

Encontrando o Aterramento Comum: Um Estudo de Caso de Correntes Fantasma e Loops de Terra

Matthew Boecker and Genardo Corpuz
Lower Colorado River Authority

Jared Candelaria and Ariana Hargrave
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Apresentado no
74th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference
Formato Virtual
28 a 30 de Abril, 2021

Anteriormente apresentado no
74th Annual Conference for Protective Relay Engineers, Março de 2021,
and 47th Annual Western Protective Relay Conference, Outubro de 2020

Edição original lançada em Agosto de 2020

Encontrando o Aterramento Comum: Um Estudo de Caso de Correntes Fantasmas e Loops de Terra

Matthew Boecker e Genardo Corpuz, *Lower Colorado River Authority*
Jared Candelaria e Ariana Hargrave, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Sumário—Em fevereiro de 2018, um relé diferencial de corrente que protegia um autotransformador de 138 kV/69 kV atuou para uma falta à terra fora da zona de proteção. As condições do sistema eram tais que o lado de baixa tensão do autotransformador estava aberto, mas os relatórios de evento do relé mostraram correntes de falta presentes no lado de baixa tensão. A investigação inicial indicou um problema no circuito secundário do transformador de corrente (TC) (o TC, fiação do cabo, ou entrada do relé), e mais três faltas que ocorreram na semana seguinte ajudaram a restringir estas opções. Este artigo descreve a investigação dessas faltas, como a causa raiz foi encontrada, e de que forma a elevação do potencial de terra pode causar a circulação de correntes fantasmas (“phantom currents”) nos circuitos do TC do relé.

I. INTRODUÇÃO

Em fevereiro de 2018, diversas faltas ocorreram no sistema da empresa *LCRA Transmission Services Corporation*, as quais colocaram em dúvida o desempenho do relé de proteção diferencial de um transformador. A localização de cada falta foi externa à zona da proteção diferencial do relé do transformador. Embora o lado de baixa tensão do transformador estivesse aberto quando as faltas ocorreram, o relé do transformador mediu correntes no enrolamento secundário. Estas “correntes fantasmas” (“phantom currents”) provocaram a operação do relé diferencial. Neste artigo, compartilhamos detalhes sobre as faltas, a investigação e a descoberta da causa raiz. Compartilhamos também recomendações para instalação e testes apropriados do relé.

II. REVISÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DO TRANSFORMADOR

Os transformadores são protegidos principalmente através da proteção diferencial de corrente. A forma mais simples de proteção diferencial de corrente pode ser descrita usando a lei das correntes de Kirchhoff. A corrente que entra na zona de proteção tem que ser igual à corrente que sai da zona. Se estas correntes não forem iguais, deve haver outro caminho para a corrente circular dentro da zona (ou seja, uma falta).

As correntes que entram e saem da zona de proteção do transformador são medidas através de transformadores de corrente (TCs) com polaridade oposta. O relé então calcula uma grandeza de operação (IOP) e uma grandeza de restrição (IRT), conforme mostrado na Fig. 1. A variável k é uma constante de projeto que varia com o projeto do relé e é geralmente igual a 1 ou 2. O relé compara a grandeza IOP com a grandeza IRT, que é definido por um ajuste do valor limite da inclinação (“slope”), para determinar se deve operar. Isto é denominado proteção diferencial com restrição percentual.

Os valores de operação e restrição para uma falta externa e interna (assumindo uma relação do TC de 1:1) são mostrados na Fig. 2. Uma representação gráfica das duas faltas da Fig. 2 é mostrada na Fig. 3. Se o relé tiver um “slope” de 25%, o relé não vai operar para a falta externa, desde que a corrente de operação não ultrapasse o valor do *slope* multiplicado pela corrente de restrição. O relé vai operar para a falta interna, entretanto, desde que a corrente de operação seja maior do que o valor do *slope* multiplicado pela corrente de restrição. Para obter mais informações sobre proteção diferencial com restrição percentual, consulte [1].

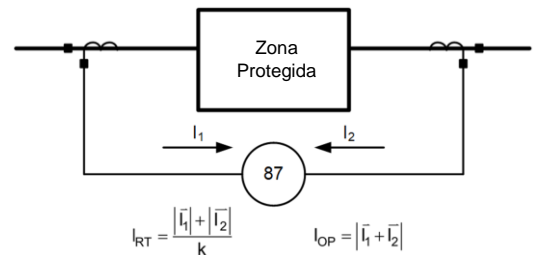


Fig. 1. Cálculos de operação e restrição para um relé diferencial com restrição percentual.

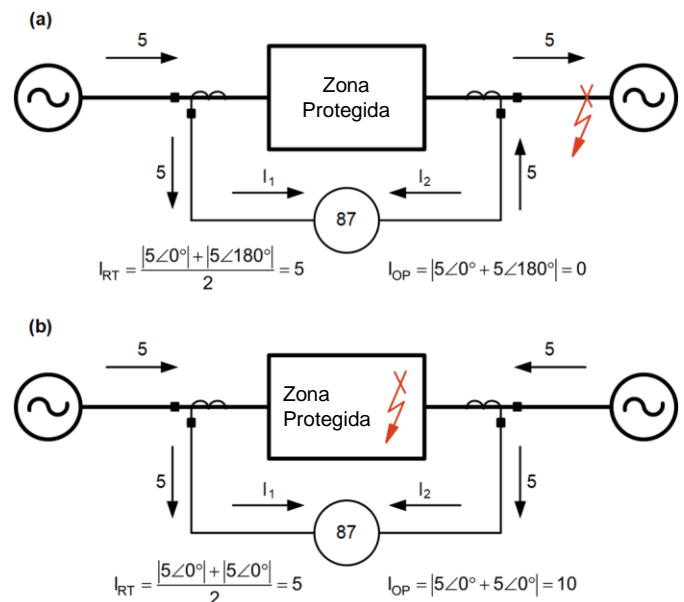


Fig. 2. Valores de operação e restrição para uma falta externa (a) e interna (b).

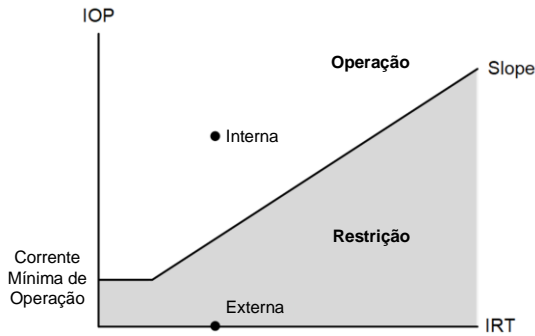


Fig. 3. Característica diferencial com restrição porcentual e *slope* simples.

