma única fase, devido aos acoplamentos capacitivo e indutivo bastante fortes que existem em uma linha de energia polifásica típica entre as diversas fases. Em aplicações com um grande número de localizações de relé disponíveis, por exemplo, em um sistema de medição de eletricidade remoto com um número considerável de consumidores conectados a mesma seção de rede de baixa tensão, comunicação 'Bluetooth', ou qualquer outra comunicação rádio de faixa limitada, pode ser uma tecnologia de comunicação adequada entre as diversas localizações consecutivas até a localização remota cuja fiação de fase deve ser detectada.

A presente invenção também é relativa a um aparelho para realizar ou participar em um método de acordo com a presente invenção. Uma modalidade de um aparelho relé para detectar a tensão de fiação de fase de uma fase desconhecida arbitrária compreende um circuito para receber um primeiro sinal de marcação de tempo, um circuito para medir o intervalo de tempo entre a ocorrência de dito sinal de marcação de tempo e a ocorrência de um ponto de referência em uma tensão de fase de fiação arbitrária de dita linha de energia, para obter informação de relação de fase indicativa de uma relação de fase entre dito sinal de marcação de tempo e dita tensão de fase arbitrária, um circuito para gerar e transmitir uma mensagem de relé que compreende dita informação de relação de fase, um circuito para gerar e transmitir um sinal de marcação de tempo de relé quando um segundo ponto de referência em dita tensão de fase arbitrária ocorre. O aparelho relé de acordo com esta modalidade, preferivelmente também compreende um circuito para receber informação de relação de fase atribuída a dito primeiro sinal de marcação de tempo, cuja informação de relação de fase pode estar na forma de uma mensagem de relé a partir de um aparelho relé em uma localização de relé precedente. O circuito para gerar uma mensagem de relé então preferivelmente combina a relação de fase recebida e a informação de

relação de fase obtida a partir da medição do intervalo de tempo para gerar a mensagem de relé, de tal modo que compreenda a informação de relação de fase combinada.

De acordo com uma outra modalidade da presente invenção, um
5 aparelho para detectar a fiação de fase de uma tensão de fase desconhecida arbitrária compreende um circuito para receber um sinal de marcação de tempo, um circuito para medir o intervalo de tempo entre a ocorrência do sinal de marcação de tempo e a ocorrência de um ponto de referência em dita tensão de fase de fiação desconhecida arbitrária, para obter informação
10 de relação de fase indicativa de uma relação de fase entre dito sinal de marcação de tempo e dita tensão de fase desconhecida arbitrária, um circuito para receber uma mensagem de relé que compreende informação de relação de fase indicativa de uma relação de fase entre a fase de referência e o sinal de marcação de tempo, e um circuito para combinar a informação de
15 relação de fase indicativa de uma relação de fase entre o sinal de marcação de tempo e dita tensão de fase desconhecida arbitrária e dita informação de relação de fase recebida, bem como um circuito para determinar a fiação de fase de dita tensão de fase arbitrária desconhecida a partir de dita informação de relação de fase combinada. Um aparelho de acordo com esta moda-
20 lidade da presente invenção é capaz de se comunicar com uma localização de relé precedente, para determinar a fiação de fase da tensão de fase arbitrária desconhecida na localização do aparelho.

Uma aplicação particularmente vantajosa da presente invenção reside no campo de medição remota do consumo de eletricidade distribuída
25 para um grande número de consumidores através de um sistema público de distribuição de eletricidade. Um sistema de medição remoto deste tipo pode compreender um concentrador localizado por exemplo em uma subestação secundária para transformar a tensão transportada na rede de distribuição de tensão média, por exemplo 20 kV para uma tensão baixa por exemplo
30 230 V. A subestação secundária alimenta uma rede polifásica de baixa tensão à qual uma pluralidade de consumidores está conectada. Cada consumidor tem um medidor de eletricidade capaz de se comunicar com o concen-

trador da seção de rede à qual ele está conectado. Para auxiliar o concentrador na detecção da fase de fiação dos medidores remotos conectados à sua seção de rede de baixa tensão, cada medidor remoto preferivelmente compreende um aparelho relé de acordo com a presente invenção, e/ou um
5 aparelho para detectar a fiação de fase de uma tensão de fase desconhecida arbitrária de acordo com a presente invenção.

No que segue modalidades vantajosas da presente invenção serão descritas com referência aos desenhos que acompanham. A descrição a seguir serve para ilustrar modalidades particulares da presente invenção,
10 as quais não deverão, contudo, serem construídas para limitar a presente invenção.

A figura 1 mostra o delineamento de um sistema para detectar a fase de fiação de uma tensão de fase desconhecida e um sistema de distribuição de energia elétrica de acordo com a presente invenção;

15 A figura 2 mostra um diagrama de tempo para ilustrar a operação do sistema de detecção de fase de fiação mostrado na figura 1 de acordo com uma modalidade da presente invenção;

A figura 3 mostra uma modalidade de um sinal de marcação de tempo;

20 A figura 4 mostra um sinal de mensagem que compreende um sinal de marcação de tempo e uma porção mensagem;

A figura 5 mostra um diagrama de blocos de um nó que faz parte do sistema mostrado na figura 1;

25 A figura 6A mostra uma modalidade de um circuito para detectar marcações de tempo em uma tensão de fase;

A figura 6B é um diagrama de sincronização que ilustra a operação do circuito mostrado na figura 6A.

A figura 1 mostra o delineamento de um sistema para detectar a fase de fiação de uma tensão de fase desconhecida em um sistema de distribuição de energia elétrica de acordo com a presente invenção. Na figura, 1
30 L indica uma linha de energia polifásica como uma parte de um sistema de distribuição de energia elétrica. A linha de energia polifásica L na figura 1 é

uma linha de energia trifásica que tem três fases indicadas como R, S, T, bem como um condutor neutro N. Entre quaisquer duas das três fases R, S e T existe um deslocamento de fase de 120° como é bem-conhecido para sistemas de distribuição de energia trifásicos. PC na figura 1 indica capacitâncias de acoplamentos parasitas distribuídas entre as três fases R, S, T da linha de energia polifásica L.

O numeral de referência 1 indica um nó conectado à linha de energia L em uma primeira localização. Na modalidade da figura 1, o nó 1 é conectado a todas as três fases R, S e T, bem como ao condutor neutro N da linha de energia L, para ser capaz de injetar e extrair sinais de comunicação da linha de energia para e a partir da linha de energia L, embora devido ao acoplamento capacitivo parasita entre as três fase fosse suficiente conectar o nó 1 a menos do que todas as três fases. O nó 1 utiliza uma das três fases R, S e T como uma fase de referência. Qualquer uma das fases disponíveis R, S e T pode ser escolhida no nó um como uma fase de referência. Sem qualquer perda de generalidade, pode ser admitido que R indica a fase de referência no sistema de detecção de fase de fiação mostrado na figura 1.

