

# Considerações Sobre a Aplicação de Proteção de Transformadores com Terminais com Dois Disjuntores

Shahab Uddin e Abu Bapary  
*American Electric Power*

Michael Thompson, Ryan McDaniel, e Kunal Salunkhe  
*Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Apresentado na  
73rd Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference  
Atlanta, Georgia, EUA  
1 a 3 de maio de 2019

Anteriormente apresentado na  
72nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, março de 2019

Edição revisada e lançada em dezembro de 2018

Originalmente apresentado na  
45th Annual Western Protective Relay Conference, outubro de 2018

Traduzido para o português em outubro de 2019

# Considerações Sobre a Aplicação de Proteção de Transformadores com Terminais com Dois Disjuntores

Shahab Uddin e Abu Bapary, *American Electric Power*

Michael Thompson, Ryan McDaniel, e Kunal Salunkhe, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

**Resumo**—Subestações com terminais com dois disjuntores são comuns. Quando o circuito é um transformador de potência, são formadas uma zona de barramento e outra zona de transformador. Essas duas zonas têm requisitos de desempenho muito diferentes. As zonas de barramento exigem tolerância para faltas passantes elevadas e sensibilidade relativamente baixa. As zonas de transformador exigem alta sensibilidade, porém a tolerância para faltas passantes já não é tão desafiadora. Este artigo discute métodos para projetar esquemas de proteção para transformadores com terminais com dois disjuntores. Também fornece um guia prático de ajustes para os elementos diferenciais de restrição e operação para casos de transformadores com terminais com dois disjuntores.

## I. INTRODUÇÃO

Subestações com terminais com dois disjuntores são comuns. Arranjos de barramentos onde cada elemento do sistema (linha de transmissão, transformador de potência, transformador de distribuição, etc.) possui pelo menos duas conexões à subestação têm maior resiliência inerente a interrupções e contingências do que arranjos com disjuntores individuais. Arranjos de terminais com dois disjuntores são populares porque eles geralmente têm menos complexidade do que os arranjos reconfiguráveis onde um disjuntor conectando um elemento do sistema elétrico pode ser conectado a um de vários barramentos.

Quando o elemento do sistema elétrico é um transformador de potência, funcionalmente são formadas uma zona de barramento, 87B, e uma zona de transformador, 87T, conforme ilustrado na Fig. 1. Essas duas zonas têm requisitos de desempenho muito diferentes. As medidas de desempenho consistem em sensibilidade, velocidade, e seletividade. Medidas de confiabilidade consistem em segurança e dependabilidade. Confiabilidade e desempenho estão relacionados de tal forma que os esforços para melhorar o desempenho têm o efeito de melhorar a dependabilidade e reduzir a segurança. É necessário equilibrar esses requisitos muitas vezes conflitantes.

As zonas de barramentos exigem tolerância para elevadas faltas passantes e sensibilidade relativamente baixa. A zona de barramento é tipicamente composta de condutores de alta capacidade montados em isoladores em estruturas de aço com espaçamento próximo e uma malha de aterramento de baixa impedância, onde muitas fontes se juntam para fornecer corrente de falta. As faltas que ocorrem muito próximas ou dentro da seção do barramento geralmente produzem correntes

muito altas, de modo que a segurança é uma preocupação maior do que a sensibilidade.

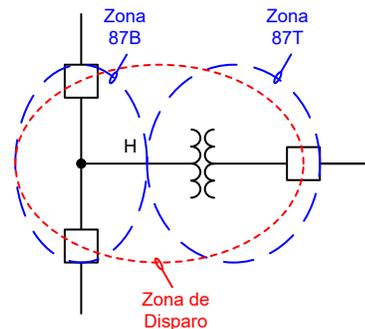


Fig. 1 Subzonas funcionais de um transformador com uma das zonas com dois disjuntores

Por outro lado, as zonas de transformadores exigem sensibilidade muito alta. Transformadores podem ter faltas parciais nos enrolamentos, extremamente prejudiciais, que exigem alta sensibilidade para poderem ser detectadas e devem ser removidas rapidamente tanto para evitar ruptura do tanque como causar danos ao núcleo [1]. A segurança para faltas passantes não é um desafio, porque a magnitude máxima da falta é limitada pela impedância do transformador.

Em ambas as zonas, uma proteção de alta velocidade é importante, pois os danos ao equipamento são reduzidos. Em uma falta na zona de barramento, tempos de operação mais rápidos podem melhorar a estabilidade do sistema de potência. Em uma falta em zona de transformadores, tempos de atuação mais rápidos podem evitar a ruptura do tanque e reduzir significativamente os custos de reparos.

Sistemas de proteção devem ser altamente confiáveis e seguros para ambas as zonas. Em relação à segurança, queremos segurança para todas as faltas fora da zona de proteção. Uma exceção a isso é quando a perda de segurança não leva a uma perda de seletividade. Em arranjos de transformadores com dois disjuntores nos terminais, uma perda de segurança em uma subzona para uma falta na outra subzona ainda pode ser tolerada, pois a zona de disparo é a mesma para ambas as zonas de proteção, conforme ilustrado na Fig. 1. Quanto à confiabilidade sob uma condição de falha de relé, é provável que uma falta no barramento seja vista e, em seguida, eliminada através de relés remotos. Porém, uma falha da proteção do transformador pode ser catastrófica porque a retaguarda

remota não é confiável para as faltas de baixos níveis de corrente que podem vir a ocorrer. Uma falha de confiabilidade geralmente causa danos extremos antes de poder ser detectada e eliminada. Proteção redundante é importante em cada zona, mas possivelmente mais ainda em uma zona diferencial de transformador.

Este artigo discute métodos para projetar esquemas de proteção para transformadores com terminais a dois disjuntores. Ele também fornece orientações práticas para a seleção de relações de transformadores de corrente (RTCs), fatores de normalização de correntes e ajustes para elementos diferenciais com e sem restrição em aplicações para transformadores com terminais a dois disjuntores. Um estudo de caso no Apêndice B ilustra os conceitos.

## II. REVISÃO DE PRINCÍPIOS BÁSICOS

Antes de discutir os desafios específicos com a proteção diferencial do transformador ou com terminais a dois disjuntores, revisaremos diferentes arranjos de barramentos. Precisamos entender como os transformadores de corrente (TCs) funcionam e o que causa a saturação do TC. Também analisaremos a proteção diferencial e as considerações de aplicação para proteção de barramentos e transformadores.

### A. Arranjos de Barramentos

O arranjo dos dispositivos de chaveamento na subestação é um fator importante que afeta a confiabilidade, manutenção e flexibilidade operacional. O projeto de um esquema de barramentos pode ainda ser influenciado pela necessidade de expansão e custos futuros [2].

#### 1) Esquemas com Disjuntor Simples

Arranjos de barramentos de disjuntor simples têm um disjuntor por elemento do sistema elétrico. O aumento da confiabilidade e da flexibilidade em tais esquemas causa o custo de mais equipamentos, espaço, e complexidade.

Os esquemas de disjuntor simples, como o de barra simples (Fig. 2-a) e barra simples com seccionamento (Fig. 2-b), são os mais simplificados. A configuração tipo barra principal e transferência (Fig. 2-c) fornece flexibilidade para manter em serviço um elemento de sistema elétrico através da barra de transferência durante a manutenção do disjuntor. No entanto, uma falha de disjuntor ou falta na barra resulta em uma interrupção de serviço para todo esse barramento e uma interrupção para todos os elementos do sistema a esta barra conectados.

O arranjo barra dupla com disjuntor simples (Fig. 2-d) fornece flexibilidade para transferir rapidamente os circuitos para uma barra sã ou manter um barramento ou disjuntor sem interrupção prolongada, ao custo de incluir um equipamento e seu espaço adicional.

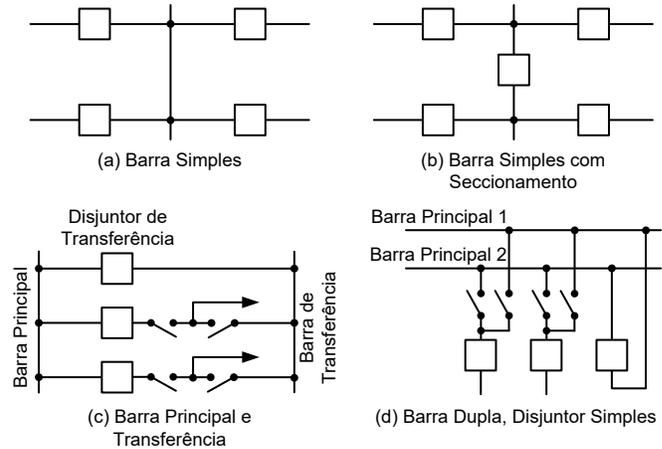


Fig. 2 Configurações com disjuntor simples

#### 2) Esquemas com Disjuntor Duplo

Maior confiabilidade é extremamente importante em uma subestação de transmissão em extra-alta ou ultra-alta tensão. Uma subestação deve ser projetada para todas as operações normais e de manutenção com alta disponibilidade. Para uma operação mais confiável e flexibilidade de manutenção, dois disjuntores por circuito são incluídos. Essas configurações tendem a ter maior custo e necessitam de mais espaço. Para resolver questões de espaço e custo, a configuração tipo disjuntor e meio compartilha um disjuntor entre os circuitos.

Um disjuntor ou um barramento podem ser removidos de serviço para manutenção ou devido uma falta sem desligamentos em elementos do sistema elétrico e interrupção nos circuitos relacionados (exceto no caso de um barramento em anel com mais de três elementos de sistema).

A Fig. 3-a mostra um esquema de barra dupla com disjuntor duplo. Essa é a configuração definitiva para flexibilidade e resiliência. Mas essa configuração tem o maior custo relativo.

No esquema de barramento em anel (Fig. 3-b), uma falta é isolada através disparo dos dois disjuntores conectados ao elemento do sistema elétrico em falta. Com qualquer falta adicional, um anel com quatro ou mais elementos de sistema é dividido e pode ocorrer a interrupção de trechos de circuitos. A conexão sensata dos circuitos de fonte e carga ou um esquema de restauração em anel reduz o impacto de um disparo quando o anel já está aberto. Este esquema tem boa confiabilidade e flexibilidade operacional para um pequeno número de circuitos. Um planejamento cuidadoso deve ser realizado para evitar dificuldades com futuras expansões.

Quando a expansão da subestação é necessária, o esquema de barramento em anel pode ser convertido em um esquema de disjuntor e meio mostrado na Fig. 3-c. Se um disjuntor central falhar, os disjuntores de barra são desarmados para interromper os dois circuitos. Se um disjuntor de barra falhar, somente o respectivo circuito será perdido. O esquema disjuntor e meio é muito flexível, altamente confiável e mais econômico do que o esquema de barra dupla e duplo disjuntor.

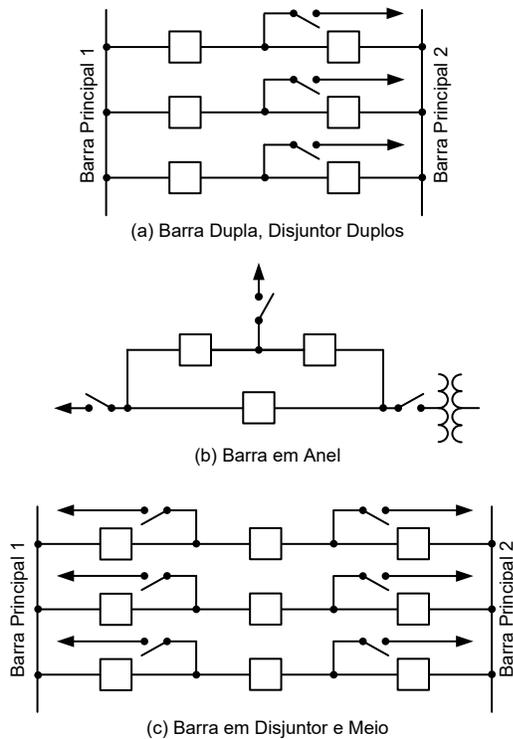


Fig. 3 Configurações com disjuntor duplo

### B. Básico de TC

Os domínios magnéticos no núcleo do TC se alinham dinamicamente com a intensidade do campo magnético alternado. Quando todos os domínios estão alinhados na mesma direção, a densidade máxima de fluxo é alcançada e o núcleo do TC é dito saturado [3].

A principal causa de saturação de TCs é o deslocamento transitório de corrente contínua (CC) durante uma falta, conforme mostrado na Fig. 4. A linha sólida nesta figura mostra um exemplo da corrente secundária em um TC saturado que não é mais um múltiplo da relação de espiras da corrente primária.