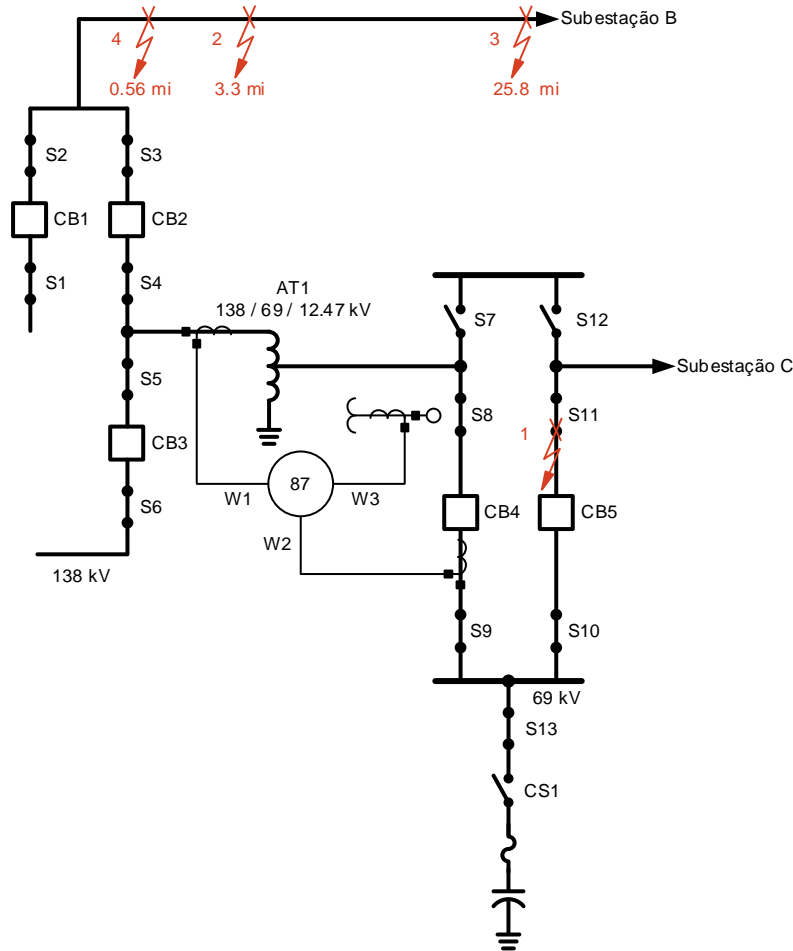


Fig. 4. Diagrama unifilar da Subestação A.

Quando um relé diferencial de corrente é aplicado a um transformador, a corrente dentro da zona diferencial não é igual à corrente que sai da zona sob condições normais. Qualquer diferença (*mismatch*) de corrente e defasamento angular têm que ser considerados antes de calcular IOP e IRT. Os ajustes de TAP normalizam cada conjunto de entradas de corrente para compensar o *mismatch* na magnitude das correntes, e os ajustes de compensação dos enrolamentos levam em conta as mudanças no ângulo de fase. Uma discussão detalhada sobre isso pode ser encontrada em [2].

III. CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA

O diagrama unifilar da Subestação A e a configuração do sistema no instante do evento são mostrados na Fig. 4. O transformador mostrado é um autotransformador de 138 kV/69 kV/12.47 kV conectado em estrela-estrela-delta (YYD) aterrado, com o terciário em delta usado para serviços auxiliares da subestação. O disjuntor CB5, a chave seccionadora sob carga CS1 e as chaves seccionadoras S7 e S12 estavam todos abertos, efetivamente abrindo o circuito do lado da carga do transformador. Um relé diferencial de corrente microprocessado estava protegendo o transformador.

IV. AS FALTAS

As quatro faltas que ocorreram perto da Subestação A e a investigação resultante para cada uma delas são descritas nesta seção.

A. Primeira Falta

A primeira falta ocorreu em 14 de fevereiro às 3h34. Foi uma falta AG na chave seccionadora S11 no lado da linha do disjuntor aberto, CB5. A Fig. 5 exibe a chave, onde um *flashover* para a estrutura fez com que a chave se separasse do isolador. A localização no sistema é mostrada como falta 1 na Fig. 4. Embora esta falta claramente não estivesse na zona de proteção do relé do transformador, o relé deu trip através do elemento diferencial com restrição porcentual da fase C. Os disjuntores de 138 kV (CB2 e CB3) e o disjuntor de 69 kV (CB4) abriram em resposta.

A Fig. 6a exibe a oscilografia filtrada e a Fig. 6b exibe o a oscilografia bruta, não filtrada, extraídos do relé diferencial do transformador após a falta. As correntes do enrolamento 1 (W1) são provenientes do lado de 138 kV e as correntes do enrolamento 2 (W2) são provenientes do lado de 69 kV.

Analisando os eventos, imediatamente se destaca o fato de as correntes de W1 serem todas aproximadamente iguais, com baixa magnitude e em fase umas com as outras. Isto é característico da corrente de terra de sequência-zero. Esta corrente é esperada, pois existe um longo caminho que interliga o lado de 138 kV da Subestação A com outro autotransformador aterrado de 138/69 kV em outra subestação e com o sistema de 69 kV. Isso fornece um caminho alternativo para circulação da corrente de terra para a falta. A corrente de terra vai subir através do terra no lado de 138 kV do transformador na Subestação A e vai alimentar a falta através deste longo caminho. Esta corrente de terra fluirá através dos TCs do W1 e será detectada pelo relé.



Fig. 5. Primeira falta na fase A da Chave Seccionadora S11.

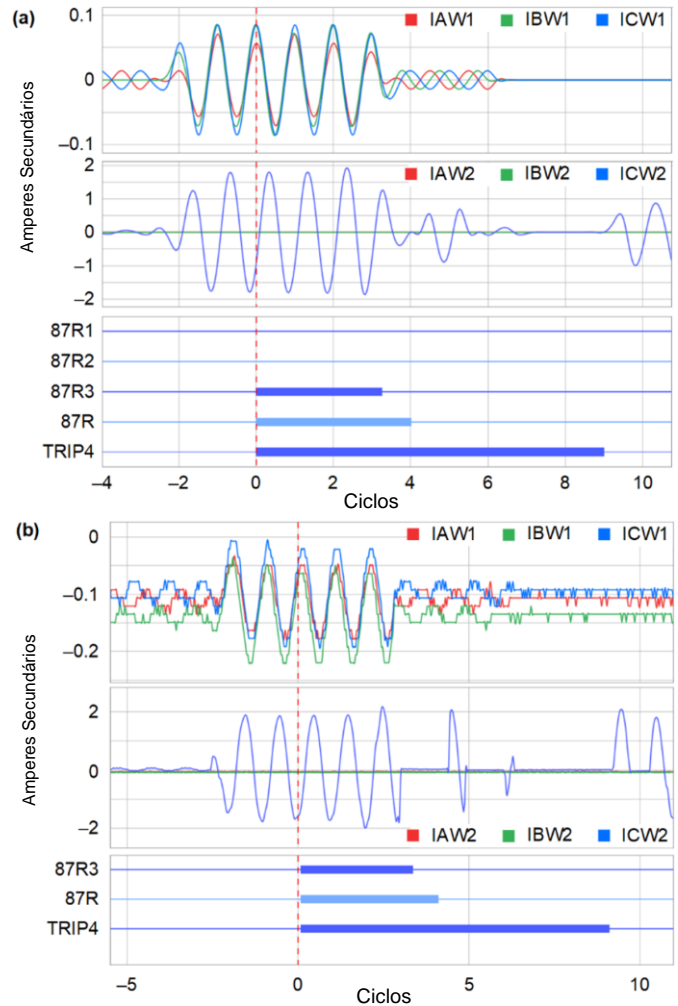


Fig. 6. Oscilografia filtrada (a) e bruta (b) do relé do transformador após a primeira falta.