Numerais de referência 2 e 3 na figura 1 indicam nós relé conectados a fases desconhecidas arbitrárias "a priori" da linha de energia polifásica L. No exemplo mostrado na figura 1 o nó relé 2 está conectado entre a fase T e o neutro N enquanto o nó relé 3 está conectado entre a fase R e o neutro N. A fase de fiação destes nós relé é arbitrária no sentido que qualquer das fases disponíveis da linha de energia L pode ser utilizada, sem uma necessidade de conhecer antecipadamente a qual das fases o nó está conectado. Deve ser observado que embora uma linha de energia polifásica esteja mostrada nesta modalidade, a presente invenção não está limitada à detecção de fase de fiação para linhas de energia polifásicas. No caso de uma linha de energia de uma única fase pode ser interessante detectar fiação inversa de um consumidor em uma localização remota. A presente invenção também é aplicável a sistemas de uma única fase.

O numeral de referência 4 indicam nó conectado a uma fase ar-

bitrária desconhecida da linha de energia polifásica L. O nó 4 pode ser qualquer tipo de aparelho ou circuito para o qual a informação é então de interesse à qual das três fases R, S e T ele está conectado. Como um exemplo, o nó 4 pode ser um medidor de eletricidade monofásico ou polifásico, para o qual é desejado detectar sua(s) fase(s) de fiação relativa(s) à fase de referência R, por exemplo para ser capaz de detectar erros ou fraude na maneira em que o medidor está conectado à linha de energia polifásica L, e/ou para utilizar o medidor remoto 4 como um nó nas aplicações de comunicação da linha de energia como medidor remoto de eletricidade em uma maneira otimizada.

Na modalidade mostrada na figura 1 não há necessidade por um canal de comunicação direta entre a localização de referência do nó 1 e a localização remota do nó 4, cuja fase de fiação deve ser detectada. Para ser capaz de realizar esta detecção os nós 2 e 3 atuam como relés. A operação deste sistema da figura 1 será explicada no que segue fazendo referência à figura 2.

A figura 2 mostra um diagrama de tempo para ilustrar a operação do sistema de detecção de fase de fiação mostrado na figura 1 de acordo com uma modalidade da presente invenção.

A porção superior da figura 2 mostra as três tensões de fase R, S e T com o tempo. Como mostrado, as tensões trifásicas são ondas de sinal com a tensão de fase S estando 120° atrás da tensão de fase R, e a tensão de fase T estando 120° atrás da tensão de fase S, e assim 120° adiante da tensão de fase R. Cada uma das três tensões de fase tem dois cruzamentos de zero por ciclo, isto é, um cruzamento de zero por ciclo com uma inclinação especificada. No diagrama da figura 2, os cruzamentos de zero com uma inclinação positiva estão indicados R+, S+ e T+, respectivamente, enquanto os cruzamentos de zero com uma inclinação negativa estão indicados com R-, S- e T-, respectivamente. Na modalidade mostrada, cruzamentos de zero com uma inclinação positiva nas respectivas tensões de fase R, S e T foram escolhidos para servirem como pontos de referência das respectivas tensões de fase. Na figura 2 o eixo horizontal t indica o eixo

de tempo, enquanto as linhas tracejadas na direção vertical Y na figura 2 correlacionam diversos eventos mostrados na figura 2 com certos pontos das tensões de fase R, S e T, como será explicado em detalhe no que segue. As setas A e B na figura 2 indicam que por razões de espaço na folha de desenho o eixo de tempo foi desenhado em três porções, uma em cima
5 da outra. Os dois pontos conectados pela seta A são realmente coincidentes no eixo de tempo. O mesmo se aplica para os dois pontos conectados pelo erro B. P indica o período de tensão alternada nas tensões trifásicas R, S e T que é 20 milissegundos no caso de um sistema de 50 hertz. Os numerais
10 1 até 4 na porção direita da figura 2 se referem aos nós 1 até 4 na figura 1, para indicar a localização onde os respectivos eventos delineados na figura 2 têm lugar.

Para realizar a detecção da fase de fiação do nó 4 na figura 2, o nó 1 conectado à fase de referência R envia uma mensagem S1 com um
15 sinal de tempo TS nele essencialmente coincidente com um cruzamento de zero R+ da fase de referência R. A modalidade mostrada na figura 1 utiliza comunicação em linha de energia para transmitir esta marcação de tempo TS na mensagem S1 do nó 1 para o nó relé 2. O nó relé 2 recebe a mensagem S1 com a marcação de tempo TS e mede um intervalo de tempo indicado T1 na figura 2 entre a marcação de tempo TS recebida na mensagem
20 S1 e a ocorrência de um ponto de referência T+ na tensão de fase arbitrária T à qual o nó 2 está conectado. O nó 2 então assume o intervalo de tempo medido T1 para gerar uma mensagem M1(T1) que contém a informação a respeito de uma relação de fase entre o sinal de marcação de tempo recebido TS na mensagem S1 e a fase de fiação do nó 2. O nó 2 gera uma mensagem S2 que contém um sinal de marcação de tempo TS que coincide com a ocorrência de um outro ponto de referência T+ na tensão de fase da fase de fiação T do nó 2. A mensagem S2 gerada e transmitida pelo nó 2 através da linha de transmissão de energia L compreende, além disso, a mensagem
25 de informação de relação de fase M1(T1).

A mensagem S2 é recebida no nó relé 3 e o nó relé 3 então mede o intervalo de tempo indicado T2 na figura 2 entre a marcação de tempo

recebida TS na mensagem S2 a partir do nó 2 e a ocorrência de um ponto de referência R+ na tensão de fase à qual o nó 3 está conectado. Neste exemplo o intervalo de tempo T2 alcança desde T+ até R+.

No nó 3 a informação de relação de fase M1(T1) contida na mensagem S2 e o intervalo de tempo medido T2 são adequadamente combinados para obter informação de relação de fase combinada como será exemplificado em mais detalhe abaixo. O nó 3 então gera uma mensagem S3 que compreende uma marcação de tempo TS bem como a informação de relação de fase combinada M2(T1+T2). Esta mensagem S3 é transmitida por meio do nó 3 através da linha de energia L em uma sincronização tal, que a marcação de tempo TS coincide com um ponto de referência subsequente R+ na tensão de fase R, à qual o nó 3 está conectado na modalidade mostrada.

No nó 4 a mensagem S3 que contém a marcação de tempo TS é recebida, e o nó 4 mede um intervalo de tempo, indicado T3 na figura 2, entre a marcação de tempo TS na mensagem S3 e um ponto de referência S+ na tensão de fase S à qual o nó 4 está conectado. A informação de relação de fase combinada M2(T1+T2) na mensagem S2 e o intervalo de tempo T3 é o suficiente para o nó 4 determinar a fase de fiação relativa à fase de fiação do nó de referência 1. O nó 4 pode determinar sua fase de fiação relativa combinando a informação de relação de fase M2(T1+T2) na mensagem recebida S3 e o intervalo de tempo medido T3. O nó 4 pode então gerar uma mensagem de retorno S4 que contém uma mensagem M3(T1+T2+T3) com a informação de relação de fase assim combinada. Esta mensagem S4 pode ser transferida através dos nós 3 e 2 de volta para o nó 1 para informar o nó 1 a respeito da fase de fiação do nó 4.