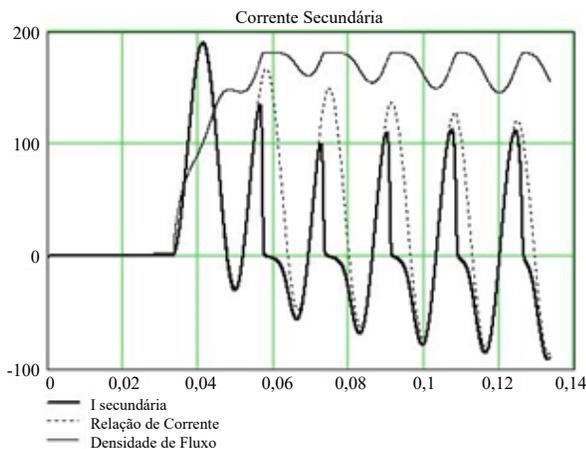


Fig. 4 Saturação de TC

Um desarme de disjuntor antes da dissipação da componente CC pode deixar um fluxo remanescente no núcleo do TC e afetar seu comportamento quando for energizado em seguida.

Uma vez estabelecido o fluxo remanente, ele só pode ser removido por desmagnetização [4].

Embora muitos algoritmos de proteção existentes compensem algum grau de saturação de TCs, isso não é motivo para que não se realize uma adequada seleção de TCs para cada aplicação. Veja em [4, 5, 6] como avaliar TCs. A referência [6] fornece orientação prática sobre o uso das equações teóricas fornecidas em [5].

#### 1) Critério de Seleção de RTCs para Aplicação Diferencial

As RTCs utilizadas para proteção diferencial devem ser selecionadas com base em três critérios:

1. A RTC deve ser alta o suficiente para não limitar a capacidade de carga do circuito, considerando a capacidade nominal vezes seu fator térmico (TRF).
2. A RTC deve ser baixa o suficiente para atender ao requisito de sensibilidade mínima para o circuito protegido.
3. A RTC deve ser alta o suficiente para não saturar excessivamente para a máxima falta passante.

O Apêndice B inclui um estudo de caso detalhado. Esses três limites de aplicação são calculados para TCs que definem os limites de diferentes zonas diferenciais. Quando esses limites são encontrados, as RTCs são selecionadas. Nos casos em que os limites superior e inferior definidos por esses critérios são mutuamente exclusivos, o engenheiro deve usar o bom senso para determinar qual limite deve ser sacrificado. O estudo de caso mostra um desses compromissos.

#### 2) Considerações de Desempenho de TCs

Uma relação fundamental que deve ser entendida ao selecionar as RTCs é que existe uma relação ao quadrado entre o desempenho (capacidade de alimentar o burden sem saturar) e o número de espiras selecionado. O núcleo de um determinado TC tem área de seção transversal suficiente em seu núcleo de ferro para suportar sua exatidão de classe de tensão na proporção máxima. A área do núcleo determina o número de volts / espira que se pode suportar. Por exemplo, um TC 400 T, C800 pode produzir 2 volts / espira (V / T) e um TC 240T C800 deve ter ferro suficiente para suportar 3,33 V / T.

Se selecionarmos uma relação de 200T para obter melhor sensibilidade de um TC C800, 400T, o TC pode produzir apenas  $200T \cdot 2 \text{ V / T} = 400 \text{ V}$ . Sua capacidade de produzir tensão em seus terminais com derivação é cortada pela metade. No entanto, para uma dada corrente máxima no circuito primário, metade das espiras causa o dobro da corrente secundária no circuito de burden. Duas vezes a corrente secundária para um determinado burden requer o dobro da tensão. Como o TC só pode desenvolver metade da exatidão da classe de tensão, o resultado é que a capacidade do TC de alimentar o burden é reduzida por um fator de 4 quando o número de espiras é reduzido por um fator de 2.

Com terminais a dois disjuntores, as condições de pior caso para uma falta passante e a distribuição da corrente de falta ao redor do barramento podem não ser óbvias. Vejamos uma série de cenários para entender qual magnitude e relação X / R usar ao avaliar TCs para desempenho perante faltas passantes em um arranjo de barramento complexo, como no de disjuntor e meio.

A Fig. 5 mostra uma subestação com seis elementos de sistema elétrico e uma magnitude máxima de 7.000 A para falta na barra. As contribuições de cada elemento também são mostradas. Não é possível determinar a corrente fluindo através dos TCs no circuito do autotransformador com alguma precisão, pois pequenas diferenças na impedância do barramento, resistência de contato fechado do disjuntor e juntas de conexão do barramento se tornarão significativas na divisão de correntes através do barramento.

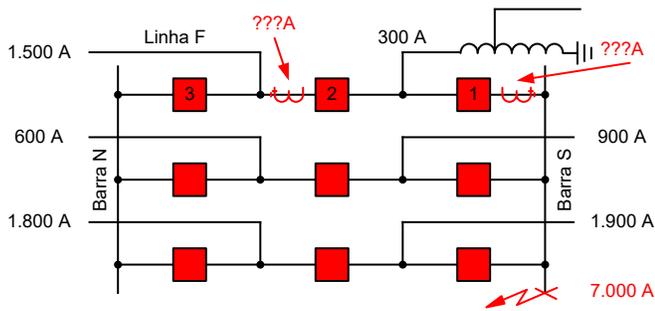


Fig. 5 Determinando a máxima falta passante para avaliação de desempenho do TC

Dois locais de faltas externos fora da zona diferencial do autotransformador seriam uma falta no Barramento S ou uma falta na Linha F como mostrado na Fig. 6. Consideramos uma falta na Linha F que foi eliminada pelos Disjuntores 3 e 2. Após a operação de desarme bem-sucedida, os operadores decidem religar a linha fechando o Disjuntor 2. Se a falta for permanente, a corrente no TC do Disjuntor 2 será a soma de todas as contribuições do barramento, exceto a da Linha F. Um cenário alternativo é que o Disjuntor 3 é um disjuntor mais moderno e desarma em dois ciclos, ao passo que o Disjuntor 2 é mais antigo e com tempo de abertura de cinco ciclos. Quando o Disjuntor 3 abre primeiro para a falta na Linha F, a corrente é redistribuída de tal forma que a corrente total flui através do Disjuntor 2 antes de sua abertura. Em cada caso, a corrente de falta por meio da zona diferencial do autotransformador é de 5.500 A, como mostrado na Fig. 6.

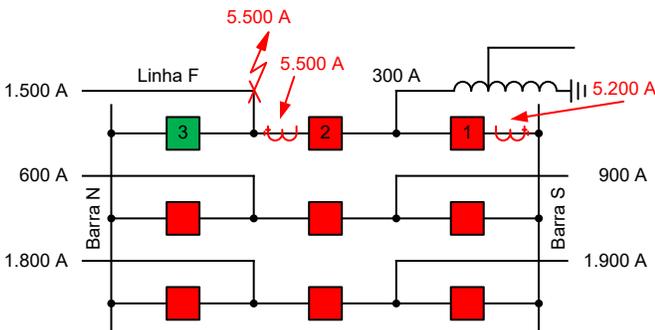


Fig. 6 Cenário de fechamento de um disjuntor para falta permanente em um circuito adjacente

Mas será esta é a pior condição limite? É certamente possível que o Barramento S esteja em falta e seus disjuntores estejam abertos. Os operadores decidem restabelecer a barra fechando o Disjuntor 1. Se houver uma falta permanente, a corrente no TC do Disjuntor 1 é o total de 7.000 A, como mostra a Fig. 7.

O cenário em que o Disjuntor 1 é mais lento do que os demais disjuntores da barra, também é uma possibilidade realista.

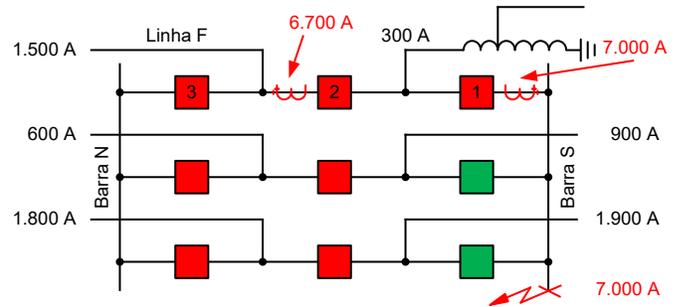


Fig. 7 Cenário de fechamento de um disjuntor para falta permanente numa barra adjacente

A suposição mais conservadora é determinar o máximo nível de falta nas barras na subestação e usá-la como falta passante máxima na avaliação do desempenho dos TCs no circuito diferencial do autotransformador. Esta é a diretriz que o AEP (American Electric Power) utiliza ao fazer ajustes de relés diferenciais.

### C. Básico sobre Proteção Diferencial

A proteção diferencial usa o princípio da Lei das Correntes de Kirchhoff (KCL) de que as correntes primárias que entram e saem da zona de proteção devem ser iguais. Portanto, sob condições ideais, a diferença de corrente para a zona de proteção deve ser zero tanto para carga normal como para faltas externas. Para a maioria dos equipamentos de potência, exceto os transformadores, as correntes estão galvanicamente conectadas, tornando o princípio diferencial baseado na Lei de Kirchhoff ser fácil de entender e aplicar.

A situação com a proteção diferencial de transformadores é bem diferente. O núcleo de ferro em um transformador acopla igualmente o fluxo magnético aos enrolamentos tal qual o equilíbrio ampère-espiras (Ampere-turns balance—ATB) ao redor dos três loops do núcleo de ferro. As correntes limitantes das zonas de proteção de transformadores são, portanto, acopladas magneticamente no núcleo. Devido ao número diferente de espiras e conexões em cada enrolamento, as correntes que entram e saem de um transformador são diferentes em magnitude e às vezes diferentes em fase. Portanto, o princípio diferencial baseado na KCL não pode ser usado para proteção de transformadores. A proteção diferencial de transformadores é realizada usando equações que emulam as equações ATB de transformadores. Isso monitora tanto os circuitos elétricos quanto os magnéticos de transformadores [7].

O princípio de proteção diferencial é inerentemente à proteção mais seletiva para qualquer equipamento em sistemas de potência [8]. A zona de proteção é precisamente definida pela posição dos TCs. É importante equilibrar adequadamente a confiabilidade inerente dos relés diferenciais com a segurança. Para faltas externas, a saturação do TC representa o maior risco. A saída de um TC saturado não será um múltiplo exato da relação de espiras da corrente de falta, como pode ser visto na Fig. 4. Isso resultará em um sinal diferencial espúrio. A não-operação do relé deve ser assegurada para tais condições,

adicionando um atraso de tempo intencional, usando um percentual de restrição ou usando sofisticados algoritmos para detecção de faltas externas com técnicas de restrição adaptativas.

Devido à alta seletividade, a proteção diferencial geralmente não precisa de um atraso de tempo para coordenar com proteção em zonas adjacentes. Assim, a proteção diferencial possui velocidade relativamente alta [6]. Proteções diferenciais de transformadores são um pouco mais lentas que as proteções diferenciais de barramentos, porque devem considerar a corrente de magnetização do transformador (inrush) antes de comandarem disparo.

Existem muitos tipos diferentes de relés diferenciais. Este artigo foca em apenas dois.

### 1) Relé de Sobrecorrente Conectado Diferencialmente

Secundários de TCs são conectados em paralelo em um gabinete de junção no pátio de comando e conduzidos para a casa de controle. Os esquemas de sobrecorrente conectados diferencialmente podem ser difíceis de ajustar. O Anexo C de [9] fornece diretrizes para a aplicação dessa proteção. A AEP geralmente usa esse esquema para barramentos com baixa capacidade de curto-circuito e de relação X / R. Uma variação deste esquema é a proteção diferencial parcial com pelo menos alguns circuitos ramificados não monitorados fora do barramento. A Seção VI.A mostra como a proteção diferencial parcial pode ser útil.

### 2) Proteção Diferencial com Restrição Percentual

O desafio em relação a segurança do elemento diferencial perante saturação do TC durante faltas externas é mitigado com características de restrição percentual. A falsa corrente diferencial causada pela saturação do TC é resolvida de forma adaptativa exigindo uma corrente de operação mais alta à medida que a corrente passante aumenta.

A corrente diferencial é comparada com uma corrente de restrição que reflete o nível de corrente que flui na zona diferencial [9]. Se a corrente diferencial ou o sinal de operação for maior que uma certa porção (percentagem) do sinal de restrição, é declarada uma falta interna. Essa porcentagem geralmente é um ponto de ajuste no relé. A porcentagem real depende de como o relé desenvolve a quantidade de restrição e a característica de inclinação do relé.

AEP usa relés de dois fabricantes. Um fabricante usa a magnitude da corrente mais alta medida em qualquer uma das entradas de restrição (restrição MAX). O outro fabricante usa a soma das magnitudes das correntes medidas em todas as entradas de restrição multiplicadas pelo fator de restrição ( $k$ ) = 1,0. Outra técnica comum usa  $k = 0,5$ , que é comumente chamado de restrição média porque dividir por dois leva a média de todas as correntes que entram e saem da zona de proteção [10].

