



# Método de Definição da Polaridade dos TCs de Neutro para Atuação das Funções 87 no Primeiro Comissionamento

**Tema:** Sistemas de Controle, Automação e Proteção

**Autores:** Alexandre Sales Braz, Thiago de Lima Muniz

**Co-Autores:** -

**Empresa:** CEMIG Distribuição S.A

## Resumo

A proteção diferencial à terra restrita é fundamental na proteção de transformadores de potência. Na Cemig-D, entretanto, ela normalmente não é habilitada quando uma subestação entra em operação, pois não existe a garantia de que o TC da bucha do neutro do transformador fora instalado corretamente. Este trabalho apresenta uma metodologia, baseada na energização de banco de capacitores de 13,8 kV, que visa conferir, já durante o comissionamento da subestação, a correção da polaridade do TC de neutro. Com isso, a função diferencial à terra já está apta a entrar em operação desde a energização da subestação sem risco de atuações indevidas. Simulações realizadas com o software ATP Draw validam a eficácia do método proposto, demonstrando sua aplicabilidade prática e os benefícios esperados em termos de economia financeira e operacional.

## 1. Introdução

Os sistemas elétricos de potência frequentemente enfrentam falhas que resultam em interrupções no fornecimento de energia e redução da qualidade do serviço. Uma das falhas mais comuns é o curto-circuito, que causa correntes elevadas e distúrbios de tensão, podendo danificar o sistema e as instalações dos consumidores. Além disso, sobrecargas, subtensões e sobretensões, muitas vezes associadas a curtos-circuitos, também podem causar danos significativos. A proteção dos sistemas de potência é essencial para desconectar partes do sistema afetadas por essas anormalidades, proteger equipamentos e pessoas e fornecer informações para a identificação dos defeitos. Essa proteção é baseada em fusíveis e relés, que atuam em disjuntores para desconectar circuitos afetados.

Um dos componentes mais importantes do Sistema Elétrico de Potência, susceptível a falhas de inúmeras naturezas, dentre elas o curto-circuito, é o transformador de potência. Embora estes equipamentos constituam apenas cerca de 2% do total dos equipamentos nas subestações do parque da Cemig Distribuição, eles possuem um impacto econômico significativo, representando aproximadamente 23% do valor financeiro líquido das subestações. Além da importância financeira destes ativos, o correto funcionamento destes equipamentos é fundamental na manutenção dos indicadores de continuidade das concessionárias em valores adequados. Para exemplificação, de 2022 a 2024 (até outubro), falhas em equipamentos de subestações representaram 31% de todo o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – indicador criado pela Agência Nacional de Energia Elétrica que mede o tempo médio de inter-

rupção de energia por unidade consumidora em uma determinada janela de tempo para uma determinada concessionária) da alta tensão da Cemig Distribuição, e deste total, 18,1% se deram devido a falhas em transformadores de potência, conforme mostra o gráfico da Figura 1 abaixo.

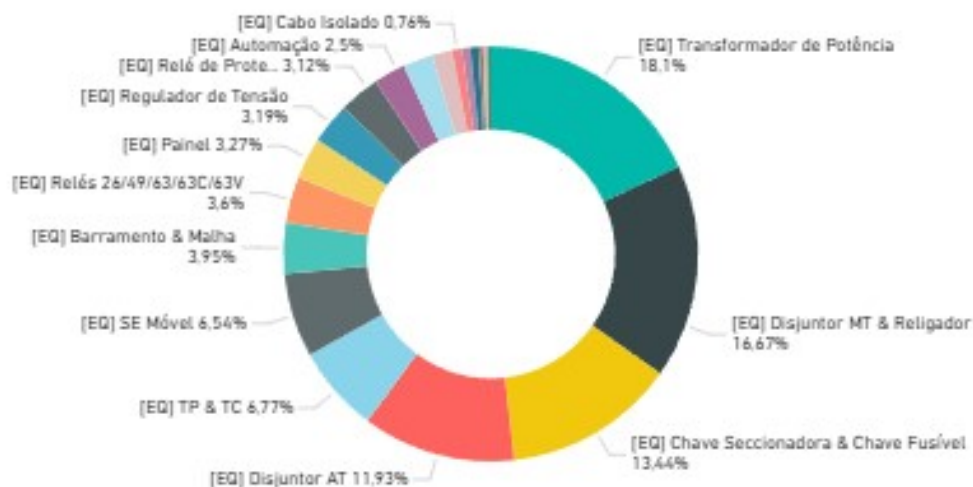


Figura 1: participação dos transformadores de potência no DEC da Cemig Distribuição

É fácil notar, portanto, a importância dos transformadores de potência nos aspectos financeiro e operacional das concessionárias de energia elétrica. Neste contexto, dado o impacto destes ativos para o sistema elétrico, é de fundamental importância os esquemas de proteção para transformadores de potência. Garantir um adequado sistema de proteção para estes equipamentos é essencial para se ter um nível de confiabilidade adequado no fornecimento de energia e para evitar prejuízos financeiros às concessionárias. Para se proteger um transformador de potência, é necessário, inicialmente, se conhecer os principais tipos de falhas que podem ocorrer neste ativo. São eles:

- **Falhas internas:** considera-se uma falha interna no transformador qualquer defeito que ocorra entre as buchas de alta tensão e as buchas de baixa tensão, ou ainda todas as avarias que acontecem dentro da área de proteção diferencial do transformador, quando essa proteção é delimitada pelos transformadores de corrente do tipo bucha dos terminais primários, secundários e terciários. As falhas internas podem ser classificadas como: sobreaquecimento, que pode se originar devido à falha no sistema de ventilação forçada, falha no sistema de bombas de circulação de líquido refrigerante, etc; sobrepressão, que geralmente resulta de um curto-circuito entre duas espiras, queimando lentamente o isolamento e ampliando a área danificada, o que leva à formação de gases que se acumulam dentro do tanque do transformador; sobrefluxo do líquido refrigerante, que é o resultado de um curto-circuito franco de alta corrente que provoca a queima da isolação, gerando muitos gases e aquecimento rápido, fazendo com que o líquido refrigerante queime, deslocando uma grande quantidade de óleo para o tanque conservador; e falhas ativas, que são falhas (curtos-circuitos entre espiras, entre partes vivas do transformador e a carcaça, avarias na isolação, no tanque, etc) que surgem repentinamente e exigem a ação do sistema de proteção para desligar o transformador e minimizar os danos ao equipamento.
- **Falhas externas:** ocorrem fora da área diferencial do transformador, envolvem correntes elevadas que passam pelas bobinas primárias e secundárias e podem causar danos se não forem limitadas. Essas falhas não ativam a proteção diferencial e normalmente são eliminadas pelos relés de sobrecorrente. As faltas externas podem ter as seguintes naturezas: curtos-circuitos no sistema elétrico de potência, sobrecargas, sobretensões e subfrequências.

Conhecendo os principais tipos de falhas a que está submetido um transformador, é possível definir as funções de proteção que serão empregadas neste ativo. Esta escolha é uma análise de custo-benefício, e depende do nível de confiabilidade que se deseja obter. Dentre todas as funções, podemos citar as principais:

- Fusível: proteção básica, protege o equipamento contra curtos-circuitos externos. Normalmente empregado em transformadores de menor potência.
- Proteção de sobrecorrente: feita por relés de sobrecorrente que, através de ajustes predefinidos pelo engenheiro de proteção, eliminam curtos-circuitos de forma temporizada ou instantânea. Mais empregados para curtos-circuitos externos ao transformador, pois normalmente só possuem sensibilidade para eliminar faltas internas quando estas já atingiram proporções elevadas e causaram danos irreversíveis ao ativo.
- Proteção diferencial: esquema de proteção mais sensível, possui a finalidade de detectar faltas internas ao transformador, que são de intensidade reduzida e não são eliminadas pelos relés de sobrecorrente ou fusíveis. Seu princípio básico consiste na comparação das correntes que entram e saem do transformador (elemento protegido), medidas pelos transformadores de corrente instalados na entrada e saída do equipamento. Para faltas externas, elas são iguais, e o relé não opera; para faltas internas, as correntes são diferentes, e esta diferença, caso sensibilize o relé (a depender dos ajustes inseridos), provoca a atuação dele, abertura dos disjuntores e eliminação do defeito. A figura 2 representa o esquema básico da proteção diferencial.

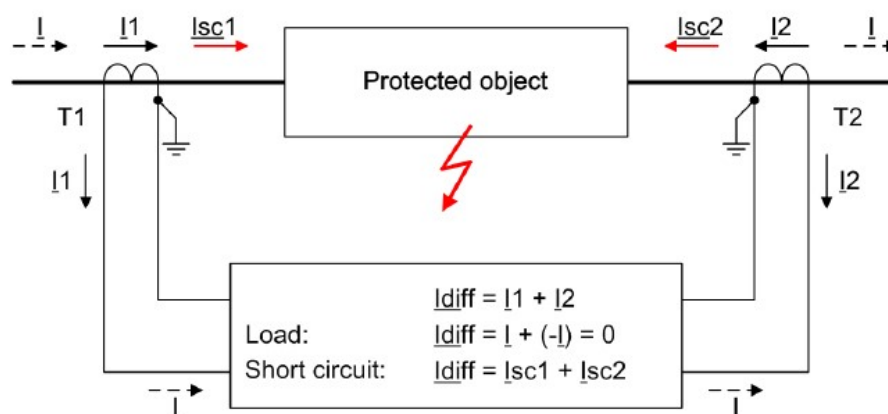


Figura 2: esquema básico de proteção diferencial

- Proteção diferencial contra faltas à terra restrita: utilizada para detectar faltas internas envolvendo a terra em enrolamentos conectados em estrela aterrada de transformadores. Funciona comparando correntes de sequência zero, da seguinte forma: uma corrente é medida pelo transformador de corrente no ponto de aterramento da estrela (TC de neutro) e a outra é calculada somando - se as correntes das fases. Em operação normal, sem falta à terra, quase não há corrente de sequência zero no neutro. Quando ocorre uma falta à terra, há circulação de corrente de sequência zero no neutro do transformador. A proteção diferencial compara a corrente no ponto estrela com a soma das correntes de fase. Se a falta for externa, a corrente diferencial será quase nula; se for interna, haverá uma corrente diferencial significativa, acionando o relé quando se atingir o pick-up ajustado. Na figura 3, o esquema básico da proteção diferencial à terra restrita.