Na modalidade mostrada, a informação de relação de fase obtida para medição dos respectivos intervalos de tempo T1, T2 e T3, é preferivelmente expressa em termos de um inteiro obtido mapeando o intervalo de tempo medido T1, T2 e T3, respectivamente, sobre um de N inteiros, N sendo o número de possibilidades de fase de fiação a serem distinguidas na detecção de fase de fiação. Esta operação de mapeamento corresponde a

dividir o intervalo de tempo medido por P/N . Na modalidade mostrada na figura 2, três possibilidades de fase de fiação são consideradas, tais que $N=3$. Conseqüentemente, no exemplo delineado T1 é mapeado sobre 2 (dois), T2 é mapeado sobre 1 (um) e T3 é mapeado sobre 1 (um). Os inteiros obtidos por esta operação de mapeamento são uma representação adequada da informação de relação de fase. Combinar a informação de relação de fase pode, vantajosamente, ter lugar simplesmente adicionando estes inteiros e, mais preferivelmente, por meio de uma adição de módulo N . Na modalidade mostrada na figura 3 isto irá conduzir ao seguinte resultado: a mensagem M1(T1) irá transportar o inteiro 2. A informação de relação de fase combinada transportada na mensagem M2(T1_T2) é $2+1 \text{ mod } 3 = 0$, que indica que o nó 3 está conectado à mesma fase de fiação que a fase de referência. A operação $0+1 \text{ mod } 3$ realizada no nó 4 irá então revelar que o nó 4 está uma fase atrás da fase de referência, isto é, o nó 4 está conectado à tensão de fase S. Conseqüentemente, a mensagem M3 transmitida de volta para o nó de referência 1 simplesmente contém o inteiro 1.

Deve ser observado que embora a representação inteira da informação de relação de fase apenas descrita é uma implementação particularmente vantajosa, em termos de complexidade de computação existem naturalmente outras possibilidades para representar a informação de relação de fase obtida a partir da medição dos intervalos de tempo T1, T2 e T3. Outras representações deveriam incluir os intervalos de tempo explicitados em termos de segundos ou em termos de ângulo de fase, ou qualquer outra representação adequada. A modalidade tomada como exemplo na figura 3 distingue entre fases de fiação R, S e T. Se fiações de fase inversas devem ser consideradas como possibilidades de fiação adicional, então isto irá resultar em seis fases diferentes, isto é, $N = 6$. Neste caso, os pontos de referência das tensões de fase inversa (não-mostrado na figura) irão coincidir com os pontos R-, S- e T- mostrados na figura 2.

Na modalidade da figura 2 as porções mensagem M1, M2 e M3 e a marcação de tempo TS são respectivamente integradas em uma mensagem única S1, S2, S3 e S4. Alternativamente seria possível transmitir o sinal

de marcação de tempo TS e a porção mensagem associada M1 em mensagens separadas, não havendo necessidade de transmitir as porções mensagem M1 até M3 em uma sincronização especificada.

A mensagem S1 mostrada na figura 2 não compreende uma
5 porção mensagem, por que esta mensagem foi gerada pelo nó de referência e não precisa transportar qualquer informação de relação de fase adicional. Não obstante, para obter um protocolo de comunicação unificado, pode ser vantajoso fornecer também a mensagem S1 com uma porção mensagem que pode conter informação muda. A mensagem S4 está mostrada na figura
10 2 sem um sinal de marcação de tempo, porque esta mensagem serve para reportar a informação de relação de fase combinada obtida no nó 4 de volta para o nó de referência 1, para o qual uma sincronização especificada não é requerida. Não obstante, novamente para a finalidade de um protocolo de comunicação unificado, pode ser vantajoso construir a mensagem S4 com
15 uma marcação de tempo similar às outras mensagens e transmitir a mensagem S4 de tal modo que sua marcação de tempo coincida com um ponto de referência na fase de fiação do nó S4.

A figura 3 mostra uma modalidade de um sinal de marcação de tempo. O sinal mostrado na figura 3 consiste em primeira porção 31 e uma se-
20 gunda porção 32. A primeira porção 31 compreende um desenho de sinal alterado em uma frequência especificada. A porção 32 compreende um padrão de sinal na mesma frequência especificada, contudo com uma fase inversa em relação à fase do padrão de sinal 31. A descontinuidade de fase entre a primeira porção 31 e a segunda porção 32 constitui a marcação de tempo TS.

25 A figura 4 mostra uma modalidade de um sinal de mensagem que integra um sinal de marcação de tempo e uma porção mensagem. Na figura 4 os numerais de referência 31 e 32 indicam as seções sinal descritas acima com referência à figura 3. TS indica uma marcação de tempo na forma de uma descontinuidade de fase entre as porções sinal 31 e 32. As duas
30 porções sinal 31 e 32 constituem um cabeçalho H que é útil para estabelecer sincronização de bits. O caractere de referência F na figura 4 indica um campo mensagem. O campo mensagem F pode compreender uma plurali-

dade de subcampos mensagem N1, N2,...Ni. Vantajosamente, as mensagens S1 até S4 mostradas na figura 2 são estruturadas de acordo com a modalidade da figura 4. Cada um dos campos de mensagem N1 até Ni compreende informação de relação de fase como descrito em conexão com a figura 2 e, além disto, o endereço do nó onde esta informação de relação de fase foi obtida como descrito acima, isto é, combinando informação de relação de fase recebida e um intervalo de tempo medido. Vantajosamente, cada nó que recebe informação de relação de fase e combina a informação de relação de fase recebida com informação obtida a partir da medição de um intervalo de tempo entre a marcação de tempo e um ponto de referência em sua fase de fiação, anexa a informação de relação de fase combinada assim obtida juntamente com seu próprio endereço de nó à mensagem que ela transfere para o próximo nó. Desta maneira, a mensagem S4 na figura 2 a partir do nó 4 de volta para o nó 1 na figura 1 compreende informação de relação de fase que permite ao nó 1 obter a fase de fiação de todos os nós envolvidos na detecção de fase de fiação do nó 4.

A figura 5 mostra um diagrama de blocos de um nó que faz parte do sistema mostrado na figura 1. Na figura 5 os caracteres de referência R, S, T e N indicam as três fases e neutro, respectivamente, da linha de energia L como explicado antes. O nó mostrado pode ser conectado a uma ou todas as três fases. TR indica um circuito transceptor para estabelecer comunicação da linha de energia por meio da linha de energia L. CCT, CCS e CCR indicam capacitores de acoplamento, que permitem ao circuito transceptor TR transmitir e receber sinais de comunicação na linha de energia a partir daquelas fases da linha de energia L às quais o nó está conectado.

Naturalmente, dispositivos de acoplamento indutivos de modo alternado podem ser utilizados para esta finalidade, por exemplo, transformadores de acoplamento, como é bem-conhecido como tal. Sinais de comunicação em linha de energia podem ser injetados para e extraídos de somente um condutor ou para/a partir de mais ou todos os condutores da linha de energia, sobre cada fase com um programa de interface de transceptor separado ou com um único programa de interface de transceptor para todas

as linhas em paralelo. ZD indica um detector de ponto de referência, por exemplo, um circuito detector de cruzamento de zero, que é conectado para detectar cruzamentos de zero em uma específica das três fases R, S e T para a qual o nó mostrado na figura 5 está conectado. A fase especificada é aquela fase do nó cuja fiação deve ser detectada. MC indica um circuito microcontrolador. MEM indica uma seção memória e TM indica um circuito sincronizador. IF indica um circuito de interface para interfacear o nó mostrado na figura 5 com outros circuitos não-mostrados na figura, por exemplo, circuitos para medir o consumo de eletricidade e/ou para realizar qualquer outra função não relacionada diretamente aos princípios da presente invenção. B indica um condutor para trocar dados e informação de endereço entre a unidade microcontrolador MC, a seção memória MEM, o circuito transceptor TR, o detector de cruzamento de zero ZD, o sincronizador TM, e o circuito de interface IF. IRQ indica uma linha de solicitação de interrupção para notificar a unidade microcontrolador MC quanto a interrupções geradas pelo circuito transceptor TR e o circuito detector de zero ZD, respectivamente, como será explicado no que segue.