A característica de restrição percentual que relaciona operação e restrição para definir a atuação também varia de relé para relé. A Fig. 8 mostra várias características comuns. Os relés dos dois fabricantes que a AEP usa têm diferentes características de restrição. Um utiliza a inclinação (slope) adaptativa comutada pela característica do detector de falta

externa (External Fault Detector—EFD) (c). O EFD pode dinamicamente aumentar a inclinação ou até mesmo bloquear certos elementos quando uma falta externa é detectada [1]. O outro usa uma inclinação estática dual com duas características de pontos de ajustes (b). As características de inclinação dual ou inclinação percentual variável, como a curva (a) e (b) na Fig. 8, fornecem uma inclinação baixa para níveis de corrente mais baixos e uma inclinação alta para níveis mais altos de corrente, oferecendo um melhor compromisso entre segurança e sensibilidade [10]. Todas as características incluem um pickup mínimo.

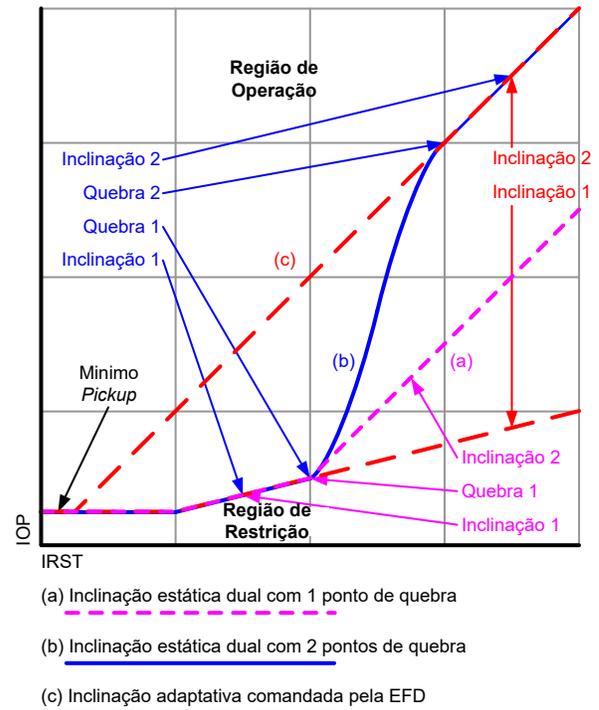


Fig. 8 Várias características de restrição percentual

### 3) Requisitos de Relés Diferenciais de Transformadores (87T)

Faltas em transformadores não são frequentes, mas as consequências são muito caras como discutido em [11] e na seção seguinte. É utilizado a proteção diferencial por restrição percentual, que emula ATB em um transformador.

#### a) Velocidade do 87T

Uma proteção de transformadores rápida é a melhor maneira de limitar a energia de curto-circuito e evitar a ruptura do tanque que pode vir resultar em um incêndio. As rupturas de tanque levam à destruição do transformador, possíveis danos em equipamentos ao redor e danos ambientais se o sistema de contenção do óleo falhar. Tudo isso resulta em altos custos de substituição ou reparos do transformador, limpeza da área e perda de receita.

No caso da proteção 87T, a necessidade de desconsiderar inrush durante faltas internas é o fator chave que afeta a velocidade da proteção [1].

#### b) Sensibilidade do 87T

É necessário ter alta sensibilidade em proteção de transformadores de potência para poder detectar faltas parciais em enrolamentos. Quando algumas espiras estão em curto-

circuito, o enrolamento atua como se fosse um autotransformador e uma corrente muito alta pode fluir nas espiras em curto, queimando potencialmente o núcleo e causando rápido acúmulo de pressão. No entanto, a alta corrente nas espiras em curto é reduzida pela relação das espiras em curto para as demais espiras de todo o enrolamento, de modo que a corrente de falta e a corrente de operação 87T, vistas nos terminais do transformador, são pequenas.

A sensibilidade da proteção 87T de fase perante faltas parciais em enrolamentos é uma função da carga do transformador. Um elemento 87T de sequência-negativa fornece uma sensibilidade muito maior para faltas parciais em enrolamentos [12]. Proteção contra pressão súbita e proteção terra restrita também melhoram a detecção de faltas parciais em enrolamentos [13].

O mínimo valor de pickup da proteção 87T não precisa ser ajustado acima dos níveis de corrente de carga. Normalmente pode operar para correntes diferenciais tão baixas quanto 20% a 30% da corrente nominal do transformador.

Erros de medição, posições do comutador de derivação em carga e eventuais cargas da subestação dentro da zona, podem criar um sinal diferencial permanente que afeta negativamente a sensibilidade do elemento 87T. A corrente diferencial transitória de pára-raios dentro da zona ou curtos-circuitos no secundário dos transformadores de potencial (TPs) ou de transformadores de serviços auxiliares também instalados dentro da zona, são outros fatores que podem afetar os limites mínimos de sensibilidade.

#### c) Dependabilidade do 87T

Uma recusa de atuação e um disparo retardado para uma falta dentro da zona são exemplos de uma redução na dependabilidade. No caso de um transformador de potência, um retardo no disparo até que um tanque se rompa e o óleo se inflame não é diferente de uma recusa de atuação [1].

A seção sobre segurança a seguir, explica o elemento diferencial sem restrição (87U), que ajuda a melhorar a confiabilidade para elevadas faltas internas.

#### d) Segurança do 87T

Além da saturação de TCs para faltas externas na qual a segurança é alcançada através do uso da característica de restrição percentual, a corrente de inrush que perturba o ATB é geralmente o maior desafio de segurança.

Métodos de restrição ou bloqueio de harmônicos e métodos de bloqueio baseados na forma de onda são normalmente empregados para fornecer segurança durante correntes de magnetização excessivas. No entanto, esses métodos levam a um pior desempenho durante faltas internas, em comparação com um elemento diferencial KCL que por sua vez, não necessita estar considerando a inrush. Referência [1] fornece detalhes.

Para melhorar a velocidade da proteção do transformador para faltas internas elevadas, é utilizado o elemento 87U, sem restrição percentual e sem restrição ou bloqueio de harmônicos. Ele atua incondicionalmente somente com base na magnitude da corrente diferencial. Sem recursos de segurança, o elemento 87U deve ser ajustado com cuidado para fornecer segurança. O elemento 87U deve ter ajuste acima tanto da corrente de inrush

como da máxima corrente diferencial espúria proveniente da saturação do TC durante uma falta passante.

#### 4) Requisitos de Relés Diferenciais de Barras (87B)

A proteção diferencial de barramentos é relativamente mais simples do que uma proteção diferencial de transformadores. Sem núcleo magnético na zona de proteção, pode ser aplicado um princípio diferencial baseado em KCL mais simples. Portanto, métodos harmônicos não são necessários para se garantir segurança de operação. Não há necessidade de um elemento 87U. Para o escopo deste artigo, esquemas diferenciais de alta impedância não são discutidos.

##### a) Velocidade do 87B

A energia de curto-circuito para uma falta num barramento pode ser muito significativa devido às concentrações de fontes de curto-circuito. É necessária uma proteção de barramentos em alta velocidade de forma a limitar danos em equipamentos, instabilidade do sistema e / ou problemas de qualidade de energia nos circuitos adjacentes [9].

##### b) Sensibilidade do 87B

Para proteção de barramentos, uma alta sensibilidade geralmente não é crítica devido às grandes magnitudes de corrente de curto-circuito disponíveis. A única exceção pode ser barramentos em sistemas aterrados por impedância, onde os níveis mínimos de falha podem ser relativamente baixos.

O limite de pickup deve ser definido acima da máxima corrente residual da zona diferencial. Isso inclui TPs, cargas não incluídas nas medições diferenciais, transformadores de serviços auxiliares da subestação, etc. Os ajustes de pickup precisam levar em consideração o comportamento da corrente de inrush, curtos-circuitos no secundário de TPs e de transformadores de serviços auxiliares da subestação e / ou correntes de regime permanente de eventuais cargas. Se nenhuma função de monitoramento de TCs estiver disponível, pode-se optar por aumentar o ajuste de pickup acima do nível máximo de carga para evitar um disparo indevido devido à perda de um dos TCs.

##### c) Dependabilidade do 87B

Uma recusa de atuação e um disparo retardado para uma falta dentro da zona de proteção, são exemplos de uma redução na dependabilidade. A proteção geralmente atua para faltas internas, mesmo com saturação de TC. Como um barramento não representa nenhuma impedância adicional, a proteção de retaguarda remota pode facilmente enxergar uma falta na barra que não tenha sido eliminada ainda. No entanto, haverá uma completa perda de seletividade e até mesmo num projeto de subestação mais resiliente haverá uma perda da maioria dos circuitos de entrada e saída, senão de todos.

##### d) Segurança do 87B

A falha em restringir o disparo da proteção diferencial de barras para faltas externas, pode levar à perda de muitos circuitos, a menos que seja utilizado um dos arranjos de barramentos resilientes, como qualquer uma das configurações com dois disjuntores. Em certas aplicações, isto pode levar a instabilidade do sistema e / ou perda de muitas cargas. A seleção do arranjo de barramentos, conforme discutido na seção anterior, pode ajudar a melhorar a confiabilidade. Por exemplo, em um arranjo tipo disjuntor e meio, todos os circuitos podem

ser mantidos em serviço a partir do outro barramento, no caso de um disparo indevido numa barra.

Para casos de proteção diferencial de barra por sobrecorrente conectados diferencialmente, tempos rápidos de eliminação de faltas para faltas externas próximas combinados com características de tempo inverso, contribuem para a segurança do esquema de proteção.

Em aplicações de proteção diferencial com restrição percentual, a falsa corrente diferencial causada pela saturação de TC, é contornada ao se exigir uma corrente diferencial mais alta à medida que a corrente passante aumenta.

As características da curva de inclinação fornecem uma inclinação baixa para níveis de corrente mais baixos e uma inclinação alta para níveis de corrente mais altos, proporcionando um melhor compromisso entre segurança e sensibilidade. A Inclinação 1, como mostrado na Fig. 8, é ajustada para acomodar fontes de regime permanente e assimetria na corrente diferencial [10]. A Inclinação 2 é configurada para acomodar a corrente diferencial transitória causada pela saturação de TC [10]. Nas características da inclinação estática dual, o método de quantificação da restrição e a seleção de ajustes, bem como a base usada para normalizar as correntes, são críticos na determinação da restrição efetiva como função da corrente passante na zona.

### III. POR UNIDADE DE TAP - BENÇÃO OU MALDIÇÃO?

Esta seção discute vários métodos para nivelar correntes incompatíveis dentro da zona diferencial, incluindo o amplamente usado método por unidade de tap. Para a discussão a seguir, consideramos o seguinte:

- Uma zona diferencial que é limitada por dois TCs nas entradas, por uma questão de simplicidade.
- TCs conectados em estrela, mas reconhecendo que quaisquer fórmulas apresentadas podem ser adaptadas a uma conexão em delta ao dividir a RTC por  $\sqrt{3}$ .
- Diferenciais por restrição percentual.

#### A. Nivelamento da Corrente Diferencial de Barramentos

Para somar corretamente as correntes em uma zona diferencial de um relé 87, todas as correntes devem estar na mesma base. Em um diferencial de barramentos, não há alteração da base de tensão dentro da zona de proteção. Entretanto, se todos os TCs tiverem a mesma relação, a base das correntes secundárias é a mesma e não há necessidade de efetuar nivelamento. O relé pode simplesmente adicionar vetorialmente todas as correntes secundárias para obter a corrente de operação correta. No entanto, se as RTCs forem diferentes, a corrente secundária será diferente e será necessário efetuar nivelamento. Nos relés eletromecânicos (EM), o nivelamento era feito com TCs auxiliares, com ajuste de TAP ou simplesmente aumentando os níveis mínimos de operação.

O desempenho geral de um circuito de TC será limitado pelo uso de um TC auxiliar. Os TCs auxiliares geralmente não usam núcleos toroidais de seção transversal significativa e têm um fluxo de dispersão maior do que nos TCs de bucha, o que leva a um desempenho relativo baixo do circuito geral de TCs.

Para evitar o uso de TCs auxiliares, muitos relés eletromecânicos usam TAPs para nivelar as correntes em vez de TCs auxiliares. O TAP selecionado representa a capacidade contínua de corrente de carregamento da bobina interna do relé. Portanto, é necessário a seleção de TAPs iguais ou maiores que a corrente secundária para evitar danos no relé durante as condições de carga máxima. O relé então utiliza um TC interno de múltiplos TAPs para casar todas as correntes conectadas à mesma base de corrente secundária.

Em uma zona de proteção de barramentos, se todos os TCs tiverem a mesma relação de espiras, o TAP em cada entrada do relé deve ser o mesmo. No entanto, em um exemplo para um barramento de 3.000 A com  $RTC_1 = 3000:5$  conectado a uma entrada de restrição no relé diferencial e outra  $RTC_2 = 2000:5$  que se conecta a uma outra entrada de restrição no relé diferencial, este relé deve casar as correntes. Sem considerar as limitações térmicas do relé ou as preocupações de sensibilidade, qualquer combinação de TAP na qual o  $TAP_2$  é 1,5 vezes maior que o  $TAP_1$  fará correto casamento de corrente. Muitos usuários constroem tabelas TAP para mostrar as proporções entre TAPs disponíveis para relés eletromecânicos.