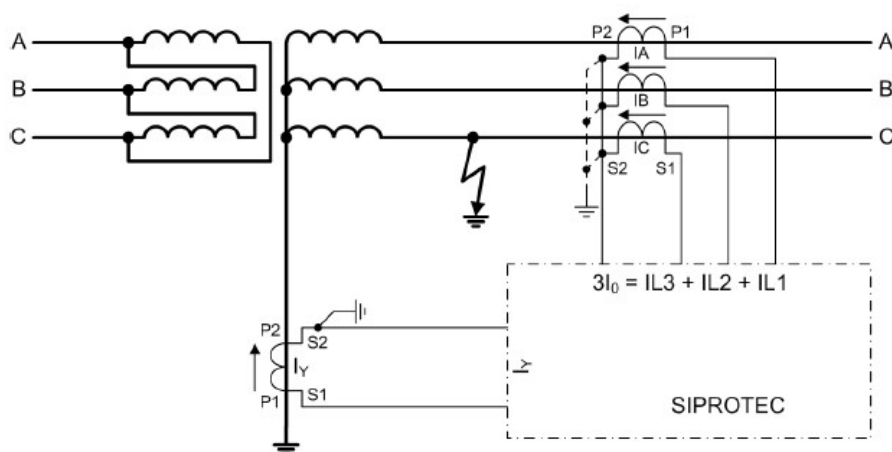


Figura 3: esquema básico de proteção diferencial à terra restrita

- Proteção por relé de gás ou relé Buchholz: o relé de gás opera com base no princípio de que falhas internas ao transformador podem provocar reações no óleo isolante do equipamento e liberar gases, aumentando a pressão do óleo. Ele é montado na tubulação entre o tanque principal e o conservador do transformador, e se a pressão do óleo aumentar anormalmente, o relé Buchholz é ativado, acionando alarmes ou desligando o transformador para prevenir danos severos. Na figura 4, o princípio de funcionamento de um relé Buchholz.

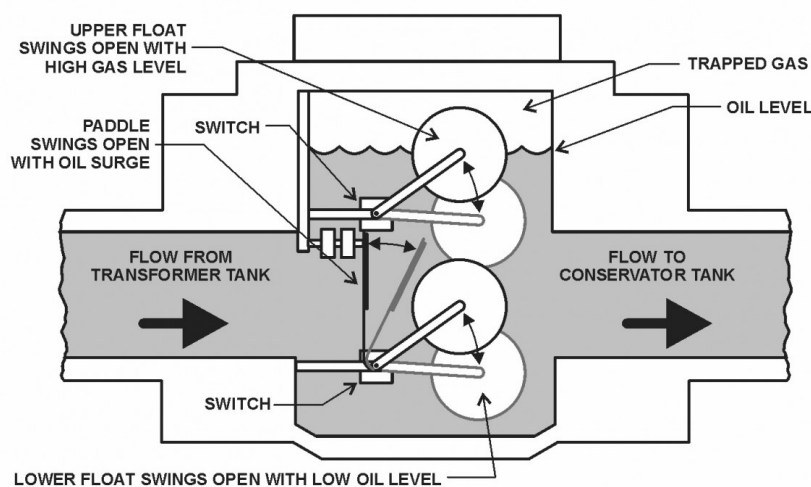


Figura 4: relé Buchholz - princípio de funcionamento

O presente artigo trata, especificamente, da importância da correta instalação do TC da bucha de neutro do transformador no funcionamento da proteção diferencial contra faltas à terra restrita. O TC de neutro do transformador, caso esteja instalado incorretamente, com suas polaridades invertidas, poderá provocar operações indevidas da proteção diferencial de terra em situações de faltas externas, pois o erro de conexão implica em cálculo incorreto pelo relé. Em adição, a determinação da polaridade deste TC durante a fase de comissionamento é uma tarefa complicada, pois o sistema é equilibrado e praticamente não há circulação de corrente de sequência zero. Por este motivo, para evitar operações indevidas, a Cemig Distribuição adotou a prática de não se habilitar inicialmente a função de proteção diferencial à terra, deixando habilitado somente seu alarme. A partir daí, com o sistema em operação, caso haja faltas externas passantes

por este relé, suas oscilografias são coletadas para que a análise da polaridade dos TCs de neutro seja realizada. Só assim, com essa confirmação, esta importante função de proteção é ativada. Este controle, entretanto, é complexo de se realizar, e na prática esta proteção acaba desabilitada na maioria das vezes. Neste contexto, e com base na experiência da Cemig Geração e Transmissão no assunto (GONÇALVES et al, 2019), que serviu de base para a construção deste documento, a Cemig Distribuição propõe um método, baseado na energização de banco de capacitores, que é capaz de identificar a correção ou não da ligação das polaridades dos TCs de neutro.