O segundo fato digno de observação é que W2 mediu corrente na fase C. Isto não era esperado. Com o lado de 69 kV do transformador isolado, conforme mostrado na Fig. 4, nenhuma corrente deve circular em W2. Os eventos também mostram que a corrente do W2 da fase C está formando um arco. Este arco continuou mesmo após o transformador ter desligado. O tempo de duração deste arco foi devido ao relé de sobrecorrente de terra temporizado eletromecânico remoto ter levado 34 ciclos para eliminar a falta.

Baseando-se na explicação da Seção II sobre o princípio de operação da proteção diferencial de corrente e sobre o método de cálculo de IOP e IRT, podemos concluir que o relé do transformador atuou devido ao relé estar detectando corrente em W2 e uma corrente muito baixa (efetivamente zero) em W1. Como a corrente na zona de proteção não era igual à corrente que sai da zona de proteção, uma corrente de operação estava presente e causou a atuação do relé. O relé operou corretamente com base nas correntes que estava medindo, mas a questão permaneceu: Por que, em primeiro lugar, o relé estava medindo estas correntes?

A análise inicial indicou um possível problema no circuito secundário. Houve um problema com a fiação do TC, ou talvez um problema com o aterramento do TC? Houve um problema

no relé? As entradas do relé poderiam não estar medindo corretamente? Havia alguma maneira de a corrente detectada em W1 ter sido induzida em W2 nas placas de circuito do relé?

As equipes de manutenção efetuaram uma investigação rápida de alto nível no circuito do TC, onde verificaram as conexões do disjuntor e do relé, examinaram os equipamentos procurando marcas de *flashover* e verificaram se todas as conexões estavam firmes. Nada incomum foi encontrado e o transformador foi colocado de volta em serviço enquanto a investigação continuava.

B. Segunda Falta

Uma semana depois, às 23h55 do dia 20 de fevereiro, houve uma falta BG na linha de transmissão de 138 kV que vai para a Subestação B, a uma distância de 3.3 milhas da Subestação A. A equipe do setor de Operações observou que a causa provável do evento tinha sido a presença de tempestades com raios na área. As equipes inspecionaram a linha e não encontraram qualquer evidência de uma falta. A configuração do sistema neste instante era a mesma de quando ocorreu a primeira falta, conforme mostrado na Fig. 4. A localização da segunda falta está indicada como localização de falta 2. O relé do transformador novamente atuou e deu trip através do elemento diferencial com restrição porcentual da fase C.

A Fig. 7 exibe a oscilografia filtrada do relé do transformador. A oscilografia bruta é similar.

Imediatamente evidente é o fato de as correntes do W1 serem todas exatamente iguais e estarem em fase, novamente indicando uma corrente de terra de sequência-zero pura. A magnitude é maior desta vez, pois o transformador está atuando como uma fonte de terra para uma falta em uma linha próxima. W2 está novamente detectando corrente na fase C com o lado de 69 kV aberto. A magnitude também é maior desta vez, e não há arco nas correntes de W2.

Neste ponto, já havia ocorrido duas faltas quando o lado de 69 kV do transformador estava aberto. Nenhuma das faltas envolveu a fase C, mas o relé tinha detectado corrente no W2 da fase C em ambos os eventos. Os engenheiros acharam que isto era coincidência demais, então decidiram retirar o transformador de serviço e verificar os circuitos do TC para busca de quaisquer problemas. Se nenhum problema fosse encontrado, eles substituiriam o relé.

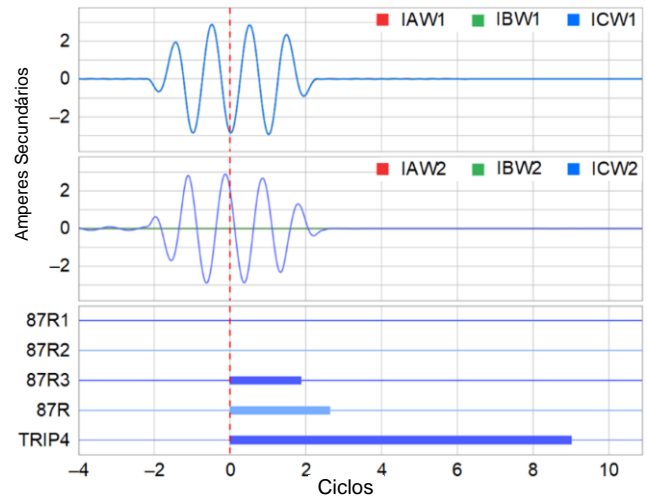


Fig. 7. Oscilografia filtrada do relé do transformador após a segunda falta.

C. Terceira Falta

Antes que qualquer teste pudesse ser executado, o sistema de potência apresentou outra surpresa. No dia seguinte, às 9h56 de 21 de fevereiro, ocorreu uma falta CG na linha de transmissão de 138 kV que vai para a Subestação B, a uma distância de 25.8 milhas da Subestação A. Isso é mostrado como localização de falta 3 na Fig. 4. Desta vez, o transformador estava completamente isolado do sistema com todos os Disjuntores CB2, CB3, CB4 e CB5 abertos. O setor de Operações novamente atribuiu a falta a um raio na área, uma vez que nenhuma evidência física de uma falta foi encontrada. Embora o relé de linha tenha operado para esta falta, o relé do transformador não atuou.

D. Quarta Falta

Posteriormente neste mesmo dia, às 12h58, ocorreu uma falta CAG na linha de transmissão de 138 kV que vai para a Subestação B, a uma distância de 0.56 milha da Subestação A. Esta falta foi também atribuída a um raio na área e é mostrada como localização de falta 4 na Fig. 4. Os elementos diferenciais das fases A, B e C foram todos ativados e provocaram o trip do relé do transformador.

A Fig. 8 exibe a oscilografia filtrada extraída do relé do transformador após a falta. Como o transformador estava completamente isolado do sistema, não deve haver quaisquer correntes em nenhum dos enrolamentos. No entanto, ainda há corrente detectada no W2 da fase C.