Em um relé numérico diferencial de barramento com restrição percentual, a contínua corrente nominal de uma entrada de corrente não está relacionada à configuração de TAP selecionada. No entanto, o conceito de TAPs ainda é usado. Um fabricante seleciona os ajustes de TAP de modo que todos eles sejam casados para a máxima RTC da corrente nominal secundária do relé, conforme mostrado em (1). Notamos que este relé usa uma característica de inclinação adaptativa.

$$TAP_n = \frac{RTC_{Max} \cdot I_{Nom}}{RTC_n} \quad (1)$$

Em nosso exemplo, a  $RTC_1$  é a RTC mais alta com uma saída nominal de 5 A. Portanto,  $TAP_2$  é 7,5 A e  $TAP_1$  é 5 A. A corrente medida em cada enrolamento é dividida pelo ajuste de TAP do enrolamento para nivelar corretamente a corrente. Por exemplo, sob uma condição de carga total (3.000 A), o resultado do nivelamento é que cada corrente está em TAP 1 pu (entrada de restrição 1 – 5 A / 5 A, entrada de restrição 2 – 7,5 A / 7,5 A). Neste caso, o valor de corrente em por unidade de TAP representa o valor por unidade do carregamento da barra. No entanto, a única correlação entre o TAP e o carregamento do barramento é a RTC selecionada. Como veremos na seleção de TAP de transformadores, a capacidade de carga do transformador em MVA pode ser usada diretamente para selecionar os ajustes de TAP.

#### B. Nivelamento da Corrente Diferencial de Transformadores

Nivelar correntes em um diferencial de transformador é inerentemente mais envolvente, pois há uma mudança de base de tensão na zona de proteção. Embora seja possível selecionar RTCs que se aproximem do nivelamento necessário para a proteção diferencial, geralmente precisa haver um nivelamento adicional via ajustes de TAP. Por exemplo, temos um transformador de 30/40/50 MVA 138 kV em delta para 13,8 kV em estrela aterrada, com uma impedância de 8,3% na base de 30 MVA. Para determinar a RTC adequada para usar em cada enrolamento do transformador, precisamos determinar a

corrente para um transformador em plena carga. Como o transformador tem três potências nominais sendo 30, 40 ou 50 MVA que correspondem a nenhum ventilador ligado, um banco de ventiladores ligado ou dois bancos de ventiladores ligados, respectivamente, faz sentido dimensionar os TCs de forma que eles possam operar com a carga mais alta sem preocupações com danos térmicos. Calculamos a corrente de carga total (FLA) do transformador em cada base de tensão usando (2), observando que (2) é a mesma fórmula usada para definir a corrente base em sistema por unidade.

$$\frac{MVA \cdot 1.000}{\sqrt{3} \cdot kV} = FLA = I_{Base} \quad (2)$$

De (2), chegamos a um FLA a 138 kV de 209,18 A e um FLA a 13,8 kV de 2.091,8 A considerando a potência de 50 MVA. Para atender um TC com fator térmico de 1, queremos que a corrente nominal primária do TC para o enrolamento de 138 kV seja maior que 209,18 A e que a corrente nominal primária do TC para o enrolamento de 13,8 kV seja maior que 2091,8 A. Mais adiante, discutiremos o porquê queremos selecionar a RTC disponível mais alta e que ainda permita a sensibilidade desejada.

Depois que as RTCs forem selecionadas ( $RTC_1 = 250:5$  e  $RTC_2 = 2200:5$  provavelmente estarão disponíveis), nós simplesmente converteremos (2) para amperes secundários conforme mostrado em (3). O valor de TAP é simplesmente a corrente base secundária do transformador na potência MVA selecionada. Neste caso, selecionando a base de 30 MVA nos dá  $TAP_1 = 2,51$  e  $TAP_2 = 2,85$ . A seleção de uma base de 50 MVA nos dá  $TAP_1 = 4,18$  e  $TAP_2 = 4,75$ .

$$\frac{FLA_n}{RTC_n} = \frac{MVA \cdot 1.000}{\sqrt{3} \cdot kV_n \cdot RTC_n} = TAP_n \quad (3)$$

Relés numéricos geralmente já possuem definido uma máxima extensão de TAP (Maximum Tap Spread—MTS) conforme a equação (4).

$$\frac{TAP_{Max}}{TAP_{Min}} < MTS \quad (4)$$

Isto pode alternativamente ser definido como mostrado em (5) durante o processo de seleção de RTCs para assegurar que a MTS do relé não seja excedida.

$$\frac{1}{MTS} < \frac{kV_1 \cdot (RTC_1)}{kV_2 \cdot (RTC_2)} < MTS \quad (5)$$

onde:

$kV_1$  é a tensão no terminal relacionada ao  $TC_1$ .

$kV_2$  é a tensão no terminal relacionada ao  $TC_2$ .

As correntes medidas em cada enrolamento são divididas pelo valor de TAP para esse enrolamento, criando um valor por unidade de TAP que está na mesma base da corrente secundária em todos os enrolamentos. A vantagem deste sistema é que os valores em por unidade de TAP gerados estão diretamente

relacionados à capacidade em MVA do transformador. Isso permite que os usuários definam determinados ajustes de elementos diferenciais em termos de por unidade de capacidade.

#### 1) Qual MVA Deve ser Utilizada para Nivelamento de TAP?

Com relés eletromecânicos, o ajuste de TAP era necessariamente definido com base na MVA máxima do transformador para evitar danos térmicos no relé. Em relés numéricos, a contínua faixa da entrada de corrente não tem relação com o TAP selecionado, pois o casamento é feito matematicamente e não com um TC auxiliar (externo ou interno ao relé). Deve-se usar a máxima potência nominal em MVA do transformador ou existe uma opção melhor?

Conforme discutido na Seção II.C, existem muitos ajustes relacionados à proteção diferencial. Os seguintes ajustes mais importantes são definidos em por unidade de TAP, de modo que são diretamente influenciados pelo valor da MVA escolhida para definir os TAPs:

1. O87P – mínimo valor de pickup da restrição diferencial com um valor típico de 0,2 pu a 0,3 pu.

a) Ajustes – Faixa de 0,1 pu a 4,0 pu.  $O87P \cdot TAP_{Min}$  deve ser maior que um  $I_{Min}$  razoável. Selecionamos uma  $I_{Min}$  razoável como  $0,1 \cdot I_{Nom}$  onde  $I_{Nom}$  é o valor nominal das entradas de corrente do relé.

b) Diretrizes – Geralmente definidas tais como  $O87P \cdot TAP_{Min} > I_{Min}$ . É ideal para manter o ajuste do O87P baixo para obter uma boa sensibilidade perante faltas parciais em enrolamentos. Isso pode ser feito selecionando-se uma RTC baseada em um desejado ajuste de O87P e no carregamento do TC em (6). Escolher valor baixo para o ajuste de O87P ou valor alto para  $I_{Min}$  nos obriga a selecionar uma RTC mais baixa, ganhando assim sensibilidade (notamos que o relé pode ter um limite mais baixo daquele que ele aceitará para  $I_{Min}$ ). No entanto, é importante reconhecer que muito poucas espiras do TC irão comprometer seu desempenho e sua capacidade de carregamento. Tenha em mente que a carga primária máxima provavelmente não é a carga do transformador em aplicações com dois disjuntores. Nessas aplicações, a capacidade de carga do barramento começará a restringir a sensibilidade do relé do transformador. Em geral, selecionando  $O87P = 0,3$  e um  $I_{Min} = 0,5$  A obtém-se uma sensibilidade muito boa, enquanto permite um maior número de espiras no TC.

$$\frac{O87P \cdot I_{BaseA_{Pri}}}{I_{MinA_{Sec}}} > CTR > \frac{I_{MaxA_{Pri}}}{CT_{NomA_{Sec}} \cdot TRF} \quad (6)$$

onde:

O  $I_{Max}$  é o FLA na MVA máxima.

O  $I_{Base}$  é o FLA na MVA base.

$CT_{Nom}$  é a corrente nominal do secundário do TC.

2. U87P – Ajuste de pickup do diferencial sem restrição, com ajuste típico de 8 a 10 pu.
  - a) Ajustes – Faixa de 1 a 20 pu.
  - b) Diretrizes – Deve ser ajustado acima da corrente de inrush do transformador e da esperada corrente diferencial espúria para máximo valor de falta passante.
    - i) A amplitude da corrente de inrush do transformador é geralmente aceita como sendo até 10 vezes maior que a amplitude da MVA base nominal do transformador [14]. No entanto, após a filtragem, a magnitude da componente fundamental da corrente de inrush pode ser menor. Além disso, em sistemas fracos, a possível máxima corrente de inrush é reduzida pela impedância do sistema e o U87P pode ser ajustado em menor valor.
    - ii) As faltas passantes são preocupantes em instalações de transformadores com dois disjuntores. Nesses casos, o valor em por unidade de TAP da corrente de falta passante pode exceder em muito o valor em por unidade de TAP da corrente inrush do transformador e o 87U deve ser aumentado ou desabilitado. Discutimos isso na Seção III.B.2.
3. IRS1 – Nível de restrição no qual a curva de Inclinação 2 começa, num relé com característica de restrição percentual de inclinação estática dual, curva (a) na Fig. 8. Um típico ajuste é 3 pu quando é utilizado um fator de restrição  $k$  de 0,5 ou 6 pu quando se adota um valor de  $k$  de 1. Este ajuste não está disponível em um relé no qual apenas uma inclinação está ativa por vez, ou seja, inclinação adaptativa comandada pelo EFD (External Fault Detector), curva (c) na Fig. 8.
  - a) Ajustes – Faixa de 1 a 20 pu.
  - b) Diretrizes - Definidas de maneira a equilibrar a sensibilidade e a segurança do elemento de restrição percentual. Um número maior fornece menos segurança, mas permite que a Inclinação 1 seja habilitada para níveis mais altos de corrente de restrição, o que aumentará a sensibilidade. Um número menor fornece maior segurança, porém aumenta a restrição percentual efetiva acima da Inclinação 1 para níveis mais baixos de corrente de restrição, o que reduzirá a sensibilidade.

O ajuste de IRS1 (Ponto de Quebra 1 na Fig. 8) está relacionado ao desempenho do TC, que só pode ser avaliado pelo exame das correntes secundárias ou primárias para faltas passantes. Não há correlação direta entre o IRS1 e a capacidade nominal em MVA do transformador. O ajuste de O87P é baseado na corrente secundária mínima que o relé pode medir com precisão. Para obter a sensibilidade mais alta, a RTC deve ser selecionada de forma que a  $I_{Min}$  se correlacione com a menor corrente de falta primária à qual desejamos que providencie o disparo. A equação (6) usa o MVA e o ajuste do O87P para “forçar” que selecionemos RTCs razoavelmente baixas, de modo que o O87P pode ser forçado a uma relação com a capacidade em MVA do transformador. O U87P também está

diretamente relacionado ao MVA base do transformador ao considerar segurança contra correntes de inrush. As amplitudes das correntes de inrush e os valores de faltas passantes são tipicamente definidos em múltiplos da corrente nominal de base do transformador. Ventiladores e sistemas de resfriamento não afetam a magnitude da corrente de inrush ou valores máximos de faltas passantes.

Os valores nominais padronizados para transformadores trifásicos maiores que 10 MVA seguem uma convenção de 3/4/5 MVA [15], o que significa que a maior capacidade nominal em MVA é 1,67 vezes maior que a capacidade nominal base. Portanto, se escolhermos o valor máximo em MVA, o TAP será 1,67 vezes maior que o TAP utilizado para valor MVA base. Isso, por sua vez, faz com que o O87P, o IRS1 e U87P efetivos sejam aumentados por um fator de 1,67. Usar o máximo de MVA pode parecer mais seguro, pois todos ajustes são aumentados por um fator de 1,67. No entanto, a plotagem da característica para cada seleção de MVA mostra uma falha nesse raciocínio quando se aplicar um relé com inclinação estática dual.

A característica de inclinação estática dual que revemos na discussão a seguir é a curva (a) na Fig. 8. Um efetivo aumento na inclinação na característica de inclinação estática dual com um ponto de quebra, pode ser obtido fazendo a Inclinação 2 começar no ponto de quebra (IRS1), o que significa que seu ponto de interceptação do eixo y (IOP) é negativo. Este método para definir a característica é atraente porque valores efetivos mais altos de inclinação são usados em valores mais altos de IRST. Outro método comum para um relé de inclinação estática dual é fazer com que a Inclinação 2 intercepte a origem, mas apenas permite que esteja ativo após a área de transição definida por dois ajustes no ponto de quebra, curva (b) na Fig. 8. Curva (b) é similarmente afetada pela escolha da MVA base, mas em menor grau.

A Fig. 9 mostra os resultados ao utilizar um MVA base para derivar TAPs (azul), comparado ao uso do MVA máximo (vermelho) para a característica de inclinação estática dual com restrição média ( $k = 0,5$ ). Para obter essa comparação, os eixos x e y são nivelados para a base em MVA nominal e a linha azul segue os ajustes principais de O87P = 0,3, U87P = 10 e IRS1 = 3. A linha vermelha segue os ajustes nivelados por um fator de 1,67 de tal forma que O87P = 0,5, U87P = 16,67, e IRS1 = 5. Para as linhas azul e vermelha, Inclinação 1 = 30% e Inclinação 2 = 60%. A máxima falta passante para este transformador também é plotada em  $1 / 0,083 = 12,05$  pu, assumindo um barramento infinito e uma impedância de transformador de 8,3%.