## 2. Desenvolvimento

A proteção diferencial à terra, como já citado, é fundamental para a proteção de transformadores de potência. Por ser uma proteção mais sensível que a proteção diferencial, ela garante atuação para faltas em que esta não é sensibilizada. Como demonstra a Figura 5, extraída do manual do relé T60 da GE Vernova, faltas no início do enrolamento do transformador são eliminadas pela proteção diferencial à terra restrita (RGF na figura), mas não há garantia de que serão eliminadas pela função diferencial de fase.

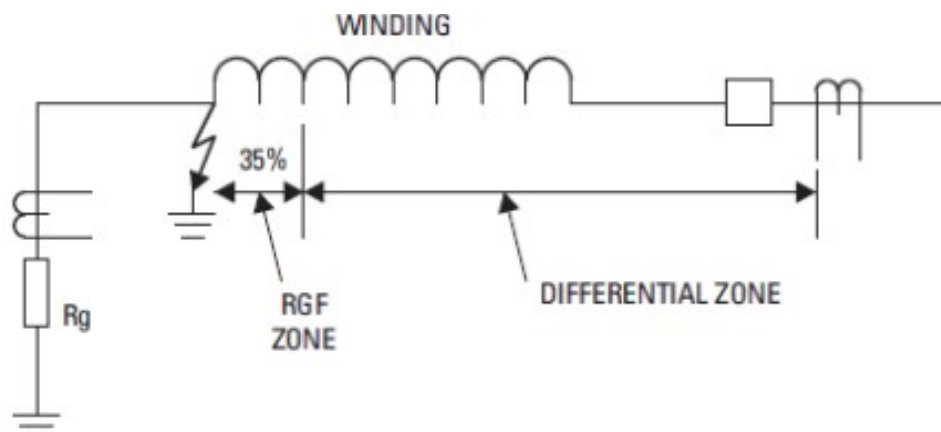


Figura 5: zonas de proteção das proteções diferenciais de fase e terra ao longo do enrolamento do transformador

Portanto, é claro que esta importante função de proteção deve ser habilitada. Para isso, todavia, os TCs da bucha do neutro do transformador devem estar ligados corretamente, para evitar que uma eventual inversão de polaridade não implique em atuações indevidas da proteção diferencial de terra restrita. Neste contexto, propomos neste documento a seguinte metodologia para conferência da conexão do TC de neutro: durante o processo de comissionamento de uma subestação, um banco de capacitores de 13,8kV, presente na maioria das subestações da distribuição, deve ser aterrado e energizado por um transformador de potência. Esse processo de energização, por ter características transitórias e assimétricas, é desequilibrado, e por consequência expõe o sistema a correntes de sequência zero. Essa corrente circulará pelo TC de neutro do transformador, e deverá ser armazenada pelos registros oscilográficos do relé, assim como também devem ser armazenadas as correntes de fase que passam pelos TCs que alimentam esse mesmo relé. A soma vetorial das correntes de fase nos dá a corrente de neutro calculada do sistema, e é através da comparação desta corrente com a corrente de neutro medida que se pretende determinar se o TC de neutro está corretamente instalado; como o transformador está a vazio e energizando somente os capacitores, a corrente passando pelo TC da bucha de neutro se dá somente devido ao desequilíbrio promovido pela energização, e deve ser igual, em módulo, à corrente de neutro calculada através das correntes de fase. O ângulo entre

essas duas correntes, contudo, depende da forma de funcionamento do relé diferencial instalado. No relé 7UT85 da Siemens, por exemplo, a corrente diferencial é dada pela soma vetorial das correntes de neutro calculada e medida, e por esse motivo, é esperado que a fase entre esses dois vetores seja de 180 graus. Caso o defasamento entre essas duas correntes seja zero, o TC está instalado indevidamente. Portanto, resumidamente, é por meio da simples comparação entre as correntes de neutro calculada e medida, que podem ser obtidas através de registros oscilográficos adquiridos durante a energização de um banco de capacitores, que iremos averiguar se o TC da bucha de neutro foi instalado corretamente, como ilustra, para o caso do relé diferencial 7UT85, a figura 6 abaixo. No gráfico à esquerda, as correntes estão defasadas de 180 graus, e o TC está instalado corretamente neste caso; já no gráfico à direita, as correntes estão em fase, e o TC está instalado incorretamente.