O nó mostrado na figura 5 opera sob controle de software de acordo com dados de programa armazenados na seção memória MEM para realizar operações como descrito acima com referência à figura 2. Se o nó da figura 5 é controlado para atuar como o nó 1 na localização de referência, aquela fase à qual a entrada IN1 do detector de cruzamento de zero ZD está conectada, será a fase de referência para realizar a detecção da fase de fiação que é a fase R na figura 5. Sempre que o detector de cruzamento de zero ZD detecta um cruzamento de zero com inclinação positiva, ZD gera uma solicitação de interrupção na linha IRQ para o microcontrolador MC e coloca informação no condutor que ocorreu um cruzamento de zero com uma inclinação especificada. Em resposta à solicitação de interrupção, o microcontrolador irá ler informação a partir do condutor B relativa à fonte da interrupção, e então instruir o circuito transceptor TR para colocar um padrão de sinal predeterminado na linha de energia L, o qual contém uma marcação de tempo, por exemplo, como explicado acima em conexão com a figura 3

ou figura 4. O nó na localização de referência 1 preferivelmente também transmite uma mensagem que contém o endereço do nó remoto 4 cuja fiação de fase deve ser detectada. Vantajosamente, cada mensagem transmitida por um nó contém não somente o endereço do nó remoto, mas uma lista de endereços de nó e todos os nomes envolvidos na detecção da fase de fiação do nó remoto 4, bem como um campo apontador de endereço, que contém o endereço do respectivo próximo nó ao qual a mensagem deve ser endereçada. Cada nó contido na lista atualiza o campo apontador de endereço de acordo com as entradas na lista de endereços de nó, para conseguir que as mensagens de relé sigam uma seqüência de nós definida na lista de endereço de nó.

O circuito transceptor TR irá ouvir comunicação na linha de energia L. Sempre que o circuito transceptor TR recebe uma mensagem endereçada ao seu próprio nó, ele irá realizar a desmodulação necessária e etapas de codificação, informar o microcontrolador MC a respeito da recepção de uma nova mensagem, e colocar os dados recebidos no condutor B. Se o microcontrolador MC identificar a mensagem sendo uma mensagem de retorno S4 a partir de um nó remoto cuja fiação de fase deve ser detectada, o microcontrolador MC irá avaliar a informação contida na mensagem recebida de acordo com as operações descritas acima para obter a fiação de fase do nó remoto, e armazenar o resultado na seção memória MEM.

Se o nó mostrado na figura 5 recebe uma mensagem de detecção de fase de fiação, o circuito transceptor TR recebe tal mensagem, informa o microcontrolador MC por meio de uma solicitação de interrupção da mensagem recebida e coloca seu conteúdo no condutor de dados B como antes. O microcontrolador MC avalia o endereço e conteúdo da mensagem para determinar se a mensagem foi transferida para um outro nó. Se sim, ele então instrui o sincronizador TM para começar uma operação de medição de tempo. Na ocorrência de um ponto de referência na fase à qual o circuito detector de zero do nó está conectado, uma outra solicitação de interrupção é gerada para o microcontrolador, neste momento pelo detector de cruzamento de zero e, em resposta a esta solicitação de interrupção, o microcontrolador irá interromper a operação de medição de tempo no circuito sincro-

nizador TM e processar de maneira adequada os dados relativos ao intervalo de tempo medido pelo circuito sincronizador TM de acordo com os princípios descritos acima. A informação de tempo assim obtida, e a informação de relação de fase extraída da mensagem recebida são então combinadas
5 sob controle do programa por meio do microcontrolador MC, e uma nova mensagem é montada pelo microcontrolador MC, a qual contém a informação de relação de fase combinada resultante. Esta mensagem é tornada disponível para o circuito transceptor TR através do condutor de dados B. Na ocorrência de um outro ponto de referência na fase à qual o detector de cru-
0 zamento de zero ZD está conectado, o microcontrolador MC instrui então o circuito transceptor TR para gerar e transmitir uma mensagem que contém uma marcação de tempo e a informação de relação de fase combinada, bem como o endereço daquele nó cuja fase de fiação deve ser detectada, cujo endereço estava contido na mensagem recebida anteriormente. Vantajosa-
15 mente, como explicado antes, a mensagem também contém dita lista de endereços de dito campo apontador de endereço que foi atualizado pelo nó, para indicar o endereço do próximo nó para a mensagem.

Por outro lado, se o microcontrolador determina a partir do endereço e conteúdo de uma mensagem recebida que ela contém uma solicitação de detecção de fase de fiação relativa a seu próprio nó, o microcontrolador MC extrai a informação de relação de fase contida na mensagem recebida, e mede o tempo entre a marcação de tempo na mensagem recebida e a ocorrência de um ponto de referência na fase à qual o detector de cruzamento de zero ZD está conectado, de acordo com os mesmos princípios
20 como descrito acima, utilizando o circuito sincronizador TM. O resultado desta medição de intervalo de tempo é então combinado pelo microcontrolador MC com a informação de relação de fase na mensagem recebida. A informação de relação de fase combinada assim obtida é então incluída por meio do micro controlador em uma mensagem de retorno gerada pelo circuito
25 transceptor TR para informar o nó de referência a respeito da fiação de fase do presente nó relativa à fase de referência do nó solicitante.
30

De acordo com a modalidade mostrada na figura 5, cada um dos

nós 1 até 4 têm essencialmente a mesma configuração, e opera sob controle de software em virtude de um microcontrolador de acordo com o conteúdo da mensagem que recebeu. No mínimo um nó é adaptado para gerar uma mensagem de solicitação de detecção de fase de fiação endereçada para um nó remoto específico, como descrito. Qualquer nó envolvido no processo de relé que recebe uma mensagem de solicitação de detecção de fase de fiação não para si mesmo, porém para um nó diferente, irá tomar a mensagem recebida é realizar uma operação de relé como descrito acima. Um nó que recebe uma mensagem de solicitação de detecção de fase de fiação para si mesmo irá realizar as operações como descrito, para retornar uma mensagem para o nó solicitante onde a mensagem de solicitação de detecção de fase de fiação se originou para informar aquele nó a respeito de sua própria fase de fiação relativa à fase de fiação do nó requisitante.

Quando um cruzamento de zero dispara a geração de um sinal de marcação de tempo, um deslocamento de tempo pode ocorrer entre o cruzamento de zero e a marcação de tempo. Este deslocamento pode ser devido a um cabeçalho que precede a marcação de tempo real como mostrado por exemplo na figura 3, e/ou devido a uma velocidade de processamento limitada do microcontrolador MC. O efeito disto é que a marcação de tempo e o cruzamento de zero associado não coincidem perfeitamente. Se o número de possibilidades de fiação de fase abaixo, (por exemplo $N = 3$), esse deslocamento pode ser desprezível. Uma solução simples para compensar o atraso entre o cruzamento de zero e a marcação de tempo associada é adicionar a cada intervalo de tempo medido o deslocamento conhecido.