A ativação de todos os elementos diferenciais trifásicos foi correta de acordo com os ajustes de compensação do transformador, que foram definidos como 12 para ambos W1 e W2. Para obter mais informações sobre compensação do diferencial do transformador, consulte [2]. Para esta falta, o relé novamente operou corretamente com base nas correntes que mediu. Mas a questão permaneceu: Por que o relé mediu tais correntes?

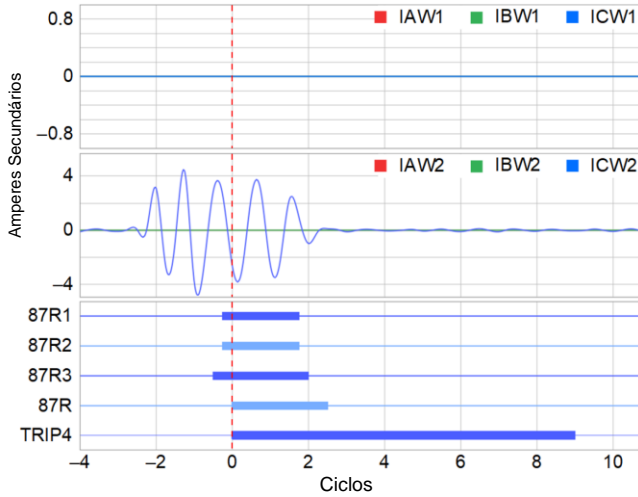


Fig. 8. Oscilografia filtrada do relé do transformador após a quarta falta.

V. HIPÓTESE

O que todas as três faltas que causaram a operação do relé do transformador tinham em comum era que todas eram faltas à terra que ocorreram dentro ou perto da subestação. Quando ocorreu a quarta falta, e o relé ainda detectou corrente na fase C embora o transformador estivesse completamente isolado do sistema, surgiu uma nova teoria. Se existisse mais do que um único aterramento de segurança no circuito do TC do W2 da fase C, a elevação do potencial de terra poderia provocar circulação de corrente através deste circuito. Se a entrada de corrente do relé estivesse entre estes dois aterramentos, o relé mediria esta corrente.

A. Elevação do Potencial de Terra

Quando ocorrem faltas à terra, a corrente de sequência-zero retorna para a fonte através do terra, bem como através de outros caminhos, tais como condutores de neutro, cabos de aterramento aéreos e blindagens de cabos. A corrente total de sequência-zero é dividida entre o terra e estes caminhos alternativos [3] [4]. Quando ocorre uma falta perto de uma subestação, uma grande quantidade de corrente flui através da malha de terra da subestação. Como a malha de terra tem uma certa impedância, a corrente de sequência-zero que circula através da mesma causa o desenvolvimento de uma tensão através da malha. Isto é conhecido como elevação do potencial de terra (GPR: *ground potential rise*) e está ilustrado na Fig. 9. A IEEE 80 define GPR como:

... o máximo potencial elétrico que um eletrodo de aterramento pode atingir em relação a um ponto de aterramento distante assumido como sendo no potencial do terra remoto. [Potencial GPR] é igual à corrente máxima da malha multiplicada pela resistência total da malha. [3]

O potencial GPR apenas define a máxima tensão possível. A tensão será reduzida através da malha de terra da subestação, resultando em um gradiente de diferentes tensões em diferentes pontos da malha, conforme ilustrado na Fig. 9.

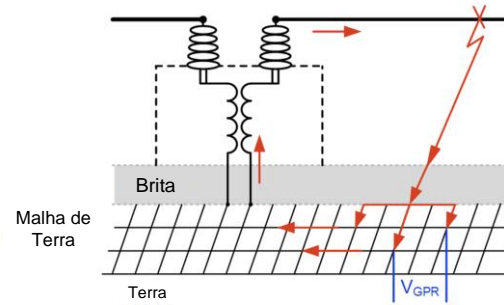


Fig. 9. Fluxo da corrente de terra durante uma falta à terra provoca GPR em uma subestação.

Similar ao GPR, o potencial de passo pode colocar em risco os trabalhadores se estiverem caminhando em uma subestação quando ocorre uma falta. Ao caminhar, cada pé fica acima da malha de terra em um local diferente, e há uma diferença de tensão entre eles. O potencial de passo é a tensão a que uma pessoa estaria exposta se estivesse parada em pé na malha de terra com seus pés separados por 1 metro [3]. Os riscos do potencial de passo podem ser minimizados se forem dados pequenos passos ou se os pés forem arrastados ao caminhar em uma subestação.

B. Aterramento do TC e Fluxo de Corrente

No caso desta operação incorreta, de que forma o GPR provocaria circulação de corrente pelo relé? Para responder a esta questão, precisamos primeiro entender as recomendações de aterramento para os circuitos secundários do TC.

1) Necessidade de Aterramento dos Circuitos Secundários

O guia IEEE C57.13.3-2014 (“Guide for Grounding of Instrument Transformer Secondary Circuits and Cases”) estabelece que o circuito secundário de um TC tem que ser aterrado para proteger os equipamentos conectados e garantir a segurança das equipes de trabalho que possam entrar em contato com os mesmos [5]. Existem capacitâncias parasitas entre o circuito de alta tensão e o circuito secundário. Estas capacitâncias podem desenvolver um potencial eletrostático substancial entre o circuito secundário e o terra ou entre o invólucro do equipamento e o terra. O aterramento apropriado curto-circuita a capacitância entre o circuito secundário e o terra (ou entre o invólucro e o terra) e não permite o desenvolvimento deste potencial eletrostático, garantindo a segurança das equipes e dos equipamentos conectados.

2) Recomendações de Aterramento

Cada circuito secundário do TC é definido como um conjunto de enrolamentos secundários trifásicos e todas as bobinas, contatos e outros componentes conectados a estes enrolamentos por cabos metálicos isolados [5]. A referência [5] recomenda que este circuito seja solidamente conectado à malha de aterramento da subestação em apenas um ponto.

A prática comum consiste em instalar o aterramento no local do TC ou na casa de controle. Por segurança, [5] recomenda que o aterramento de todos os circuitos secundários em serviço seja efetuado no primeiro ponto da aplicação (onde o circuito do TC será usado, tipicamente um relé ou um medidor). Este ponto de conexão geralmente está localizado no painel de relés,

que é preferido porque fornece a maior proteção para as equipes de trabalho e para os equipamentos contra possíveis sobretensões. O aterramento de todos os circuitos secundários no painel de relés também facilita a execução de testes de aterramento em um único ponto durante os testes de múltiplos circuitos (por exemplo, durante o comissionamento).