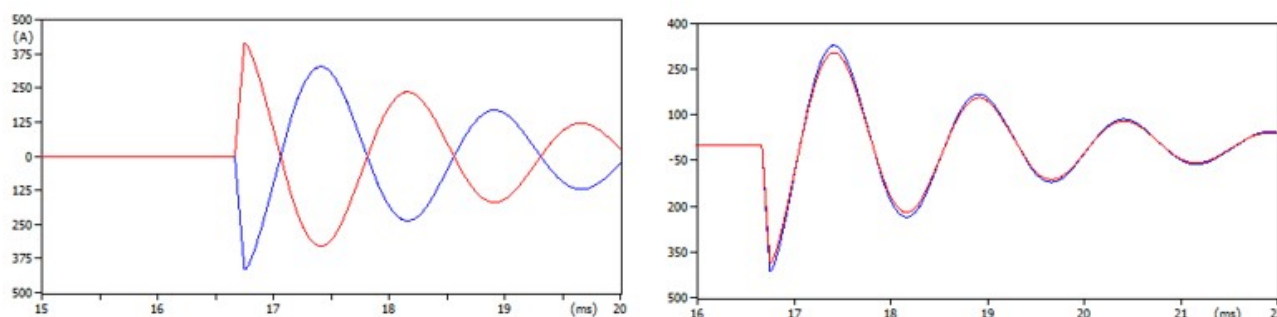


Figura 6: análise gráfica para determinar se o TC fora instalado corretamente

Para simular a metodologia proposta e ter uma ideia dos resultados esperados, também foi criado, no software ATP Draw - ferramenta utilizada para a simulação de transitórios eletromagnéticos no sistema elétrico de potência -, um pequeno sistema elétrico fictício em 138 kV que contém 8 linhas de transmissão em 138 kV e um transformador de 138-13,8 kV energizando um banco de capacitores de 13,8 kV. A figura 7 mostra a representação do sistema no software.

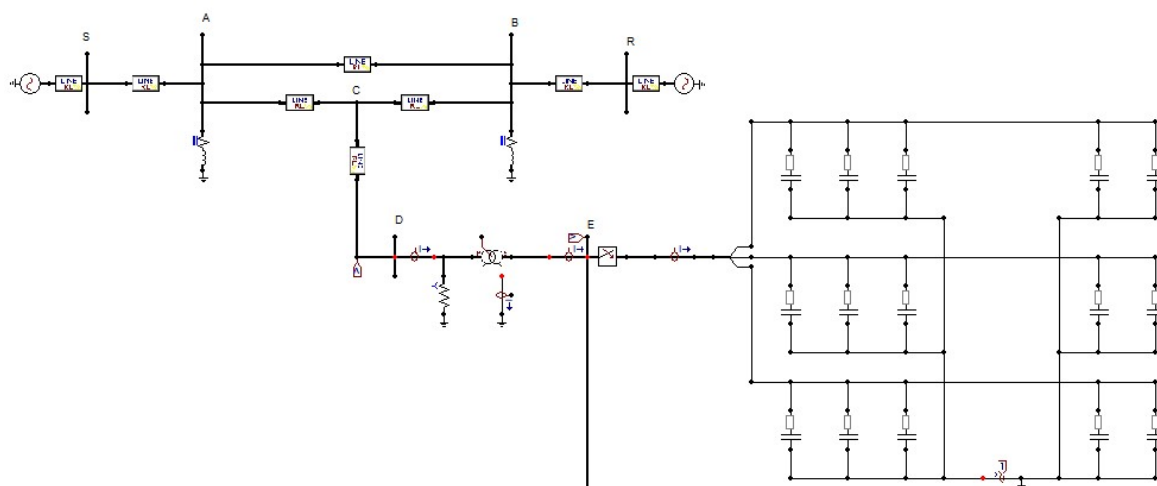


Figura 7: sistema elétrico simulado no ATP Draw

No software, a energização do banco de capacitores é realizada através de uma chave tripolar de fechamento monopolar. Esta energização implicará em uma corrente passante pelo relé diferencial de neutro, que no software será medida por amperímetros conectados na saída da estrela do transformador, que medirão as correntes de fase, e um amperímetro conectado no fechamento da estrela do equipamento para a terra, que medirá a corrente de neutro do transformador. Como alguns parâmetros do circuito podem



alterar o resultado, foram feitas diversas simulações, alterando, em cada uma, um ou mais valores. Os parâmetros são os seguintes:

- Potência do banco de capacitores: a depender da potência do banco, a corrente de neutro pode ser maior ou menor. Foram simulados casos para banco de capacitores de 2,4 MVar e 6,0 MVar, valores típicos utilizados no sistema de distribuição da Cemig;
- Tempo de fechamento monopolar do disjuntor que realiza a energização: apesar de os disjuntores empregados na Cemig Distribuição serem tripolares, o fechamento de cada um de seus polos normalmente não acontece no mesmo instante, e essa discrepância é elemento fundamental na etapa transitória da energização;
- Instante da energização: a depender do momento em que a energização acontece, o fenômeno transitório pode se apresentar com mais ou menos intensidade.

Os resultados alcançados, para as diversas simulações realizadas, vêm a seguir:

- Simulação 1: energização de um banco de capacitores de 2,4 MVar através de um disjuntor sem discrepância de polos (todas as três fases fecham no mesmo instante) e tensão de uma das fases com valor de 0 Volts.

Como será demonstrado ao longo das simulações, a discrepância de polos é essencial para que haja corrente de sequência zero no circuito. Sempre que a simulação é realizada com o disjuntor perfeitamente sincronizado em seu fechamento, a corrente de neutro é zero, como mostra a figura 8 (a corrente, da ordem de microampéres, que aparece no gráfico é apenas ruído oriundo da simulação matemática do software).