Da Fig. 9, vemos que a segurança é obtida usando o máximo MVA para o valor de pickup de U87P (sombreamento verde). No entanto, essa segurança adicional excede em muito a corrente de falta passante limitada pela impedância do transformador, que deve ser vista pelo elemento diferencial. Em uma aplicação de transformador com dois disjuntores, no entanto, a máxima corrente passante pode ser muito maior do que a corrente de falta passante limitada pela impedância do transformador, portanto, um valor de U87P muito alto pode fornecer alguma segurança necessária. Em um arranjo de

barramento de disjuntor simples, o único benefício real de segurança é contra inrush, supondo que a componente fundamental das correntes de inrush possam exceder 10 pu da capacidade nominal base do transformador (parte verde da linha de inclinação de 200%).

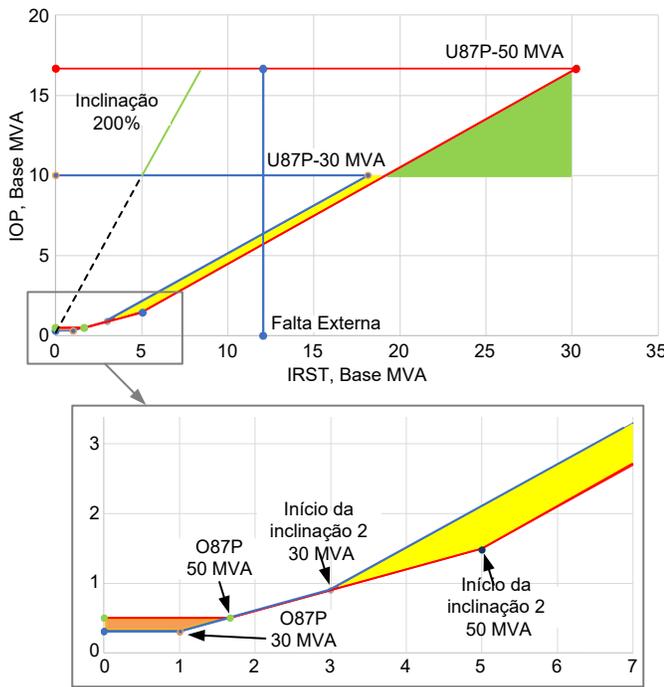


Fig. 9 Comparação entre TAP na base de 30 MVA e 50 MVA para característica de restrição percentual total

Da Fig. 9, vemos também que usar o máximo MVA tem dois efeitos negativos. O primeiro é que a sensibilidade mínima de operação é reduzida (sombreamento laranja). O segundo efeito negativo é que a segurança é reduzida para um amplo intervalo de IRST, pois a Inclinação 2 começa com um valor mais alto em por unidade de TAP (sombreamento amarelo). Como a Inclinação 2 tem uma interceptação em y negativa, a inclinação efetiva da origem muda à medida que aumentamos a corrente de restrição. Para determinar a inclinação efetiva em valores IRST maiores que  $IRS1$ , (7) pode ser usada, onde R é a relação de TAP MVA para MVA Base (R é 1,0 para TAP na Base MVA e R é 1,67 para TAP no máximo MVA). O termo  $1 / IRST$  pode ser substituído pelo  $Z_{pu}$  do transformador para encontrar a inclinação efetiva na máxima corrente de falta passante em por unidade de TAP na Base MVA.

$$SLP_{Eff} = SLP2 - (SLP2 - SLP1) \cdot IRS1 \cdot \frac{1}{IRST} \cdot R \quad (7)$$

A Fig. 10 mostra a inclinação efetiva obtida usando TAP na base MVA (Azul) e TAP na MVA máxima (Laranja) para os mesmos ajustes usados na Fig. 9.

Para aplicações com dois disjuntores onde a máxima falta passante não é limitada pela impedância do transformador, os gráficos foram estendidos para um pouco mais de duas vezes a máxima falta passante limitada pela impedância do transformador. É claro que a máxima falta passante pode ser muito maior do que no caso de um transformador de pequena capacidade em um barramento com capacidade de curto-

circuito muito mais alta. Notamos que as curvas se aproximam de forma assintótica da Inclinação 2 para múltiplos de TAP mais altos.

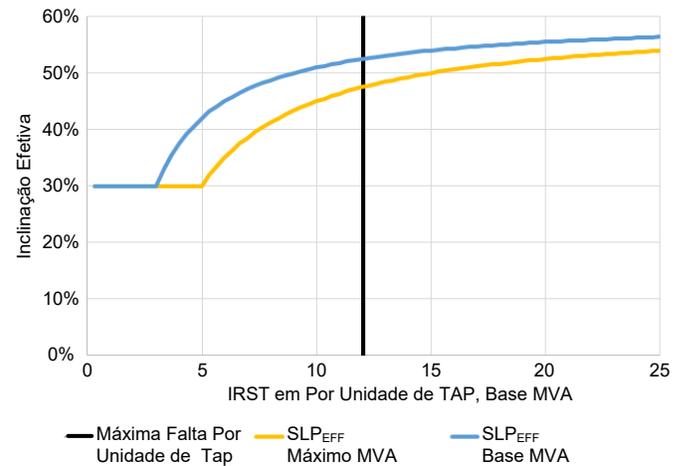


Fig. 10 Relação de inclinação efetiva (SLPEFF) para TAP na base MVA e TAP para máximo MVA

Selecionar arbitrariamente um alto valor de MVA prejudica o desempenho do relé. Com os relés eletromecânicos, uma prática comum era selecionar TAPs que excedessem o valor máximo da capacidade nominal MVA do transformador para permitir o carregamento do transformador em contingências. Embora esta prática tenha algum mérito em proteção térmica de um relé eletromecânico sob condições de contingência, levar essa prática para relés numéricos reduz desnecessariamente a segurança e a sensibilidade.

Com base nessas observações, o uso da MVA base pode fornecer melhor segurança para determinadas faltas e, ao mesmo tempo, fornecer melhor sensibilidade. Na verdade, os relés que usam monitoramento de faltas passantes podem exigir que a base MVA nominal seja usada para dimensionar os TAPs para o cálculo adequado das curvas  $I^2t$ . Se segurança adicional para corrente de inrush for necessária, podemos aumentar o valor de U87P. A segurança contra inrush ao usar base MVA em comparação ao MVA máximo, requer o aumento do ajuste de U87P por um fator de R (1,67).

## 2) Considerações Adicionais para Esquema Diferencial de Transformadores com Dois Disjuntores

Em um arranjo tipo disjuntor e meio ou em anel, a corrente de energização do transformador geralmente não é a condição de contorno para a segurança do elemento 87U. A falta passante no barramento se torna o novo pior caso para o U87P. Por exemplo, a Fig. 11 mostra uma configuração de barramento em anel com um transformador estrela-triângulo no qual a contribuição de falta passante não foi considerada quando os ajustes foram calculados para um relé de inclinação estática dual que usa um  $k$  de 0,5 para o cálculo de IRST.

Os TCs de 2000:5 foram pressionados para baixo até uma RTC de 500:5 nas entradas W1 e W2 para obter um ajuste no qual o relé aceitaria. Em 100T, TAP<sub>1</sub> e TAP<sub>2</sub> eram 0,5 A—ajuste mínimo do relé. E o ajuste de O87P era 1 vez o TAP—ajuste máximo do relé. Como os TCs tiveram que ser reconectados (reduzir as RTCs) para ficarem na faixa do relé,

a capacidade térmica efetiva  $C$  foi reduzida, reduzindo assim o desempenho dos TCs. Neste caso, apenas 1/4 das espiras foram usadas, então o desempenho do TC é reduzido em  $(1/4)^2 = 1/16$  do que seria na relação total, conforme explicado na Seção II.B.2. Mesmo com uma baixa RTC, a sensibilidade da proteção diferencial é muito pior do que os ajustes desejados do O87P de 0,2 a 0,3 pu de TAP.

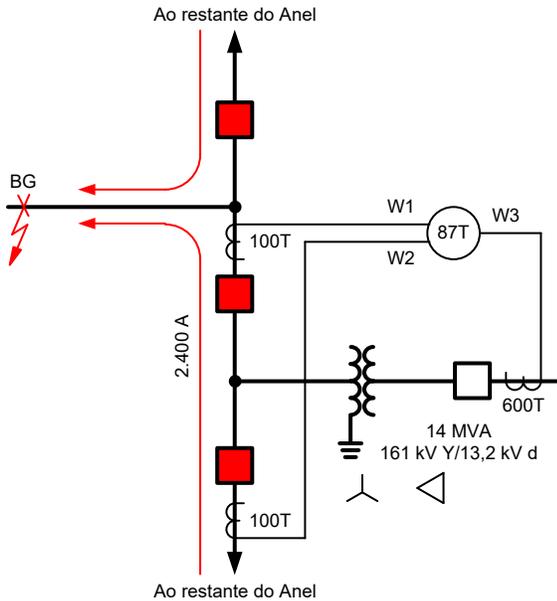


Fig. 11 Transformador em um barramento em anel

Com um MVA nominal pequeno no terminal de alta tensão, definir um ajuste de O87P baixo pode ser um desafio. Em uma RTC padrão de 2000:5, a menor RTC é 60T. Reordenando (6), o menor ajuste obtido para O87P é 0,6 pu para um relé com uma sensibilidade mínima de 0,5 A. Uma relação de 30T seria necessária para chegar ao ajuste desejado de 0,3 pu para O87P, porém não está disponível nos TCs do disjuntor.

A RTC 60T é mais do que adequada para carga total do transformador a 50 A, mas a capacidade de carga do barramento é reduzida para apenas 300 A (ou 600 A considerando um TRF de 2). A seleção de 100T permite até 500 A / 1.000 A, o que é uma melhoria na capacidade de carga do barramento, embora sacrifique a sensibilidade do relé do transformador.

O valor para U87P foi definido no ajuste padrão de 10 pu. Para esta aplicação, 10 vezes o TAP é apenas **5 A secundários**. A corrente de falta através da zona de proteção do barramento era de 2.400 A primários (24 A secundários). Portanto, uma corrente diferencial espúria de pouco mais de 20% ( $5/24 \cdot 100$ ) é necessária para atuar o elemento 87U.

A Fig. 12 mostra que após a compensação do enrolamento e o ajuste do TAP, a corrente de operação excedeu o valor do pickup sem restrição (traço 87UB na Fig. 12) para esta falta passante. Uma verificação detalhada de IBW1 e IBW2 indica que o TC fornecendo IBW2 entrou em saturação e depois o TC fornecendo IBW1 também saturou.

Neste exemplo, não apenas restringimos a capacidade de carga do barramento, mas também temos uma pobre sensibilidade para faltas internas no transformador e pobre

segurança para faltas passantes no barramento. Embora a falta de sensibilidade seja aparente com base no ajuste do O87P em 1 pu de TAP, a falta de segurança NÃO é aparente até que analisemos o nível de corrente secundária do ajuste do U87P.

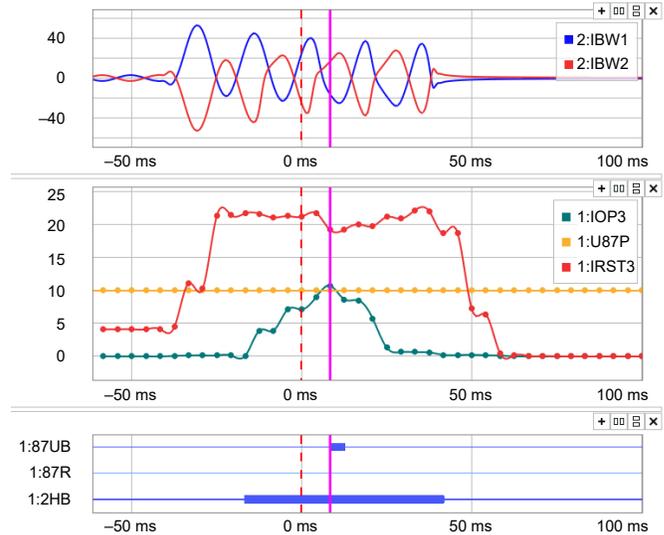


Fig. 12 Falsa atuação do 87U

#### a) Discussão sobre 87U

Nesta aplicação, o elemento 87U é equivalente a implementar proteção de barramento com um elemento 50 ajustado em 5 A, no qual cada entrada de TC da barra é conectada em paralelo. O quão alto devemos ajustar o elemento U87P para garantir segurança contra faltas externas passantes? Um possível critério para ajustes do elemento U87P em aplicações com dois disjuntores é considerar a máxima corrente de falta na barra e convertê-la em múltiplos de TAP. Assumindo que um TC sature 50%, a corrente de operação espúria no diferencial resulta em metade da máxima falta na barra. Ajustar U87P acima desse valor fornece segurança para 50% da saturação do TC. Essa margem deve ser adequada para um razoável valor nominal de TC. Além disso, como a falta interna no barramento produz uma corrente de operação igual à máxima falta na barra, ocorre 2 vezes o valor de pickup para uma falta interna. Este critério para definir o valor de ajuste de 87U em uma aplicação com dois disjuntores é declarado formalmente em (8), com permissão para qualquer valor selecionável para  $\%RTC_{Err}$ .

$$U87P > \text{Max} \left[ \frac{IFLT_n}{RTC_1 \cdot TAP_1} \cdot \left( \frac{RTC_{Err}\%}{100} \right), \text{Inrush}_{pu} \right] \quad (8)$$

onde:

$IFLT_n$  é a máxima corrente de falta na barra no terminal  $n$ .