3) Riscos de Múltiplos Aterramentos

A referência [5] prescreve um único aterramento por duas razões. Primeiro, um único aterramento facilita o teste da isolamento do circuito secundário, que será discutido na Seção VIII. Em segundo lugar, conforme explicado na Seção V, Subseção A, as faltas à terra podem provocar circulação de correntes através da malha de terra. Como a impedância da malha não é zero, diferentes pontos ao longo da malha estarão em diferentes potenciais. Se o TC estiver aterrado em dois locais diferentes, a diferença de potencial entre estes locais fará com que uma corrente circule no circuito secundário entre os pontos de aterramento. Isso pode criar dois problemas:

1. Se a entrada de corrente do relé estiver entre os dois pontos de aterramento, então o relé medirá este fluxo de corrente no circuito secundário.
2. Se o condutor de neutro estiver aterrado em dois locais separados, então o fluxo de corrente do circuito secundário pode causar o sobreaquecimento do condutor, danificando consequentemente a isolamento.

O Problema 1 foi a hipótese primária para a causa raiz das três operações incorretas na Subestação A.

Como observação adicional, a presença de múltiplos aterramentos não é apenas um problema para relés durante condições de falta, mas também é possível que múltiplos aterramentos causem operações incorretas durante condições normais de carga. O Anexo C em [5] fornece um exemplo de

um relé de linha que operou durante condições normais de carga quando um segundo aterramento foi temporariamente introduzido no circuito secundário do TC.

C. Encontrando o Aterramento Comum

Para determinar se a hipótese de múltiplos aterramentos estava correta, precisávamos localizar o aterramento não intencional. Para orientar os técnicos em sua busca, usamos os dados que já tínhamos para ter uma ideia de onde este aterramento poderia estar localizado. Primeiro, precisávamos saber onde o aterramento intencional estava localizado no circuito do TC. A Fig. 10 exibe um diagrama trifilar simplificado do circuito diferencial. O aterramento intencional é mostrado na parte inferior esquerda do desenho, o qual estava localizado na casa de controle, no lado do W1, antes da conexão dos TCs com o relé. Os desenhos não mostraram aterramento adicional para os TCs do lado do W2; a conexão do neutro destes TCs estava também conectada a este ponto de aterramento comum.

Sabíamos então onde o aterramento intencional estava localizado, e sabíamos também que havia circulação de corrente através da entrada de corrente da fase C (IC) no W2 do relé. Como o circuito primário do lado de 69 kV estava aberto no instante das faltas, este circuito aberto refletiria no lado secundário do TC, fazendo com que o enrolamento secundário do TC (1x2 a 1x5) também fosse equivalente a um circuito aberto. Tendo isso em mente, a única forma de a corrente fluir do aterramento intencional através da entrada IC do relé era através do caminho destacado mostrado na Fig. 10. O aterramento não intencional teria que estar localizado no lado da polaridade da entrada do W2 da fase C do relé, conforme mostrado na Fig. 10.

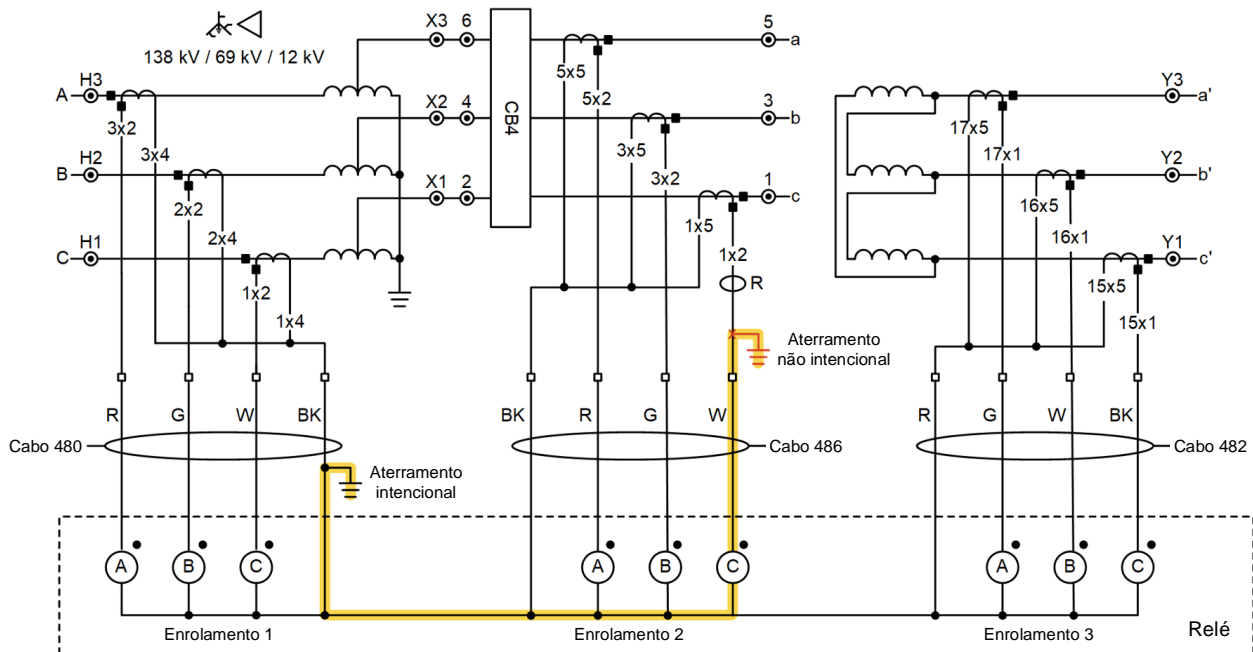


Fig. 10. Diagrama trifilar simplificado do circuito diferencial.

Há diversas causas possíveis de um aterramento não intencional. Uma causa comum de múltiplos aterramentos é a

especificação inadvertida de aterramentos adicionais nos desenhos do projeto. Se um circuito do TC estiver conectado a

vários relés, é fácil exibir erroneamente um aterramento em dois diagramas CA diferentes. É também fácil acidentalmente apresentar aterramentos em dois blocos de terminais diferentes para este circuito no diagrama de fiação. Erros como estes adicionam múltiplos aterramentos em locais onde já existem conexões intencionais para terra: nos painéis de relés. Quando ambos os aterramentos são comuns ao(s) mesmo(s) barramento(s) de terra do painel, a corrente na malha de terra seguirá um caminho entre os mesmos e não através da entrada secundária do relé. Este é o motivo pelo qual erros deste tipo não afetam a operação normal dos equipamentos de proteção.

Além dos erros de projeto, os técnicos podem acidentalmente efetuar múltiplas conexões para terra em um circuito de TC durante a execução da fiação, tal como efetuar uma conexão para terra no gabinete de controle do disjuntor, bem como no painel de controle. Não consideramos que este fosse o caso para este exemplo devido ao arco que ocorreu no primeiro evento. Se o aterramento não intencional fosse uma conexão sólida, então provavelmente não teríamos visto nenhum arco.

Uma conexão não intencional para terra pode também ocorrer quando a integridade da isolação nos cabos do secundário do TC estiver comprometida. Devido ao arco, levantamos a hipótese de que o rompimento da isolação estava causando o terra não intencional e foi o motivo das operações incorretas. Solicitamos aos técnicos que procurassem um aterramento não intencional entre o lado da polaridade do TC da fase C e o lado da polaridade na entrada do W2 da fase C do relé.