A figura 6A mostra uma modalidade de um circuito detector de marcação de tempo para detectar um sinal de marcação de tempo mostrado na figura 3. O circuito detector de marcação de tempo da figura 6A pode ser uma parte do circuito transceptor TR na figura 5. Na figura 6A, IN2 indica a entrada do circuito detector de marcação de tempo. Esta entrada é conectada para receber um sinal de entrada a partir do receptor e desmodulador (não-mostrado) do circuito transceptor TR na figura 5. R1 e R2 indicam dois resistores conectados para constituir um divisor de tensão. A indica um am-

plificador operacional ou comparador, cuja entrada positiva está conectada à saída do divisor de tensão R1, R2, cuja entrada negativa é conectada ao terra. C1 e R3 indicam um capacitor e um resistor, respectivamente, que são conectados para diferenciar um sinal de saída na saída negativa do amplificador operacional A. De maneira similar, C2 e R4 indicam um diferenciador que é conectado para diferenciar um sinal de saída na saída positiva do amplificador A. D1 indica um diodo conectado em paralelo com o resistor R3, de tal modo que o catodo deste diodo está conectado ao capacitor C1 enquanto o anodo está conectado ao terra. D3 indica um diodo que está conectado em paralelo ao resistor R4, de tal modo que o catodo do diodo D3 está conectado com o capacitor C2 enquanto o anodo do diodo D3 está conectado ao terra. O catodo do diodo D1 é conectado com o resistor R3 através de um outro diodo D2. O catodo do diodo D3 é conectado ao mesmo nó do resistor R5 através de um diodo D4. Este nó do resistor R5 é conectado com a entrada de um multivibrador MF que pode ser novamente engatilhado. A outra saída do resistor R5 é conectada ao terra. A saída deste multivibrador constitui a saída OUT do circuito detector de marcação de tempo. O multivibrador que pode ser novamente engatilhado tem um período de tempo de cerca de 1,5 vezes a duração entre duas arestas consecutivas regulares da seção sinal 31 mostrada na figura 4.

A figura 6B ilustra a operação do detector de marcação de tempo da figura 6A. O diagrama superior na figura 6B mostra a forma da onda de tensão na entrada IN2 do detector de marcação de tempo. O amplificador operacional A converte este sinal de entrada em sinais digitais complementares em suas saídas positiva e negativa. O diferenciador e a rede de diodo subsequente conectada às respectivas saídas, enfatizam somente as arestas positivas nos sinais de saída das respectivas saídas. Este sinais diferenciados e retificados são combinados no resistor R5, conduzindo assim a um sinal de saída através do resistor R5 como mostrado no meio da figura 6B. O sinal através do resistor R5 dispara o multivibrador que pode ser engatilhado novamente, que irá manter seu estado engatilhado desde que os pulsos através de R5 sejam espaçados de maneira regular como mostrado. Tão logo

ocorra a marcação de tempo, isto é, a inversão de fase no sinal na entrada IN2, um impulso através de R5 estará faltando, de tal modo que o multivibrador MF irá cair de volta para o estado reajustado, e assim gerar um sinal de detecção na saída OUT. Para evitar pulsos de saída espúrios na saída
5 OUT é preferível mascarar o sinal de saída em OUT por meio de uma porta AND com um sinal de controle que indica um estado travado ao detectar o preâmbulo 31 do sinal de marcação de tempo.

Implementações alternativas de um circuito detector de marcação de tempo podem ser baseadas na integração do sinal na entrada IN2 e
10 comparação do sinal integrado com um limiar que será alcançado quando a duração de um segmento de sinal de amplitude constante for mais longa do que o usual, isto é, quando ocorre a inversão de fase. Outras alternativas de detectar o sinal de marcação de tempo de acordo com a modalidade da figura 3 podem adotar um detector de padrão de sinal digital, ou qualquer outro
15 circuito adequado conhecido por si mesmo.

O detector de cruzamento de zero ZD pode ser implementado em uma variedade de maneiras bem-conhecidas como tal. Uma implementação adequada do detector de cruzamento de zero ZD compreende um circuito que tem um comparador, um diferenciador e um retificador conectados
20 à sua saída; essencialmente similar ao capacitor, resistor e rede de diodo conectados a uma das duas saídas do comparador mostrado na figura 6A.

A presente invenção não está limitada aos mecanismos de detecção de relação de fase particulares descritos nela. Uma pessoa versada na técnica irá apreciar que qualquer mecanismo de detecção de fase que
25 forneça informação de relação de fase entre duas localizações consecutivas pode ser empregado na detecção de fase de fiação de acordo com a presente invenção. A invenção não está limitada ao sinal de marcação de tempo nela descrito, ou a um circuito de detecção de marcação de tempo particular. Deve ser enfatizado que os circuitos e sinais mostrados servem meramente
30 à finalidade de ilustrar modalidades particulares da presente invenção. Sinais de referência nas reivindicações servem para aumentar sua inteligibilidade. Eles não devem ser construídos como limitativos das reivindicações.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para detectar a fase de fiação (R, S, T) em uma localização remota relativa a uma fase de fiação de referência (R) em uma localização de referência em um sistema de distribuição de energia elétrica que tem uma linha de energia com uma única fase ou fiação polifásica (R, S, T, N), o método compreendendo as seguintes etapas:

conectar no mínimo uma localização de relé a uma fase de fiação da linha de energia polifásica em uma localização entre a localização de referência e a localização remota,

detectar uma primeira relação de fase entre a tensão de fase de fiação de referência na localização de referência (1) e a tensão de fase de fiação em uma dita localização de relé (2),

o método **caracterizado pelo fato de:**

transmitir a partir da localização de relé a primeira relação de fase detectada na direção da localização remota,

detectar uma segunda relação de fase entre uma tensão de fase de fiação em uma localização de relé e uma tensão de fase de fiação na localização remota; e

determinar a fase de fiação da localização remota relativa à fase de fiação na localização de referência com base na primeira relação de fase e na segunda relação de fase..

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que a etapa de detectar uma primeira relação de fase compreende:

transmitir a partir da localização de referência (1) um primeiro sinal de marcação de tempo (S1, TS) quando um primeiro ponto de referência (R+) na tensão de fase de fiação de referência (R) ocorre;

receber na localização de relé (2) o primeiro sinal de marcação de tempo (S1, TS);

medir um primeiro intervalo de tempo (T1) entre a ocorrência do primeiro sinal de marcação de tempo (S1, TS) e a ocorrência de um ponto de referência (T+) em uma tensão de fase de fiação (T) na localização de relé para obter a primeira relação de fase (M1) entre a tensão de fase de

fiação de referência (R) e a tensão de fase de fiação (T).

3. Método, de acordo com a reivindicação 1 ou 2, **caracterizado pelo fato de** que a etapa de detectar uma segunda relação de fase compreende:

5 transmitir a partir da localização de relé um sinal de marcação de tempo de relé (S2, TS) quando um ponto de referência (T+) na tensão de fase de fiação (T) da localização de relé (2) ocorre;

receber na localização remota o sinal de marcação de tempo de relé (S2, T2); e

10 medir na localização remota o intervalo de tempo entre a ocorrência do sinal de marcação de tempo de relé e a ocorrência de um ponto de referência na tensão de fase de fiação da localização remota.

4. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, **caracterizado pelo fato de** que compreende a localização remota gerar uma mensagem de retorno (S4) para comunicar sua fase de fiação para a localização de referência (1).

5. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 2 a 4, **caracterizado pelo fato de** que os pontos de referência são cruzamentos de zero das respectivas tensões de fase (R, S, T).

20 6. Método, de acordo com a reivindicação 5, **caracterizado pelo fato de** que os pontos de referência são cruzamentos de zero das respectivas tensões de fase (R, S, T) com uma inclinação (R+; S+; T+) de sinal especificado.

7. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 2 a 25 6, **caracterizado pelo fato de** que o sinal de marcação de tempo (TS) é curto em comparação com o período de tensão de fase dividido pelo número de possibilidades de fase de fiação a serem distinguidas.

8. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 2 a 30 7, **caracterizado pelo fato de** que o sinal de marcação de tempo é um padrão de sinal repetitivo (A, B) compreendendo uma descontinuidade de fase (TS) e/ou uma descontinuidade de amplitude e/ou uma descontinuidade de frequência.

9. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 2 a 8, **caracterizado pelo fato de** que os sinais de marcação de tempo (TS) são transmitidos por meio da linha de energia (R, S, T, N) por meio de injeção em um ou mais condutores da linha de energia (L) por meio de acoplamento capacitivo (CCR, CCS, CCT) ou indutivo.

10 10. Método, de acordo com a reivindicação 9, **caracterizado pelo fato de** que os sinais de marcação de tempo (TS) são injetados naquela tensão de fase (R, S, T) da linha de energia (L) para a qual o sinal de marcação de tempo injetado (TS) indica a ocorrência de um ponto de referência (R+, S+, T+).

11. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, **caracterizado pelo fato de** que a informação de relação de fase é transmitida através de canais de comunicação rádio ou cabo ótico entre as localizações.

15 12. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, **caracterizado pelo fato de** que a etapa de transmitir a primeira relação de fase na direção da localização remota compreende:

20 gerar uma mensagem de relé (S2) que compreende a primeira informação de relação de fase (M1) e transmitir a partir da localização de relé a mensagem de relé (S2) por meio da linha de energia (R, S, T, N) ou por meio de cabo ótico, ou por meio de canais de comunicação rádio.

13. Método, de acordo com a reivindicação 12, **caracterizado pelo fato de** que compreende as seguintes etapas:

25 receber a mensagem de relé (S2, M1) em uma outra localização de relé (3) arranjada entre a localização de relé (2) e a localização remota;

detectar uma outra relação de fase entre a tensão de fase de fiação (T) na localização de relé (2) e a tensão de fase de fiação (R) na outra localização de relé (3); e

30 combinar (M2), a informação da outra relação de fase e a informação de relação de fase compreendida na mensagem de relé.

14. Método, de acordo com a reivindicação 13, **caracterizado pelo fato de** que compreende a operação de:

gerar uma outra mensagem de relé (S3) que compreende uma combinação (M2) de todas as informações de relação de fase obtidas anteriormente, e transmitir a outra mensagem de relé (S3) em direção à localização remota.

5 15. Método, de acordo com a reivindicação 13 ou 14, **caracterizado pelo fato de** que cada informação de relação de fase compreende um respectivo valor de ângulo de fase e a informação de relação de fase e a outra informação de relação de fase são combinadas por meio de adição do módulo dos respectivos valores de ângulo de fase.

10 16. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 12 a 15, **caracterizado pelo fato de que** uma mensagem (S2 até S4) compreende um campo de marcação de tempo (A, B) que contém um sinal de marcação de tempo (TS) e um campo de informação (F) que contém a informação de relação de fase (M1, M2, M3).

15 17. Método, de acordo com a reivindicação 16, **caracterizado pelo fato de** que o campo de marcação de tempo (A) atua como um cabeçalho (H) para o campo de informação (F) para estabelecer sincronização de bits.

20 18. Método, de acordo com a reivindicação 16, **caracterizado pelo fato de** que o campo de informação (F) transporta um sinal de função múltipla de dois tons (DTMF) que contém a informação de relação de fase (M1, M2, M3).

25 19. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 12 a 18, **caracterizado pelo fato de** que cada mensagem (S1 até S4) compreende informação que identifica seu remetente (1, 2, 3, 4).

20 20. Método, de acordo com a reivindicação 19, **caracterizado pelo fato de** que cada sinal de marcação de tempo (TS) e/ou cada mensagem (S1 até S4) compreende uma lista de nós (N1,...,Ni) que retransmitiram anteriormente o sinal de marcação de tempo.

30 21. Aparelho relé (1, 2, 3) para detectar a fase de fiação (R, S, T) em uma localização remota relativa a uma tensão de fase de fiação de referência (R) de uma localização de referência (1) em um sistema de distribui-

ção de energia elétrica que tem uma linha de energia (L) com uma fase única ou uma fiação polifásica, o aparelho compreendendo:

5 um circuito (TM) para detectar uma primeira relação de fase entre a fase de fiação na localização de referência (1) e a fase de fiação em uma localização de relé (2); e

um circuito adaptado para comunicar com a localização remota na detecção de uma segunda relação de fase entre uma tensão de fase de fiação na localização de relé e uma tensão de fase de fiação na localização remota;

10 **caracterizado por:**

um circuito para transmitir a primeira relação de fase detectada em direção à localização remota.

15 22. Aparelho, de acordo com a reivindicação 21, **caracterizado pelo fato de** que o circuito (TM) para detectar uma primeira relação de fase entre a fase de fiação na localização de referência (1) e a fase de fiação em uma localização de relé (2) compreende:

um circuito (TM) para receber um primeiro sinal de marcação de tempo (TS); e

20 um circuito (TM) para medir o intervalo de tempo (T1, T2, T3) entre a ocorrência do sinal de marcação de tempo (TS) e a ocorrência de um ponto de referência (T+, R+, S+) na tensão de fase de fiação (T, R, S) na localização de relé (2) para obter uma relação de fase entre a fase de fiação na localização de referência (1) e a fase de fiação (T) na localização de relé (2).

25 23. Aparelho, de acordo com a reivindicação 22, **caracterizado pelo fato de** que o circuito para transmitir a primeira relação de fase detectada em direção à localização remota compreende:

30 um circuito (MC, TR) para gerar e transmitir uma mensagem de relé (S2, S3) que compreende a primeira informação de relação de fase (M1, M2).

24. Aparelho, de acordo com a reivindicação 23, **caracterizado pelo fato de** que o circuito adaptado para comunicar com a localização re-

mota na detecção de uma segunda relação de fase compreende:

um circuito (MC, TR) para gerar e transmitir um sinal de marcação de tempo de relé (S2, TS; S3, TS) quando um segundo ponto de referência (T+, R+) na tensão de fase de fiação (T) na localização de relé ocorre.