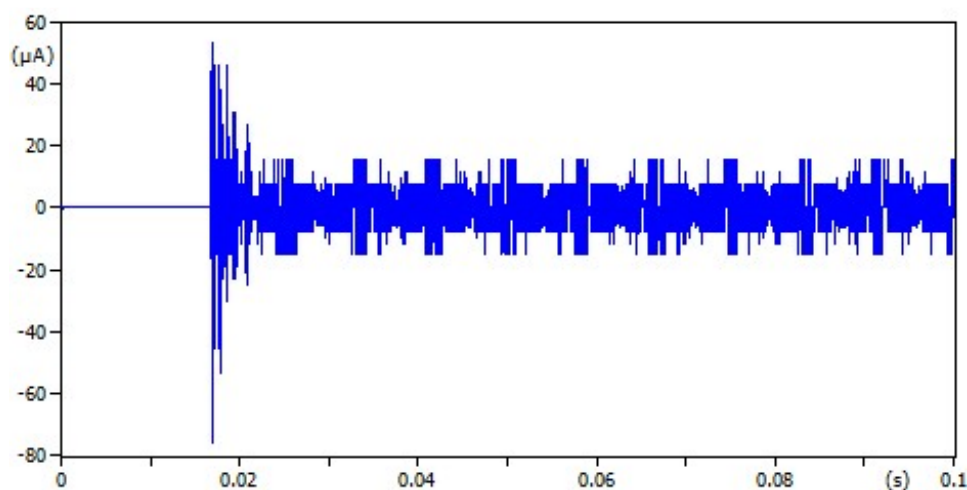


Figura 8: corrente de sequência zero da simulação 1

- Simulação 2: energização de um banco de capacitores de 6,0 MVar através de um disjuntor sem discrepância de polos e tensão de uma das fases com valor de 0 Volts.

Como já citado no resultado da simulação 1, não existe corrente de sequência zero, pois o disjuntor foi fechado sem discrepância de polos.

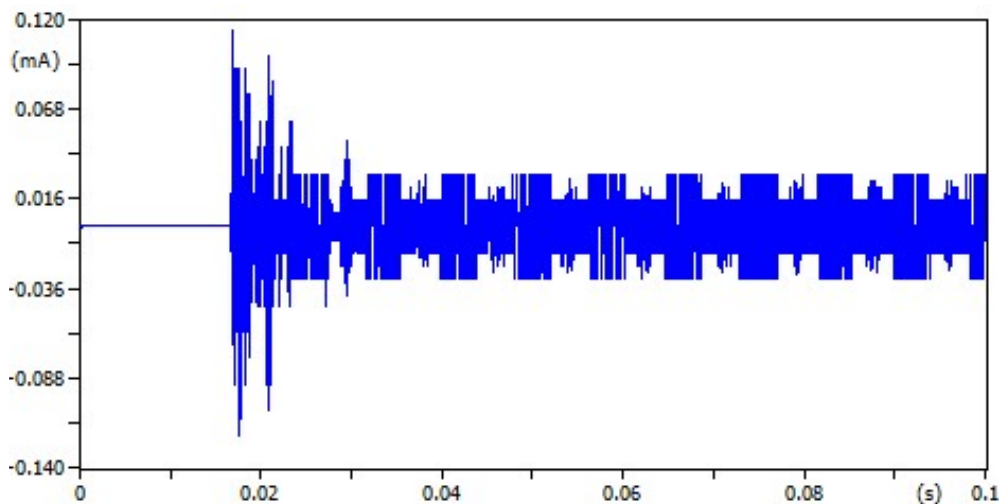


Figura 9: corrente de sequência zero da simulação 2

- Simulações 3 e 4: energização de um banco de 2,4 MVar (simulação 3) e um de 6,0 MVar (simulação 4), sem discrepância de polos no disjuntor e tensão de uma das fases em seu valor de pico

Como já explicado no resultado da simulação 1, não existe corrente de sequência zero, pois o disjuntor foi fechado sem discrepância de polos.

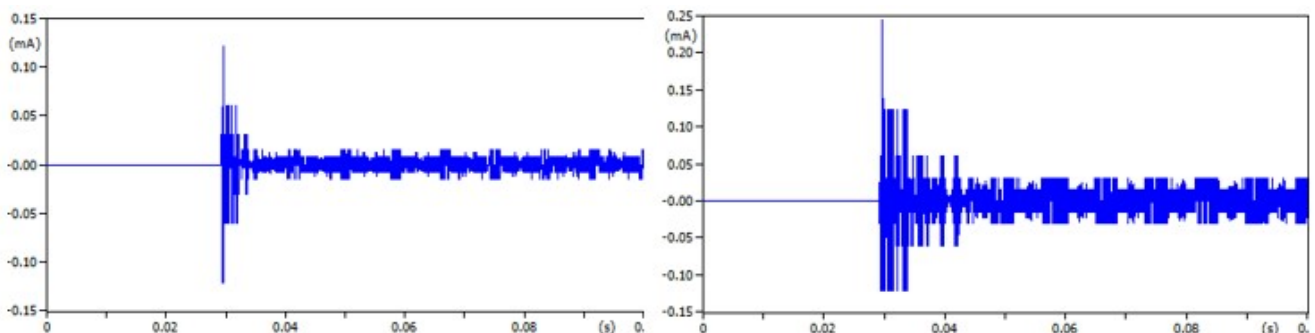


Figura 10: corrente de sequência zero para as simulações 3 (esquerda) e 4 (direita)

- Simulações 5 e 6: energização de um banco de 2,4 MVar (simulação 5) e um de 6,0 MVar (simulação 6), com discrepância de polos de meio ciclo entre as fases (a fase B fecha 8,33 milissegundos após o fechamento da fase A e fase C fecha 8,33 milissegundos após a fase B) e tensão da fase C com valor de 0 Volts no instante do fechamento.