VI. INVESTIGAÇÃO DA CONCESSIONÁRIA E DESCOBERTAS

Para testar múltiplos aterramentos, a concessionária de energia primeiro isolou o Cabo 486 (mostrado na Fig. 10) e efetuou um teste de resistência da isolação em cada um dos TCs trifásicos aos quais o cabo estava conectado. Como resultado, o TC da fase C falhou no teste, sendo descoberto que tinha um curto para terra. Os TCs da fase A e da fase B passaram no teste, sem apresentar nenhum curto para a terra.

Em seguida, a concessionária removeu a tampa do TC do Polo 1 (fase C) no lado de 69 kV do transformador para inspecionar os cabos do TC. Isso está mostrado na Fig. 11.



Fig. 11. Tampa do Polo 1 removida.

A Fig. 12 exibe uma visão de perto dos cabos do TC. Os cabos de cores diferentes correspondem aos diferentes taps de TC do TC multirrelação. Os cabos provenientes do TC são instalados em um conduíte flexível até o gabinete de controle do disjuntor, onde cada cabo é terminado. O cabo 486 é então conectado a partir dos pontos de tap escolhidos no gabinete de controle do disjuntor e roteado de volta para o relé na casa de controle. A Fig. 12 mostra que dois dos cabos (vermelho e amarelo) tinham cortes nos mesmos. Os cabos estavam raspando na lateral do acoplador do conduíte flexível.

O cabo vermelho da Fig. 12 está conectado a 1x2, e o cabo amarelo está conectado a 1x4. A Fig. 10 mostra que 1x2 é trazido de volta para o relé através do cabo branco no Cabo 486. Este cabo atinge o lado da polaridade na entrada do W2 da fase C no relé, que é exatamente onde foi medida a corrente fantasma dos relatórios de evento.

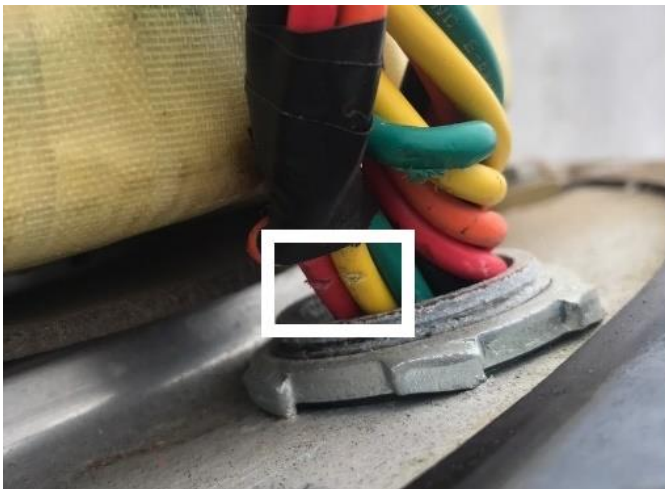


Fig. 12. Cabos do TC cortados (vermelho e amarelo).

Inicialmente, pode-se pensar que os cortes no cabo amarelo (1x4) não poderiam causar um problema, pois este cabo corresponde a um tap não utilizado no TC multirrelação. O cabo amarelo termina no gabinete de controle do disjuntor e não é levado de volta para o relé. A Fig. 13, contudo, exibe de que forma o aterramento não intencional no cabo amarelo também poderia ter causado um problema se o lado de 69 kV do transformador não estivesse aberto. Se 1x4 e 1x5 estiverem ambos aterrados, isto efetivamente cria um curto-circuito no lado secundário do TC entre 1x4 e 1x5 (caminho destacado). Este curto fará com que toda a corrente do lado secundário do TC circule neste caminho destacado, ao invés de forçar a corrente na relação desejada a fluir entre 1x2 e 1x5. Um problema similar poderia ter ocorrido devido ao aterramento não intencional do cabo vermelho, com corrente circulando no curto-circuito entre 1x2 e 1x5, e não sendo enviada para o relé. Uma operação incorreta poderia ter facilmente ocorrido em qualquer um desses casos, pois o relé não estaria medindo a corrente na relação correta.

Quando os técnicos descobriram os cortes nos cabos do TC, eles moveram os cabos para evitar que entrassem em contato com o acoplador do conduíte. Antes que os cabos pudessem se mover novamente, eles rapidamente executaram outro teste de resistência da isolamento, que foi aprovado. Como eles tiveram

capacidade para descobrir e eliminar a causa do problema, a causa raiz foi confirmada.

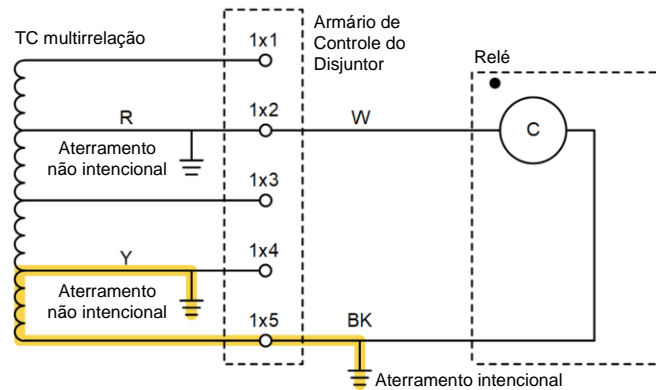


Fig. 13. Caminho da corrente de terra devido ao aterramento não intencional no cabo amarelo.

Para reparar o problema de forma permanente, os técnicos primeiro aplicaram fita isolante nos condutores individuais, visando cobrir e isolar qualquer fiação exposta. Eles então empacotaram os condutores, amarrando-os juntos. Cortiça foi então inserida no acoplador flexível para evitar que os cabos entrassem em contato e se desgastassem contra a lateral do acoplador. Esta solução final é mostrada na Fig. 14. Os técnicos efetuaram um teste final de resistência da isolamento nos TCs e no Cabo 486, sendo totalmente aprovado.



Fig. 14. Ação corretiva.

VII. RECOMENDAÇÕES

O aterramento apropriado dos circuitos secundários do TC é importante. Nesta seção, fornecemos recomendações para aterramento e diretrizes sobre como testar múltiplos

aterramentos durante o comissionamento e a solução de problemas.

A. Siga as Recomendações de Aterramento da IEEE C57.13.3

Conforme mencionado na Seção V, a referência [5] fornece recomendações para o aterramento apropriado dos circuitos secundários. A seguir, um resumo dessas recomendações:

1. Conecte cada circuito secundário do transformador de instrumentos com o terra através de um único ponto de conexão.
2. Instale o aterramento no painel de relés para fornecer maior proteção às equipes de trabalho e aos equipamentos.
3. Conecte o aterramento de uma forma que permita a condução conveniente de um teste de aterramento/sem aterramento, conforme descrito na Seção VIII. Recomendamos instalar o aterramento no lado do campo do bloco de terminais do painel de relés. Isso reduz a probabilidade de um TC ficar sem aterramento se qualquer fiação do painel for interrompida.