5

25. Aparelho (2, 3), de acordo com qualquer uma das reivindicações 22 a 24, **caracterizado pelo fato de** que compreende:

um circuito (TR) para receber informação de relação de fase (M1);

10

o circuito para transmitir a primeira relação de fase detectada sendo adaptado para combinar a primeira relação de fase e a segunda relação de fase e transmitir a fase combinada em direção à localização remota.

26. Aparelho, de acordo com a reivindicação 25, **caracterizado pelo fato de** que o circuito (MC) para gerar uma mensagem de relé (S3) é adaptado para combinar a informação de relação de fase recebida (M1) e a informação de relação de fase (T2) indicativa de uma relação de fase entre o sinal de marcação de tempo (TS) e a tensão de fase arbitrária (T), e para gerar a mensagem de relé (S3) de tal modo que ela compreenda a informação de relação de fase combinada.

15

20

27. Aparelho (4) para detectar, em uma localização remota, a fiação de fase de uma tensão de fase desconhecida arbitrária (R, S, T) relativa a uma tensão de fase de referência (R) em um sistema de distribuição de energia elétrica que tem uma linha de energia de fase única ou polifásica (L) sendo que o aparelho está localizado na localização remota e compreende:

25

um circuito (TR) para receber um sinal de marcação de tempo (S1, TS);

um circuito (TM) para medir um intervalo de tempo (T3) entre a ocorrência do sinal de marcação de tempo (S3, TS) e a ocorrência de um ponto de referência (S+) na tensão de fase de fiação desconhecida arbitrária (S) da linha de energia (2) para obter informação de relação de fase indicativa de uma relação de fase entre o sinal de marcação de tempo (S3, TS) e a

30

tensão de fase desconhecida arbitrária (S),

caracterizado por:

5 um circuito para receber uma mensagem de relé (M2) que compreende informação de relação de fase indicativa de uma relação de fase entre a fase de referência (R) e o sinal de marcação de tempo (S3, TS);

um circuito para combinar a informação de relação de fase indicativa de uma relação de fase entre o sinal de marcação de tempo (S3, TS) e a tensão de fase arbitrária desconhecida (S) e a informação de relação de fase recebida; e

10 um circuito para determinar a fiação de fase da tensão de fase arbitrária desconhecida (S) a partir da informação de relação de fase combinada (M2, T3).

28. Medidor remoto para medição remota do consumo de utilidades como eletricidade, água ou gás em um sistema de distribuição de utilidades, **caracterizado pelo fato de** que compreende um aparelho como
15 definido em qualquer uma das reivindicações 21 a 27.