Assumindo pouco ou nenhum  $RTC_{Err}$  (saturação de TC) para uma falta passante, o valor de  $\text{Inrush}_{pu}$  novamente se torna a condição limite para ajuste do elemento U87P.

Neste exemplo, assumindo que 2.400 A foi a corrente máxima de falta no barramento e assumindo uma  $RTC_{Err}$  de 50%, U87P é 24 pu. Isso excede 20, o que é um típico valor de

ajuste máximo permitido para U87P. Neste ponto, temos duas escolhas:

1. Desativar o U87P, que remove o benefício de velocidade e confiabilidade para faltas internas não limitadas pela impedância do transformador, porém aumenta a segurança.
2. Aumentar artificialmente a MVA usado na seleção de TAPs, multiplicando o valor da MVA por um fator de  $U87P_{Desejado} / U87P_{Max}$  e dividir os valores de ajustes existentes de O87P e IRS1 por um fator  $U87P_{Desejado} / U87P_{Max}$ . Isso mantém a mesma sensibilidade e permite que o U87P seja usado com um ajuste que o relé permite (20 pu), neste caso, para atender 50% de  $RTC_{Err}$ , um fator de  $U87P_{Desejado} / U87P_{Max} = 24/20 = 1.2$ .

*b) Discussão sobre a Inclinação 2*

Na Fig. 12, IOP e IRST são plotados e os valores no momento mais desfavorável para segurança diferencial são  $IOP = 10,7$  e  $IRST = 19,2$ . A proporção de  $IOP / IRST$  para este pior caso é de 55,7%. O ajuste da Inclinação 2 neste relé é de 50%. A única razão pela qual o bit do 87R não ativou além do 87U é porque o bloqueio de harmônicos foi ativado, traço 2HB na Fig. 12, devido à distorção da forma de onda devido à saturação do TC. Além disso, foi selecionado o bloqueio de harmônico cruzado, o que pode ter ajudado na segurança adicional para este evento, porque o segundo harmônico excedendo em qualquer uma das fases, o relé bloqueia todas as fases. Não é uma boa ideia confiar no bloqueio harmônico para fornecer segurança para faltas passantes, pois é difícil correlacionar uma falsa corrente de operação com percentagem de segundo harmônico. Para ajustar U87P em um assumido erro de TC como definido por (8), devemos fazer o mesmo para a Inclinação 2. Sob as suposições indicadas anteriormente, o IRST está relacionado ao  $RTC_{Err}$  como mostrado em (9), onde  $k$  é tipicamente 1 ou 0,5.

$$IRST = \left[ \frac{IFLT_1}{RTC_1 \cdot TAP_1} \cdot \left( 1 + \frac{100 - \%RTC_{Err}}{100} \right) \right] \cdot k \quad (9)$$

Do nosso exemplo, assumindo um erro de TC de 50%, (9) fornece  $IRST = 36$ . De (8), sabemos que isso é para uma IOP de 24, o que significa que precisamos de uma efetiva Inclinação 2 de 66,67% em um valor de  $IRST = 36$ . Nós rearranjamos (7) para encontrar ajustes corretos da Inclinação 2 com base nas restrições dadas, como mostrado em (10). Inclinação 1 = 25% e  $IRS1 = 3$  para esta aplicação.

$$Slope\ 2 = \frac{Slope_{Eff} - Slope\ 1 \cdot IRS1 \cdot \frac{1}{IRST}}{1 - IRS1 \cdot \frac{1}{IRST}} \quad (10)$$

Usando  $IRST = 36$  e  $Slope_{Eff} = 66,67\%$ , a Inclinação 2 deve ser ajustada para 70,5%. Isso garante a melhor segurança e sensibilidade para este exemplo.

*C. Resumo sobre os TAPs*

Os TAPs são usados para realizar casamento de correntes em relés diferenciais de barramento e de transformadores. No passado, a seleção de TAP era restrita com base nos limites térmicos do relé, o que geralmente significava que a corrente de carga máxima era usada para selecionar TAPs para evitar o

superaquecimento de quaisquer enrolamentos no relé. Os relés atuais baseados em microprocessadores têm uma contínua corrente nominal que não está relacionada ao ajuste de TAP selecionado, portanto, há mais flexibilidade disponível para selecionar TAPs.

A seleção TAP afeta diretamente a sensibilidade e a segurança do elemento diferencial, pois os ajustes de O87P, os pontos de quebra e U87P são definidos como por unidade de TAP. Tanto em um relé de inclinação adaptativa quanto em um relé de inclinação estática dual, o uso de TAPs arbitrariamente altos aumenta a segurança com o aumento do U87P, mas reduz a sensibilidade com aumento do O87P. Não há perda de segurança em um relé de inclinação adaptativa com TAPs selecionados arbitrariamente altos. No entanto, ao usar TAPs altos em um relé de inclinação estática dual, alguma segurança é perdida com a transição para a Inclinação 2 com um valor maior para IRST ( $IRS1$  efetivo mais alto).

Para relés diferenciais de barramento, os TAPs são baseados na corrente nominal do TC. Se as RTCs variarem, os TAPs podem ser usados para nivelarem as correntes. Como normalmente não há uma graduação em MVA para relés diferenciais de barramentos, a maneira mais direta de casar as correntes é baseada na máxima RTC nominal, conforme mostrado em (1). Discussão adicional sobre relés diferenciais de barramentos com relés diferenciais de transformadores está disponível em [6]. A referência [1] fornece discussão adicional sobre a penalidade na velocidade incorrida usando funções harmônicas.

Para relés diferenciais de transformadores, a MVA base nominal melhor relaciona TAPs à proteção 87, pois tanto a corrente inrush como níveis de correntes de faltas passantes também estão relacionadas a MVA base nominal. Em aplicações com dois disjuntores, a corrente de energização do transformador pode não ser o pior cenário para a proteção 87U. Nessas aplicações, os ajustes de TAP podem ofuscar preocupações de segurança para faltas passantes não limitadas pela impedância do transformador. Uma consideração cuidadosa deve ser dada às faltas externas à barra e ao desempenho dos TCs.

O uso de TAPs para casamento da corrente diferencial de transformadores com base na capacidade do transformador é uma maneira muito boa de garantir que os requisitos de sensibilidade e segurança sejam atendidos. Se as mesmas diretrizes para dimensionamento de TCs forem seguidas para transformadores, para um transformador de 100 MVA ou de 20 MVA haverá a mesma sensibilidade e segurança relativa se os ajustes de O87P,  $IRS1$  e U87P forem os mesmos. O uso de TAPs para ajustar um relé diferencial de transformador oferece uma conveniência superior.

*D. Alternativa ao Por Unidade de TAP – Por Unidade de TC Nominal*

Embora o casamento de corrente diferencial em termos de por unidade de TAP seja conveniente, existem outras formas de nivelar a corrente em relés numéricos.

Outro método comum é selecionar um enrolamento de referência; em seguida, nivele todas as correntes em termos desse enrolamento de referência usando (11).

$$M_n = \frac{FLA_n \cdot kV_n}{FLA_{Ref} \cdot kV_{Ref}} \quad (11)$$

onde:

$M_n$  é o multiplicador para a entrada  $n$  do TC.

$FLA_n$  é o FLA da entrada  $n$  na  $MVA_{Base}$ .

$FLA_{Ref}$  é o FLA da entrada de referência na  $MVA_{Base}$ .

$kV_n$  é a tensão da entrada  $n$ .

$kV_{Ref}$  é a tensão da entrada de referência.

O enrolamento de referência é selecionado como aquele do TC que possui a menor margem para a corrente nominal. Dizendo de outra forma, este é o TC que tem a maior corrente secundária sob uma condição de carga total (assumindo que todos os TCs possuem a mesma corrente nominal). Para encontrar o TC de margem mais baixa, dividimos a RTC selecionada pela corrente de carga nominal e comparamos os resultados de todos os enrolamentos. O menor número resultante é o TC com a margem mais baixa. O multiplicador  $M_1$  é usado para casar a corrente da Entrada 1, de modo que seja equivalente à corrente da Entrada 2, se o Enrolamento 2 for o enrolamento de referência.

Este valor é escalonado para que fique em uma unidade de corrente secundária nominal do TC. Nos relés que usam este método, todos ajustes são baseados em por unidade de corrente nominal do TC daquele TC com margem mais baixa. Um efeito colateral deste método é que as RTCs selecionadas que fornecem menos corrente nominal para o relé sob plena carga precisam de reduzidos ajustes diferenciais para manter a mesma sensibilidade de uma RTC que fornece corrente nominal em carga total. Em contraste, um relé usando o método por unidade de TAP não requer alteração nos ajustes diferenciais para obter sensibilidade com base em uma selecionada RTC. O Apêndice B tem uma comparação dos dois métodos.

#### IV. TERMINAIS COM DOIS DISJUNTORES PARA TRANSFORMADORES

Em arranjos nos quais um transformador é conectado a dois disjuntores, existem duas zonas distintas de proteção com diferentes requisitos de TCs, requisitos de sensibilidade e requisitos de segurança. Na Fig. 1, a zona do barramento é limitada pelo disjuntor do anel e pelos terminais H do transformador. A zona do transformador é limitada pelo terminal H e pelo disjuntor do lado de baixa. Idealmente, a zona do barramento é protegida por um relé diferencial de barras (87B) e a zona do transformador é protegida por um relé diferencial de transformador (87T). Um relé de diferencial de grupo (87O) também pode ser usado, mas será necessário aceitar sacrifícios na sensibilidade do diferencial do transformador para que o 87O possa fornecer boa segurança para faltas no barramento.

##### A. Capacidade de Carregamento da Barra e do Transformador

A capacidade de carregamento de cada equipamento pode variar significativamente. A Fig. 11 mostra um exemplo em que o transformador é de 14 MVA e o barramento foi graduado para 558 MVA. Assim, o transformador consome apenas uma

corrente de carga de 50 A em 161 kV, enquanto o barramento pode suportar até 2.000 A de corrente de carga total. Neste caso, a RTC ideal para o diferencial de barramento de 161 kV é 40 vezes maior do que a RTC ideal para o transformador baseado apenas na capacidade de carga. Como o TC geralmente é dimensionado para a capacidade de carga do equipamento ao qual ele está conectado, talvez seja necessário definir que os TCs de bucha do transformador sejam muito maiores do que a capacidade nominal do transformador para uso em uma aplicação de 87B. Isso é especialmente preocupante se um relé diferencial de alta impedância for usado para a proteção de barramento, já que a RTC de todos os TCs na zona de barramentos devem ser idênticos. Um diferencial de barra com restrição percentual é mais adequado e geralmente permite diferentes RTCs. No entanto, mesmo no exemplo da Seção III.B.2, com uma relação ideal de 30T (para obter 0,3 de O87P) para o TC de bucha do transformador e uma relação de espiras de 400T para os TCs do disjuntor (para obter máxima segurança no diferencial de barramentos), a extensão de TAP ( $TAP_{Max}/TAP_{Min}$ ) será 13,3. Isso é maior do que a máxima extensão de TAP permitida de alguns relés diferenciais de barramento com restrição percentual. Neste caso, diferentes TCs, nas buchas H, caso disponíveis, poderiam ser usados para os dois relés diferenciais.

##### B. Seletividade e Sensibilidade de 87T, 87B e 87O

Em uma aplicação de transformador com dois disjuntores, existem duas zonas de proteção, 87T e 87B, mas há apenas uma zona de disparo como mostrado na Fig. 1. Nesta discussão, assumimos que o TC que forma a fronteira entre as duas zonas é compartilhado pelos dois relés. Como mencionado na seção anterior, TCs diferentes poderiam ser usados—se disponíveis. O TC que compartilha as zonas 87B e 87T terá critérios de seleção conflitantes. Idealmente, as RTCs dos TCs do terminal do transformador deveriam ser menores para obter a melhor sensibilidade para a zona 87T, mas deveriam ser mais altas para manter a melhor segurança para a zona 87B.

Embora pudéssemos decidir que a segurança seja primordial em relação a sensibilidade e definir RTCs mais altas, definir RTCs menores para manter a sensibilidade do 87T é provavelmente uma melhor ação. De fato, para resumir, a lição mais importante deste artigo é ajudar a identificar quando os critérios de capacidade de carga de barramentos e desempenho de TCs causam uma redução inaceitável na proteção do transformador—o ativo mais caro da subestação.