B. Aterramento dos Circuitos Diferenciais

Nos relés diferenciais eletromecânicos, todos os TCs associados ao relé diferencial tinham que compartilhar um único terra, uma vez que o relé eletromecânico compartilhava as bobinas de operação e restrição entre todos os TCs conectados em uma única fase. Isso fazia com que os TCs fossem conectados eletricamente dentro do relé, conforme mostrado na Fig. 15. Aterrar cada TC individualmente causaria múltiplos aterramentos no circuito diferencial, o que, como vimos, pode provocar a circulação de uma corrente indesejada através do relé e resultar em operações incorretas.

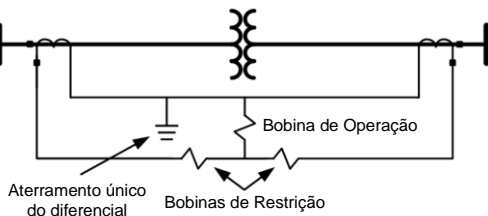


Fig. 15. Diagrama de conexão do relé diferencial eletromecânico.

Nos relés diferenciais modernos baseados em microprocessador, cada conjunto de entradas do TC é isolado um do outro. Como não estão mais conectados eletricamente, cada circuito do TC pode ser aterrado individualmente. O aterramento individual dos circuitos do TC é preferido por vários motivos. Em primeiro lugar, o teste de integridade da isolamento descrito na Seção VIII produz resultados mais precisos quando for efetuada a medição de um único circuito versus múltiplos circuitos em paralelo. Em segundo lugar, aterrar cada circuito do TC individualmente minimiza a possibilidade de haver um erro de projeto com um aterramento em cada local de chegada de um cabo de TC em um painel.

C. Teste para Múltiplos Aterramentos

É prática comum testar o aterramento em um único ponto nos circuitos do TC durante o comissionamento da subestação.

Isso pode ser efetuado usando os dois testes descritos na Seção VIII.

VIII. TESTES PARA MÚLTIPLOS ATERRAMENTOS

Dois testes comuns são executados para confirmar a existência de um único aterramento em um circuito do TC: o teste de resistência da isolamento e o teste de aterramento/sem aterramento. O objetivo desses dois testes, bem como a forma como são realizados, são descritos a seguir.

A. Teste de Resistência da Isolação

O objetivo de um teste de resistência da isolamento (ou teste de integridade da isolamento) consiste em identificar qualquer dano que possa ter ocorrido na isolamento do cabo quando o cabo do TC foi puxado do pátio da subestação até a casa de controle. A IEEE 525-2016 recomenda que o teste seja efetuado antes de conectar o cabo a qualquer equipamento [6].

O teste é executado inicialmente isolando o cabo de quaisquer aterramentos conhecidos. Use um megômetro para aplicar uma alta tensão CC (é necessário um mínimo de 500 V, conforme [6]) entre o cabo e o terra, e simultaneamente medir a resistência entre o cabo e o terra. Como o cabo é isolado do terra, nenhuma corrente deve circular através do mesmo e uma resistência muito alta deve ser medida (na faixa de $M\Omega$ para um circuito aberto). Se houver corrente fluindo pelo cabo, então a resistência medida será baixa, indicando um caminho não intencional para terra.

O procedimento seguinte para execução de um teste de resistência da isolamento é descrito em [7], e a Fig. 16 mostra uma configuração típica do teste:

1. Desconecte o cabo de todos os equipamentos e circuitos.
2. Descarregue toda a capacitância armazenada no cabo aterrando cada condutor.
3. Conecte o terminal de linha do megômetro ao condutor que está sendo testado.
4. Conecte todos os outros condutores juntos e para terra. Conecte este ponto ao terminal Earth (Terra) do megômetro.
5. Execute o teste.

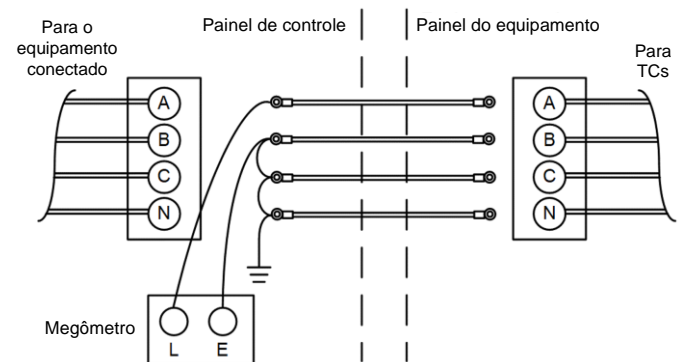


Fig. 16. Conexões do teste de resistência da isolamento.

A resistência mínima aceitável (em $M\Omega$) medida pelo megômetro é calculada usando (1).

$$R_{M\Omega} = (kV_{RATED} + 1) \cdot \left(\frac{1,000}{L_{CABLE}} \right) \quad (1)$$

onde:

kV_{RATED} = tensão nominal do cabo em kV.

L_{CABLE} = comprimento do condutor sob teste em pés.

A classificação nominal de isolamento típica para circuitos secundários do TC é 600 V e, em alguns casos, é 1000 V. A Tabela I relaciona os valores mínimos de resistência aceitáveis para vários comprimentos de cabo de 600 V e 1000 V baseados em (1).

TABELA I
VALORES MÍNIMOS DE RESISTÊNCIA ACEITÁVEIS PARA DIVERSOS
COMPRIMENTOS DE CABO DE CONTROLE DE 600 V E 1000 V

Comprimento (pés)	R (MΩ)	
	Cabo de 600 V	Cabo de 1000 V
100	16.00	20.00
200	8.00	10.00
300	5.33	6.67
400	4.00	5.00
500	3.20	4.00
600	2.67	3.33
700	2.29	2.86
800	2.00	2.50
900	1.78	2.22
1000	1.60	2.00

B. Teste de Aterramento/Sem Aterramento

O objetivo do teste de aterramento/sem aterramento consiste em comprovar a existência de um ponto de aterramento único no circuito após todos os cabos do TC terem sido conectados aos equipamentos e todos os aterramentos intencionais terem sido estabelecidos. Este teste deve ser inicialmente executado durante o comissionamento da subestação e novamente durante os testes de manutenção de rotina. Executar este teste regularmente pode detectar problemas antes que eles causem operações incorretas.

Este teste é executado confirmando inicialmente que existe uma conexão para terra em todas as três fases. O aterramento intencional é então removido, e outro teste é realizado para confirmar se não há mais uma conexão para terra em nenhuma fase.