Para o banco de 2,4 MVar, a corrente de sequência zero teve módulo de 1136 A durante o fechamento da primeira fase, 967 A no fechamento da segunda e 96 A no fechamento da terceira. Já para o banco de 6,0 MVar, estes valores foram, respectivamente, 1940 A, 1527 A e 382 A. O comportamento das correntes de neutro é mostrado na figura 11.



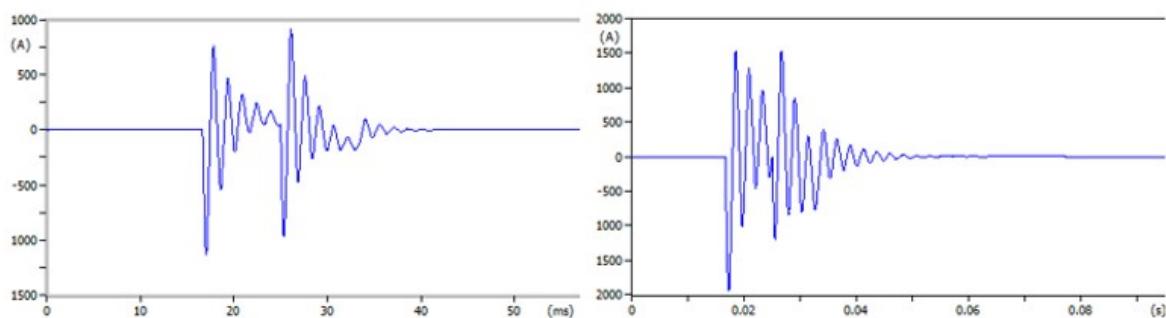


Figura 11: corrente de sequência zero para as simulações 5 (esquerda) e 6 (direita)

- Simulações 7 e 8: energização de um banco de 2,4 MVar (simulação 7) e um de 6,0 MVar (simulação 8), com discrepância de polos de meio ciclo entre as fases (a fase B fecha 8,33 milissegundos após o fechamento da fase A e fase C fecha 8,33 milissegundos após a fase B) e tensão da fase C em seu valor de pico no instante do fechamento.

Para o banco de 2,4 MVar, a corrente de sequência zero teve módulo de 618 A durante o fechamento da fase A, 618 A no fechamento fase B e 1275 A no fechamento da fase C. Já para o banco de 6,0 MVar, estes valores foram, respectivamente, 1278 A, 1291 A e 1886 A. Percebe – se, portanto, que o comportamento da corrente de neutro é diretamente influenciado pelo instante em que cada uma das fases é energizada. O gráfico das correntes de neutro é mostrado na figura 12.

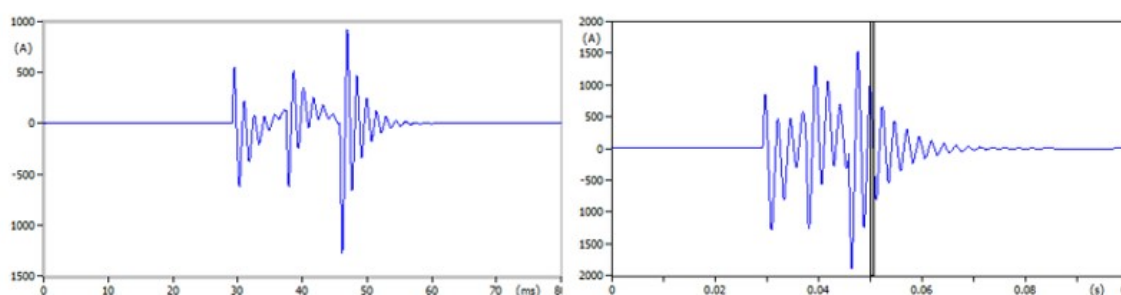


Figura 12: corrente de sequência zero para as simulações 7 (esquerda) e 8 (direita)

- Simulações 9 e 10: energização de um banco de 2,4 MVar (simulação 9) e um de 6,0 MVar (simulação 10), com discrepância de polos de 10% de um ciclo entre as fases (a fase B fecha 1,67 milissegundos após o fechamento da fase A e fase C fecha 1,67 milissegundos após a fase B) e tensão da fase C com valor de 0 Volts no fechamento.