Se o TC saturar severamente por uma falta interna no transformador e não limitada pela impedância do transformador e o 87B operar (perda de segurança), ainda assim não há perda de seletividade, pois os mesmos disjuntores desarmam para atuações do 87B e 87T (Zona de disparo da Fig. 1). A verdadeira preocupação de segurança é para faltas externas à zona de disparo que, para o TC que separa os dois disjuntores da zona de barramento da zona do transformador, é limitada pela impedância do transformador. Como a impedância do transformador limitará a contribuição da falta através do TC em questão, é provável que ele funcione bem o suficiente para manter a segurança para faltas fora da zona de disparo quando

dimensionado para atender aos requisitos de sensibilidade do transformador.

### C. Opções para Proteção de um Transformador com Dois Disjuntores num dos Terminais

Existem vários esquemas de proteção que podem ser escolhidos para proteger um transformador em uma aplicação com dois disjuntores num dos terminais. Embora seja possível fornecer proteção primária com um relé 87O e um 51 como retaguarda, isto faz pouco sentido devido ao baixo custo dos modernos relés multifuncionais. Além disso, a norma NERC TPL-001, que define o desempenho do sistema após a perda simples de um elemento do sistema elétrico, está tornando mais comum a proteção primária redundante [16]. Por estas razões, assumimos uma proteção tipo primário dual (apenas relés 87).

Existem três maneiras convencionais de proteger as seções de barramento e transformador com relés primários redundantes, e discutiremos os benefícios e desvantagens de cada um:

1. Dois relés – Sistema A = 87O, Sistema B = 87O.
2. Três relés – Sistema A = 87O, Sistema B = 87B e 87T (padrão da AEP).
3. Quatro relés – Sistema A = 87B e 87T, Sistema B = 87B e 87T.

#### 1) Esquema de Dois Relés

O esquema de dois relés mostrado na Fig. 13 renuncia a uma tentativa de proteger as zonas 87B e 87T separadamente para o Sistema A ou Sistema B. Neste esquema, ambos os relés devem ser um relé diferencial de transformador com funções harmônicas para estabilidade contra inrush.

Os benefícios deste esquema são:

- Baixo custo – apenas dois relés são usados.
  - Ajustes com complexidade moderada – ambos os relés podem ser ajustados de forma idêntica.
  - Menos espaço no painel usado.
  - Entre os três esquemas é o que apresenta menos fiação
- As desvantagens deste esquema são:

- Redução na sensibilidade da zona do 87T – Isto é devido a um conflito entre o dimensionamento de TCs das zonas 87B e 87T. Em um esquema 87O, os TCs de disjuntores precisarão ser reconectados para se manter a segurança e a capacidade de carregamento da zona do 87B, o que muito provavelmente sacrificará a sensibilidade da zona do 87T. A partir desse raciocínio, concluímos que a sensibilidade de 87O e 87B serão semelhantes.
- Redução na velocidade de disparo das zonas 87B e 87T – A zona 87B não se beneficiará mais da velocidade de um elemento de inclinação percentual que ignora o conteúdo harmônico, portanto, para faltas no barramento irão atuar mais lentamente. Na zona 87T, a corrente diferencial espúria devido a máxima falta externa ao barramento, e não a corrente de inrush do transformador, pode se tornar a condição limite

para os ajustes do 87U e da inclinação. Quando o 87U é aumentado, uma menor gama de faltas no transformador será vista por este elemento e, portanto, uma menor quantidade de faltas irá disparar em alta velocidade.

- Localização da falta ambígua – Quando o 87O atua, onde está a falta? Se uma falta temporária em barramento ocorreu, mas não há evidência visual, pode ocorrer uma inspeção desnecessária no transformador. Isso pode provocar custos elevados em tempo e esforço para retornar o transformador em serviço.

Se a capacidade do transformador for comparável à carga do barramento e à capacidade de curto-circuito, de modo que possam ser selecionadas RTCs que não comprometam os requisitos de sensibilidade do transformador, esse esquema pode ser aceitável.

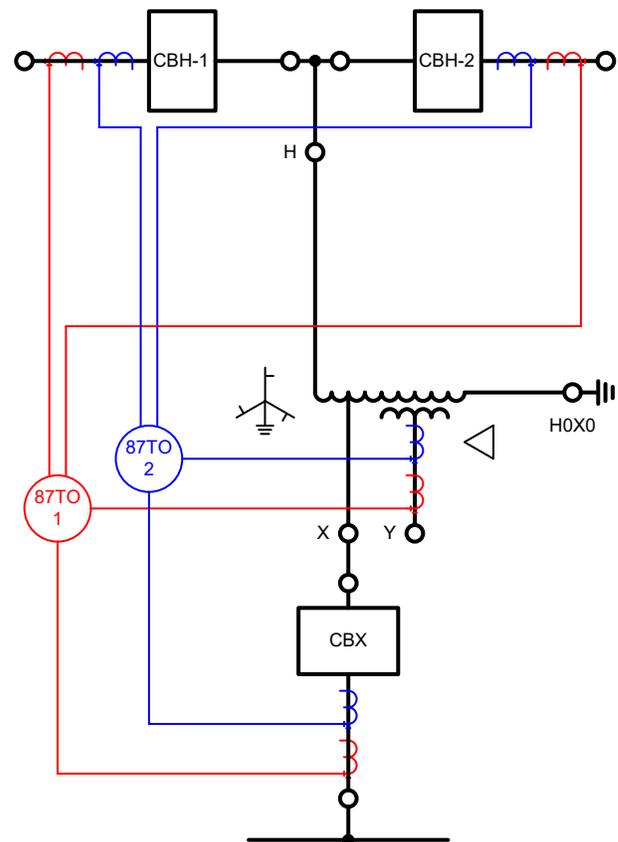


Fig. 13 Esquema de dois relés

#### 2) Esquema de Três Relés

O esquema de três relés mostrado na Fig. 14 usa um relé (87O) para o Sistema A e dois relés (87T e 87B) para o Sistema B.

Os benefícios deste esquema são:

- Existe um bom equilíbrio entre custo e desempenho geral.
- O sistema B pode ser ajustado de forma ideal para segurança do 87B e sensibilidade 87T. Para proteção sobreposta das zonas 87T e 87B, o transformador pode

ser equipado com dois conjuntos de TCs de bucha (um conjunto para 87T e outro para o 87B). No entanto, como discutido na Seção IV.B, se um TC estiver disponível na bucha do transformador e estiver dimensionado corretamente para o transformador, podemos selecionar uma RTC para manter a sensibilidade de 87T e permitir que o relé 87B ajuste a diferença na razão entre os TCs do disjuntor de barra e TC de bucha do transformador.

- Enquanto pelo menos dois dos três relés estiverem em serviço, existe uma precisa localização da falha (barra ou transformador).
- Moderada utilização de espaço no painel.
- Moderada utilização de fiação adicional.

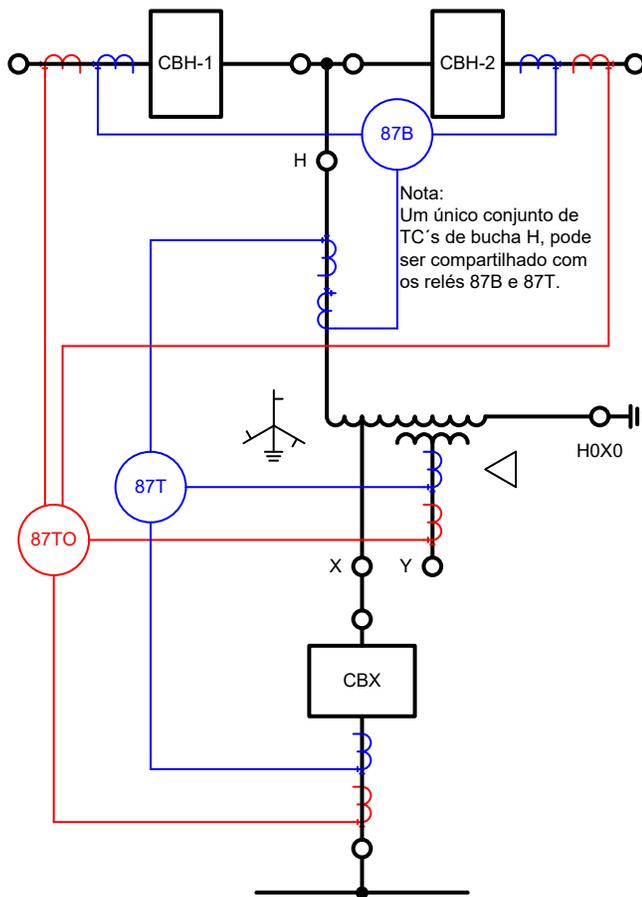


Fig. 14 Esquema de três relés

As desvantagens deste esquema são:

- Ajustes mais complexos. Dentre os três esquemas em consideração, este esquema de três relés requer desenvolvimento de três ajustes separados (87B, 87T e 87TO).
- Se o Sistema B estiver fora de serviço, o Sistema A terá as mesmas desvantagens, conforme descrito no esquema de dois relés.

### 3) Esquema de Quatro Relés

O esquema de quatro relés mostrado na Fig. 15 utiliza dois relés (87T e 87B) tanto para o Sistema A como para o Sistema B.

Os benefícios deste esquema são:

- Melhor desempenho — Não há comprometimento da sensibilidade ou velocidade do 87T, mesmo se um sistema estiver fora de serviço.
- Menor complexidade nos ajustes — Embora existam quatro relés para ajustar, existem apenas duas zonas para definir (87B e 87T). O 87U / Inclinação 2 do relé 87T não precisa ser ajustado considerando-se uma falta de passagem não limitada pela impedância do transformador.

As desvantagens deste esquema são:

- Maior custo (mitigado pelo menor custo de ajustes e parametrizações).
- Ocupa mais espaço em painéis.
- Esquema que exige mais fiação.

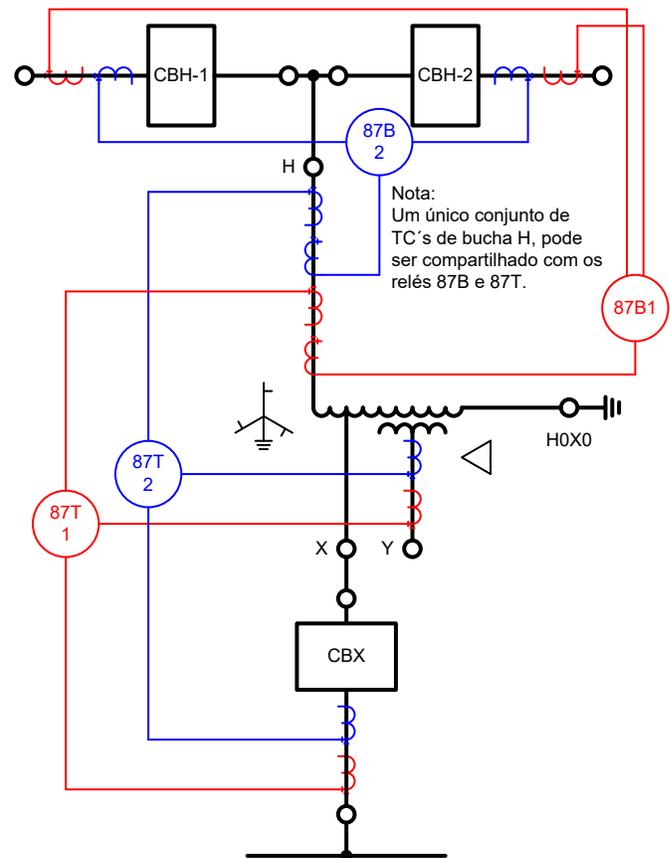


Fig. 15 Esquema de quatro relés

### D. Resumo dos Esquemas

A Tabela I fornece um resumo de cada esquema com uma classificação não ponderada para cada fator (números maiores são melhores).

TABELA I  
RESUMO DOS ESQUEMAS

Fator	Esquema de Dois Relés	Esquema de Três Relés		Esquema de Quatro Relés
Custo	3	2		1
Complexidade nos Ajustes	2	1		3
Espaço em Painéis	3	2		1
Fiação Envolvida	3	2		1
Localização da Falta	1	3		3
Sensibilidade 87T	1	87T	87T OOS*	3
		3	1	
Velocidade 87T	1	87T	87T OOS*	3
		3	1	
Velocidade 87B	1	87B	87B OOS*	3
		3	1	

\* Fora de Serviço – (OOS—Out of service)

Se um relé falhar no esquema de dois ou quatro relés ou se o relé 87O falhar no esquema de três relés, não haverá mudança no desempenho de 87T ou 87B. Se o relé 87B falhar no esquema de três relés, haverá apenas perda de velocidade na zona 87B. Se o relé 87T falhar no esquema de três relés, a sensibilidade no transformador será reduzida. Se um relé falhar em um esquema de três relés, o desempenho ainda é melhor do que um esquema de dois relés. Se o 87O falhar, o desempenho do esquema de três relés é equivalente ao esquema de quatro relés.