Este teste pode ser efetuado usando um megômetro ou um multímetro. Um megômetro é preferido, pois detectará qualquer ponto de aterramento não intencional, seja através de conexões de aterramento sólidas ou devido à degradação da isolamento. O uso de um multímetro detectará apenas aterramentos intencionais. Caso você esteja utilizando um megômetro para o teste e queira manter conectados os equipamentos que estavam conectados, consulte o fabricante do equipamento antes de executar o teste para garantir que o equipamento seja classificado para a tensão de teste [8].

O procedimento para executar um teste de aterramento/sem aterramento é o seguinte:

Parte I (mostrado na Fig. 17a)

1. Execute este teste no local do aterramento conhecido, com todos os cabos de controle conectados nos blocos de terminais.
2. Não remova o aterramento conhecido.
3. Conecte o cabo de linha do megômetro (cabo V/Ω se estiver usando um multímetro) ao bloco de terminais da fase A.
4. Conecte o cabo Earth (Terra) do megômetro (cabo COM se estiver usando um multímetro) ao aterramento conhecido.
5. Execute o teste. O teste deve resultar na medição de uma baixa resistência porque um aterramento está presente.

Parte II (mostrado na Fig. 17b)

1. Desconecte o aterramento conhecido do circuito secundário do TC.
2. Execute o teste novamente. O teste deve resultar em altos valores de resistência na faixa de megaohms.
3. Se um valor baixo de resistência ainda for lido, isto indica um aterramento adicional no circuito. Localize e remova o aterramento adicional. Repita o teste até que todos os aterramentos não intencionais tenham sido identificados e removidos.
4. Reconecte o aterramento intencional e execute a Parte I novamente para confirmar o retorno do aterramento.

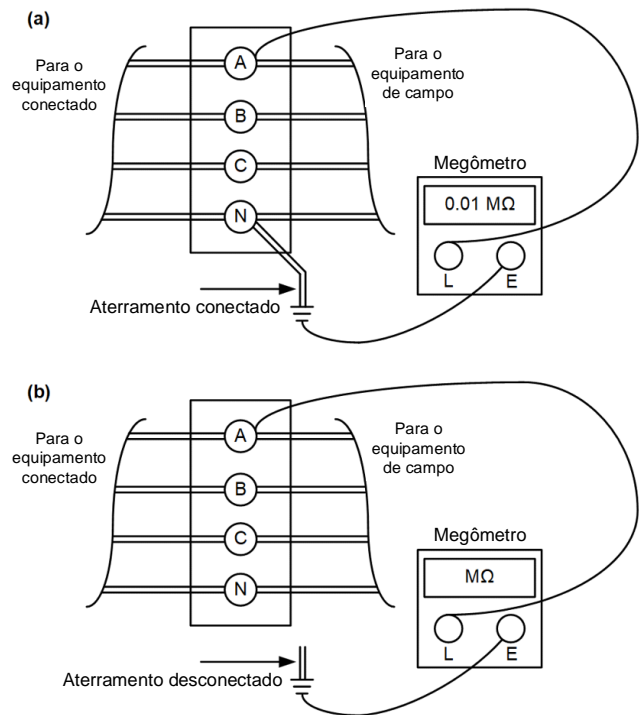


Fig. 17. Conexões para teste de aterramento/sem aterramento usando um megômetro, Parte I (a) e Parte II (b).

IX. CONCLUSÃO

Este artigo apresenta diversas operações do relé do transformador que foram causadas por um segundo aterramento não intencional no circuito secundário de um TC. Ele explica como múltiplos aterramentos podem causar operações incorretas do sistema de proteção durante faltas externas e aborda a importância de ter apenas um único aterramento nos circuitos secundários de TCs. O artigo também compartilha recomendações para efetuar um aterramento apropriado e apresenta dois métodos para detecção de múltiplos aterramentos durante o comissionamento.

X. RECONHECIMENTO

Os autores gostariam de agradecer ao Sr. Bill Fleming, engenheiro de aplicação sênior da Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., por sua ajuda nesta análise dos eventos.

XI. REFERÊNCIAS

- [1] M. Thompson, "Percentage Restrained Differential, Percentage of What?," proceedings of the 37th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2010.
- [2] B. Edwards, D. Williams, A. Hargrave, M. Watkins, and V. Yedidi, "Beyond the Nameplate – Selecting Transformer Compensation Settings for Secure Differential Protection," proceedings of the 70th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, GA, April 2016.
- [3] IEEE 80-2000, IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, 2000.
- [4] IEEE 367-2012, IEEE Recommended Practice for Determining the Electric Power Station Ground Potential Rise and Induced Voltage From a Power Fault, 2012.
- [5] IEEE C57.13.3-2014, IEEE Guide for Grounding of Instrument Transformer Secondary Circuits and Cases, 2014.
- [6] IEEE 525-2016, IEEE Guide for the Design and Installation of Cable Systems in Substations, 2016.
- [7] P. Gill, *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*, CRC Press, Boca Raton, FL, 2009.
- [8] IEEE C57.13.1-2017, IEEE Guide for Field of Testing of Relaying Current Transformers, 2017.

XII. BIOGRAFIAS

Matthew Boecker recebeu seu BSE em Engenharia Elétrica em 2010 e MSE em Engenharia Elétrica em 2016 da University of Texas, Austin. Ele é um engenheiro profissional licenciado no estado do Texas e atualmente trabalha na Lower Colorado River Authority (LCRA) em Austin, Texas. Sua experiência profissional tem sido em proteção de sistemas.

Genardo Corpuz recebeu seu BSE em Engenharia Elétrica da University of Texas, Austin, em 2005. Ele é um engenheiro profissional licenciado no estado do Texas e atualmente trabalha na Lower Colorado River Authority (LCRA) em Austin, Texas. Sua experiência profissional inclui projeto de subestações e proteção de sistemas.

Jared Candelaria obteve um BSEET da Metropolitan State University of Denver em 2007, depois um MSEE da University of Colorado, Denver, em 2012. Jared ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., (SEL) em 2012 e atualmente é engenheiro de aplicação em Lakewood, Colorado. Antes de ingressar na SEL, Jared trabalhou em empresas de consultoria na área de Denver, executando projeto de subestações, comissionamento e proteção de sistemas. Ele é membro do IEEE e um engenheiro profissional registrado no Colorado e na Califórnia.

Ariana Hargrave obteve seu BSEE, *magna cum laude*, da St. Mary's University em San Antonio, Texas, em 2007. Ela obteve o diploma "Master of Engineering" na Texas A&M University em 2009, especializando-se em sistemas de potência. Ariana ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. em 2009 e trabalha como engenheira de aplicação de proteção sênior em Fair Oaks Ranch, Texas. Ela publicou mais de 20 guias de aplicação e artigos técnicos e teve a honra de receber o prêmio "Walter A. Elmore Best Paper Award" da Georgia Institute of Technology Protective Relaying Conference em 2017 e 2018. Ela é membro sênior do IEEE e uma engenheira profissional registrada no estado do Texas.