Para o banco de 2,4 MVar, a corrente de sequência zero teve módulo de 1136 A durante o fechamento da fase A, 60 A no fechamento da fase B e 1287 A no fechamento da fase C. Já para o banco de 6,0 MVar, estes valores foram, respectivamente, 2014 A, 1983 A e 3077 A. Esta simulação difere-se das simulações 5 e 6 somente pelo intervalo de fechamento dos polos, que é menor nestes últimos casos. Comparando estas duas situações, percebe – se que, de fato, há diferença na dinâmica da resposta transitória e, consequentemente, da corrente de neutro, à medida em que se alteram os intervalos de fechamento das fases dos disjuntores. O comportamento das correntes de neutro é mostrado na figura 13.

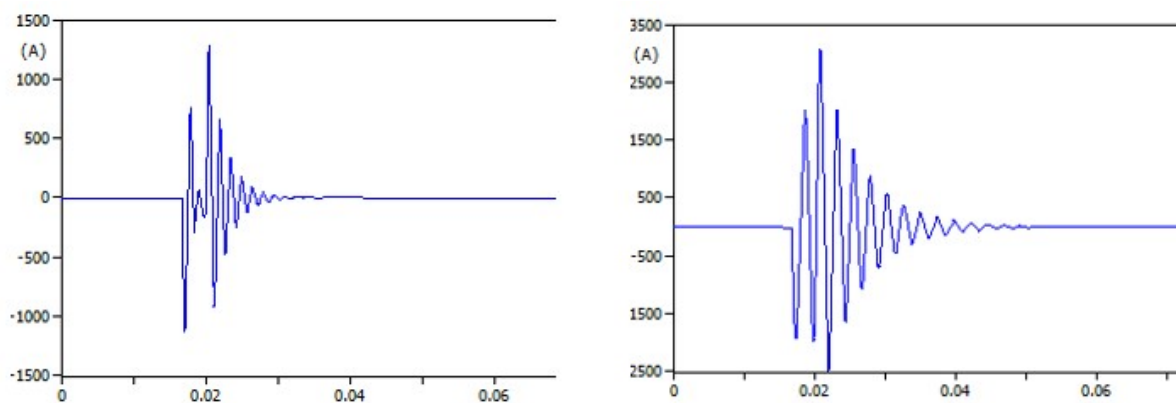


Figura 13: corrente de sequência zero para as simulações 9 (esquerda) e 10 (direita)

### 3. Conclusão

O transformador de potência é um ativo importantíssimo no contexto da distribuição de energia elétrica, e sua falha pode acarretar significativas perdas. Um bom esquema de proteção destes equipamentos, portanto, é fundamental, e deve levar em consideração a proteção diferencial à terra restrita, pois esta função de proteção pode garantir atuação em situações em que a proteção diferencial de fase pode não apresentar sensibilidade.

Como esta função de proteção, em várias ocasiões, não está habilitada devido a dificuldades na determinação da correta polaridade do TC de neutro da bucha do transformador, este trabalho propõe uma metodologia que estabelece uma forma prática que resolve este problema já no comissionamento da subestação, através da análise oscilográfica da energização de um banco de capacitores.

Espera-se que, com este artigo, este método seja difundido na Cemig Distribuição, e que as equipes de comissionamento e manutenção sejam treinadas para aplicar esta metodologia, de modo que, em breve, todas as novas subestações já entrem em operação com esta função de proteção ativa. Com isso, espera-se que dois principais resultados sejam alcançados pela distribuidora: economia financeira, pois possíveis falhas internas ao transformador, que seriam eliminadas em tempos elevados, serão agora evitadas (ou eliminadas de maneira quase instantânea), e melhora nos indicadores de continuidade, uma vez que o restabelecimento de uma subestação após a perda de um transformador é normalmente um processo demorado.

### 4. Referências bibliográficas

- GONÇALVES, Josylaine Elinária; COELHO, Aurélio Luiz Magalhães; MIRANDA, Marcos Baeta; SANTOS, Lorena Araújo dos. Proposta de Metodologia para Detecção de Inversão de Polaridade em TCs de Neutro Utilizando a Corrente de Inrush. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, XXV, 2019, Belo Horizonte. Anais [...]. Belo Horizonte: SNPTEE, 2019.
- FILHO, João Mamede & MAMEDE, Daniel Ribeiro. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. Rio de Janeiro, Grupo Editorial Nacional, 2011, p. 289-315

BERNARDES, Alexandre Paciência. Esquema Completo de Proteção Diferencial de Transformadores para Testes em um Relé Digital. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2006.

GE Grid Solutions. T60 Transformer Protection System: Instruction Manual. Versão 8.2x. Markham, Ontario: GE Multilin, 2021. Disponível em: <https://www.gegridsolutions.com/multilin/manuals/index.htm>. Acesso em: 17 nov. 2024.

SIEMENS. SIPROTEC 5 Transformer Differential Protection 7UT82, 7UT85, 7UT86, 7UT87: Manual. Versão 9.80 e superior. C53000-G5040-C016-N. Siemens, 2024. Disponível em: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/protection-relays-and-control/siprotec-5/transformer-differential-protection/transformer-differential-protection-siprotec-7ut85.html>. Acesso em: 17 nov. 2024.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_prodist\\_modulo\\_8\\_v13.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_prodist_modulo_8_v13.pdf). Acesso em: 17 nov. 2024.