FIG. 1

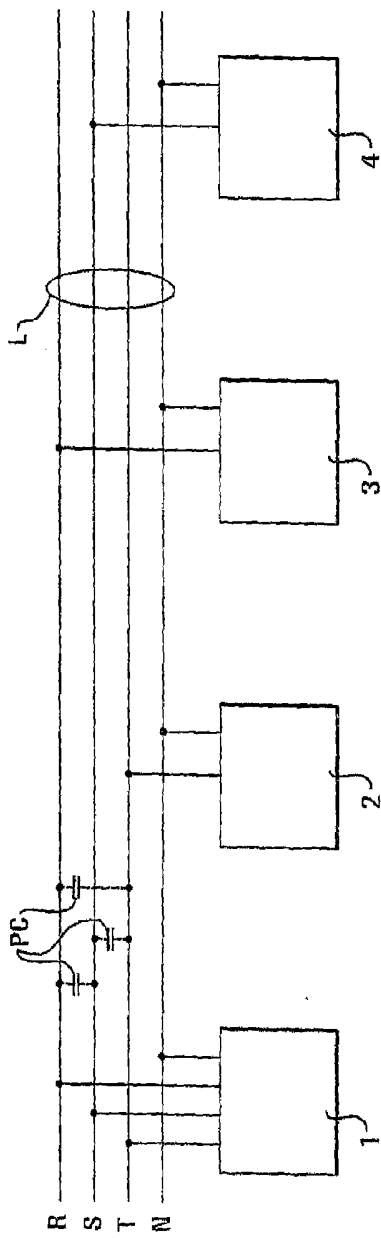


FIG. 2

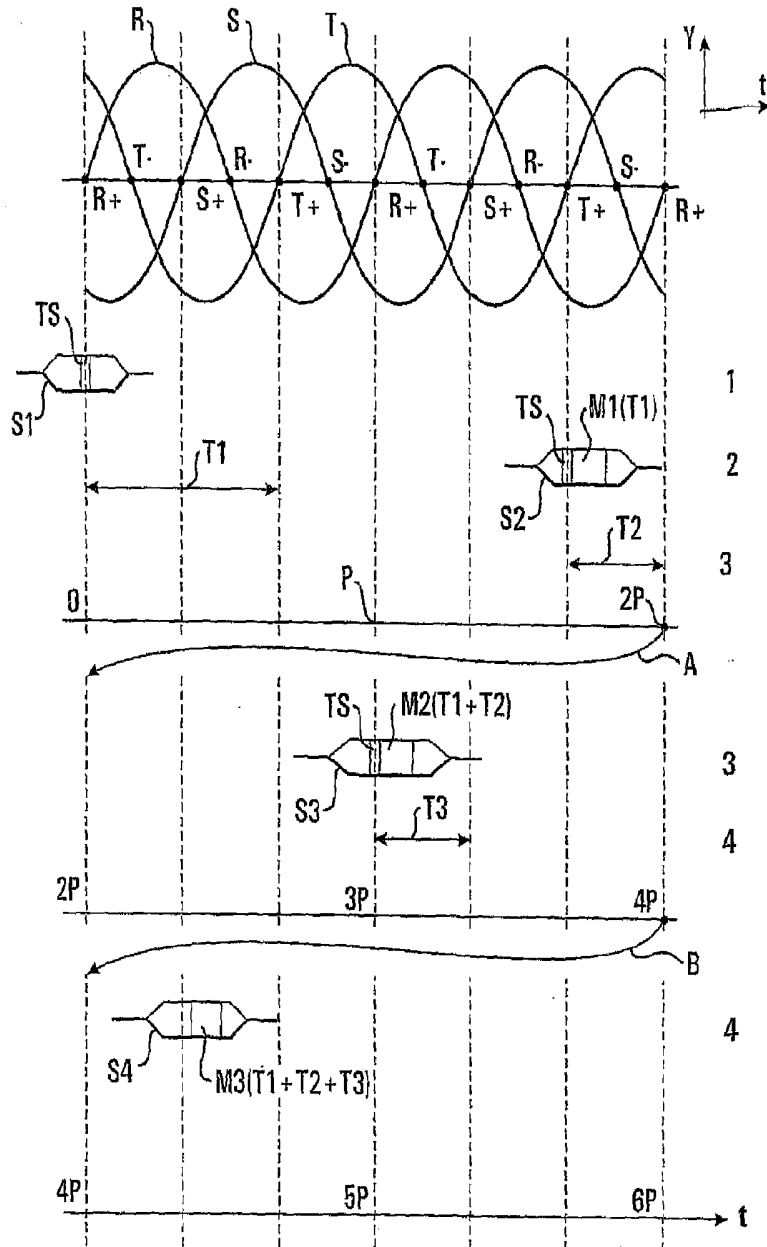


FIG. 3

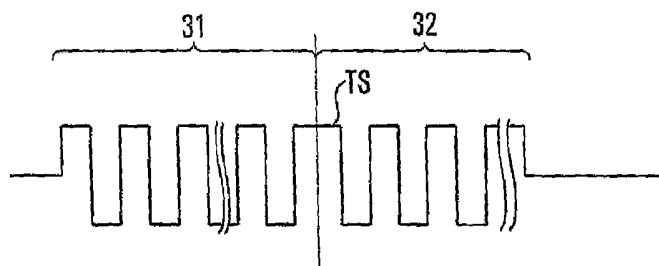


FIG. 4

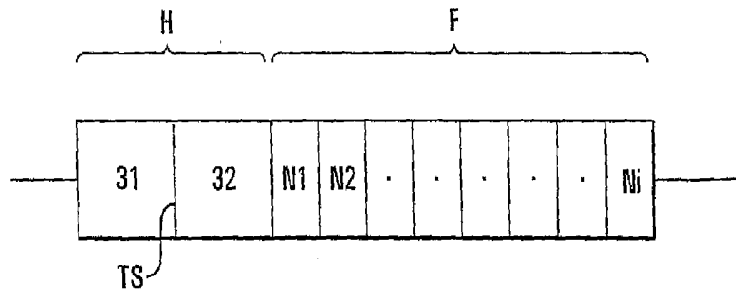


FIG. 5

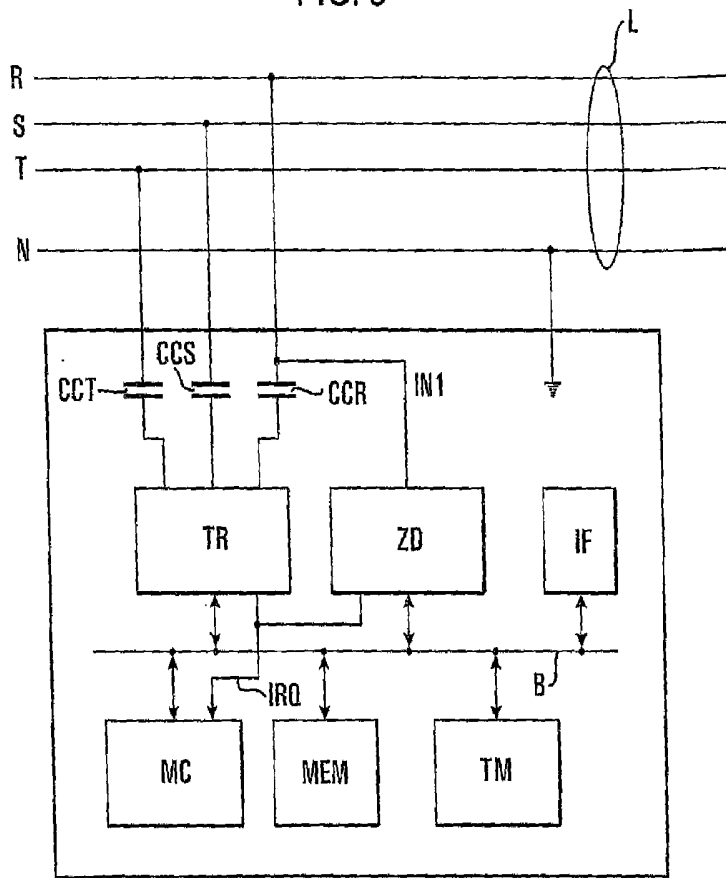


FIG. 6A

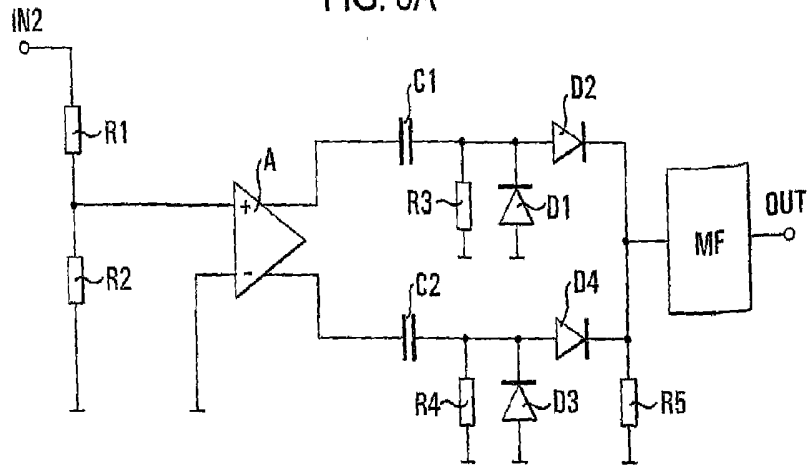
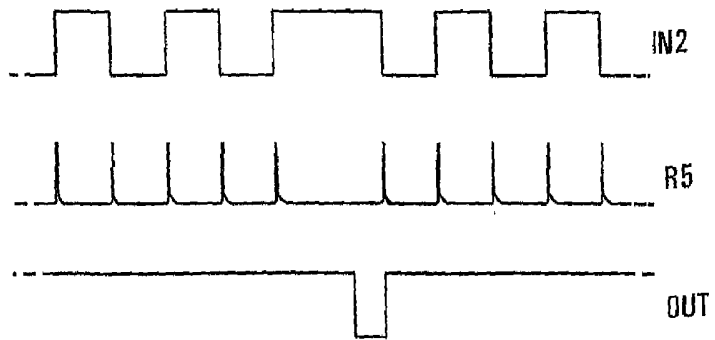


FIG. 6B



RESUMO

Patente de Invenção: **"MÉTODO E APARELHO RELÉ PARA DETECTAR EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A FASE DE FIAÇÃO EM UMA LOCALIZAÇÃO REMOTA, APARELHO PARA DETECTAR A FIAÇÃO DE FASE DE UMA TENSÃO DE FASE DESCONHECIDA E MEDIDOR REMOTO PARA MEDIÇÃO REMOTA DO CONSUMO DE UTILIDADES"**.

A presente invenção refere-se a detectar a fase de fiação de uma tensão de fase desconhecida relativa a uma tensão de fase de referência (R) em uma sistema de distribuição de energia elétrica que tem uma linha de energia polifásica (R, S, T, N). Para detectar de maneira confiável a fase de fiação (R, S, T) na localização remota relativa a uma fase de fiação de referência (R) mesmo se a localização remota está a uma distância maior da localização de referência (1), no mínimo uma localização de relé (2) é

10

15

20

25

arranjada entre a localização de referência (1) e a localização remota e conectada à fase de fiação (R, S, T) da linha de energia polifásica (R, S, T, N). Uma primeira relação de fase (M1) é detectada entre a tensão de fase de fiação de referência (R) na localização de referência (1) e a tensão de fase de fiação (T) na localização de relé (2). Uma segunda relação de fase é detectada entre a tensão de fase de fiação (R, S, T) na localização de relé (2) e a tensão de fase de fiação (R, S, T) na localização remota. A fase de fiação (R, S, T) da localização remota relativa à fase de fiação (R, S, T) na localização de referência (1) é detectada com base na primeira relação de fase (M1) e na segunda relação de fase. A presente invenção é vantajosa em que não é requerido um canal de comunicação direta entre a localização remota e a localização de referência (1) para detectar a relação de fase.