Podemos melhorar a sensibilidade das zonas diferenciais do transformador usando um elemento 87Q. Esse elemento pode ajudar a recuperar parte da sensibilidade perdida por causa do dimensionamento do TC na zona de 87O. Idealmente, o relé de zona 87O terá um elemento 87Q. No entanto, o elemento 87Q normalmente usa um curto retardo de tempo para fins de segurança. Portanto, ele não provocará nenhuma perda de velocidade na zona de 87O causada pelo pickup mais alto de 87U. Além disso, é importante reconhecer a sensibilidade que o relé 63SP oferece para faltas parciais nos enrolamentos.

#### V. NORMAS DA AEP PARA TRANSFORMADORES COM TERMINAIS A DOIS DISJUNTORES

Os padrões de proteção da AEP para autotransformadores usam relés de dois fabricantes para obter redundância de proteção e diversidade de hardware. A AEP possui normas de proteção de autotransformadores que fornecem orientação sobre a capacidade de carregamento e restabelecimento automático de um barramento do lado de mais alta tensão quando aplicado arranjo com terminais com dois disjuntores (ou seja, subestações em anel ou disjuntor-e-meio). A norma também fornece orientação para garantir que os relés de proteção do autotransformador sejam ajustados com sensibilidade suficiente para detectar faltas no

autotransformador. Ao fazê-lo, a aplicação considera: (1) aspectos de segurança e capacidade de carga para o barramento do lado de tensão mais alta ou dos circuitos de transmissão e (2) requisitos de sensibilidade para faltas em autotransformadores.

A Fig. 16 e a Fig. 17 mostram duas configurações de proteção de autotransformador frequentemente usadas. Os requisitos de configuração são orientados pela necessidade de restauração do barramento do lado de tensão mais alta, viabilidade de ajustar os relés diferenciais de barramento com segurança e garantir que os relés diferenciais de autotransformador sejam sensíveis para detectar faltas. Mesmo que os critérios de ajustes sejam os mesmos em ambas as configurações, os engenheiros de proteção têm mais flexibilidade na configuração mostrada na Fig. 17 ao ajustar o (s) relé (s) diferencial (s) do barramento e / ou dos condutores desta zona com mais segurança e não limitar capacidade de carga em arranjos com dois disjuntores. Os relés diferenciais do autotransformador (87TI na Fig. 16 e 87TO e 87TI na Fig. 17) podem ser ajustados com maior sensibilidade, pois o relé envolve o TC do lado da alta do autotransformador e não os disjuntores do lado de alta.

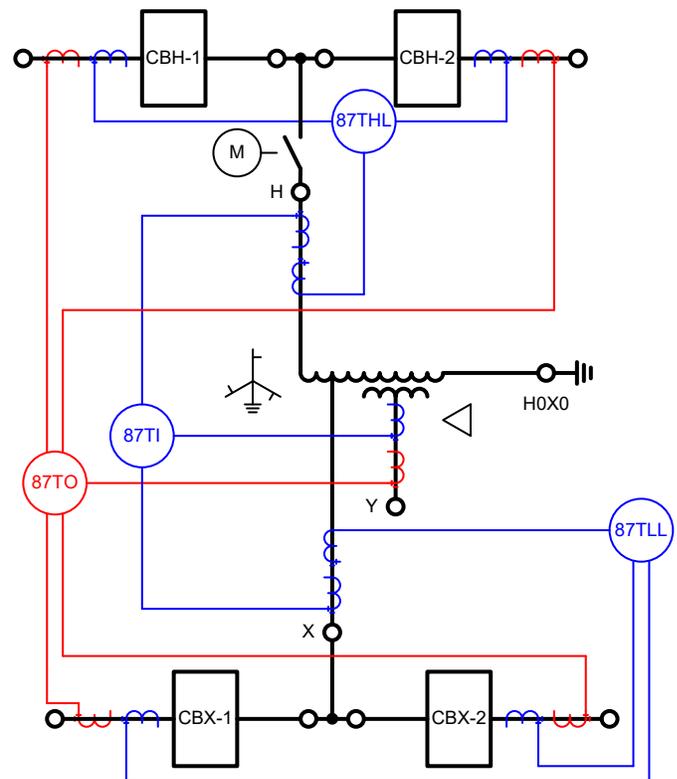


Fig. 16 Norma da AEP para proteção de autotransformadores de transmissão

Para o propósito desta seção, as seguintes designações de relés são usadas:

- 87TO, diferencial geral do transformador
- 87TI, diferencial interno do transformador
- 87THL, diferencial de barramento para os condutores do lado de alta do transformador
- 87TLL, diferencial de barramento para os condutores do lado de baixa do transformador



Existem três métodos que foram utilizados na AEP para proteger os barramentos de subestações: um esquema individual de baixa impedância (diferencial com restrição porcentual), um esquema de somatória de correntes (sobrecorrente conectados diferencialmente) e um esquema diferencial de alta impedância. Atualmente, os padrões da AEP exigem que os terminais condutores de autotransformadores sejam protegidos por um esquema individual de baixa impedância e que a RTC de cada fonte esteja no máximo. Este esquema acomoda diferentes RTCs. Selecionar as RTCs mais altas possíveis atenua a limitação de carregamento em arranjos a dois disjuntores.

O ajuste de pickup do 87B determina sua sensibilidade. A corrente de falta deve ser pelo menos 5 vezes o valor de pickup para faltas sólidas no barramento envolvendo as 3 fases e a terra (3LG) e para faltas fase-terra (SLG). Para relés numéricos, um mínimo de 4 vezes o valor do pickup é aceitável se 5 vezes o valor de pickup não puder ser alcançado. Os requisitos de ajustes antigos eram 5 vezes o valor de pickup para condições normais do sistema. Desde então, a AEP permitiu critérios de mais baixos para relés numéricos, pois é mais provável que eles atinjam o ponto de ajuste, enquanto os relés eletromecânicos precisam de uma certa quantidade de corrente acima do tap para superar a inércia. Este esquema de proteção tem uma característica de restrição percentual de inclinação dual. A primeira inclinação fornece cobertura para faltas de alta impedância e faltas internas de baixo grau. A segunda inclinação fornece segurança contra a saturação do TC para faltas elevadas. A inclinação mais baixa é ajustada acima dos possíveis erros máximos em estado permanente e dos erros proporcionais de TCs. Para equilibrar a segurança e a sensibilidade, as duas inclinações são geralmente definidas da seguinte maneira:

- Inclinação baixa = 35% e inclinação alta = 75% para relés que usam restrição MÁXIMA.
- Inclinação baixa = 22% e inclinação alta = 50% para relés que usam a soma das magnitudes de restrição.

O ponto de quebra controla o limiar onde a curva muda da Inclinação 1 para a Inclinação 2. O ajuste é baseado na máxima corrente de falta (em amperes secundários) que cada TC pode fornecer antes da saturação. A corrente máxima de falta através da qual o TC pode lidar sem perder a linearidade é baseada nos dados da pior saturação de TC.

## VI. SOLUÇÕES ALTERNATIVAS

Muitas instalações podem estar em serviço com uma proteção diferencial única ou redundante ajustada para um diferencial geral (ou seja, uma zona diferencial cobrindo a seção de barramento e o transformador). Esperamos que nossos leitores usem as informações contidas neste documento para voltar e avaliar a proteção para esses tipos de aplicação. A avaliação pode revelar que a proteção tem compromissos inaceitáveis, como:

- Segurança inadequada devido a faltas passantes não limitadas pela impedância do transformador.
- Inadequada capacidade de carregamento do barramento.

- Sensibilidade inadequada para faltas no transformador. Se forem encontrados sacrifícios inaceitáveis, existem opções para melhorar a situação sem a despesa adicional de trocar o painel existente? Esta seção a seguir oferece algumas sugestões.

A Fig. 18 mostra um exemplo típico. Presume-se que o relé diferencial multifunção tenha pelo menos quatro entradas de restrição. O relé alternativo pode ser um segundo diferencial. Ou, como era historicamente, pode ser um relé de sobrecorrente suplementado pelo 63SPR para fornecer detecção sensível para faltas parciais nos enrolamentos. Para ilustrar, rotulamos as entradas de corrente como S, T, U, W, e Y. Elas poderiam ter sido rotuladas W1, W2, etc. ou algum outro esquema, dependendo da prática do fabricante do relé.

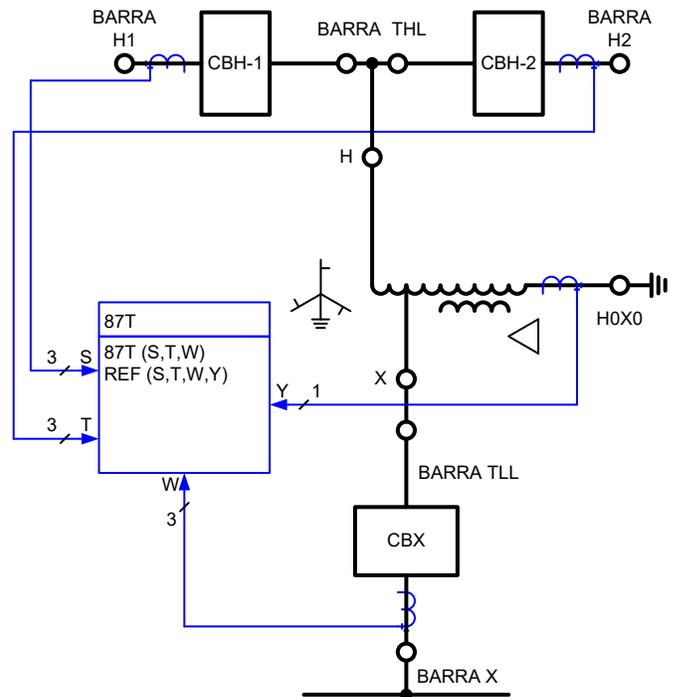


Fig. 18 Configuração de diferencial de transformador 870

### A. 870 Dual com Diferencial Parcial para a Zona de Barramento

Geralmente, o transformador fornece uma impedância relativamente alta entre o barramento e uma falha externa ao barramento no lado oposto do transformador (BARRA X na Fig. 18). A seletividade para faltas na zona de barramento do 87T pode ser facilmente obtida usando um simples elemento de sobrecorrente configurado como um diferencial parcial. A quantidade de operação do elemento de sobrecorrente diferencial parcial é a soma das correntes nos dois disjuntores de barra. A impedância do transformador impede que este elemento atue para faltas na BARRA X.

A Fig. 19 mostra uma modificação no esquema para trazer os TCs da bucha H para uma entrada sobressalente no relé. A zona 87T é agora reajustada para usar as entradas de restrição U e W. As RTCs e ajustes dos elementos podem ser modificados para fornecer proteção ideal ao transformador.

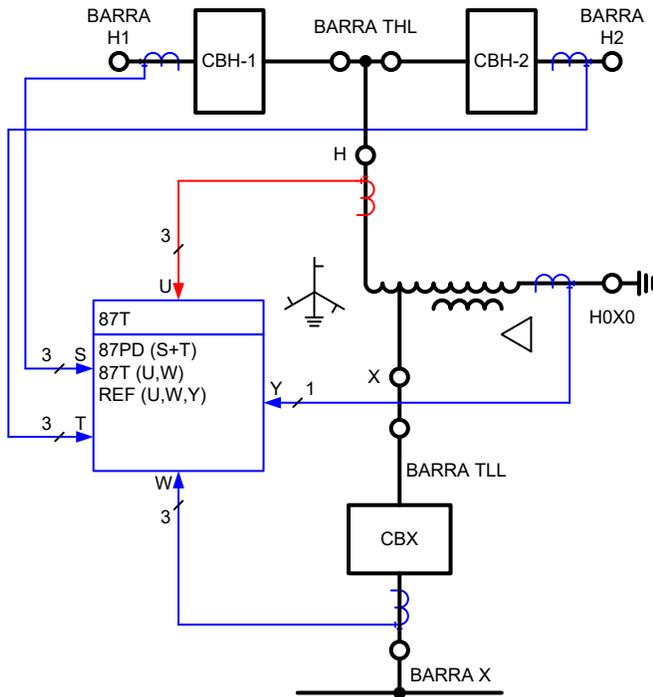


Fig. 19 Modificando proteção existente para adicionar TCs de bucha H ao esquema

A zona de barramento (BARRA THL) é protegida pelos elementos diferenciais parciais (87PD). A maioria dos relés diferenciais numéricos inclui a capacidade de somar internamente dois sinais de corrente adjacentes para aplicações de sobrecorrente em configurações com dois disjuntores. Se um elemento de sobrecorrente instantâneo, 50P, for usado, devem ser ajustados com os mesmos critérios de um elemento 87U:

1. Acima da inrush.
2. Acima de uma falta na BARRA X.
3. Acima da máxima corrente diferencial espúria estimada para uma falta passante na BARRA H1 ou H2, não limitada pela impedância do transformador.
4. Abaixo da mínima falta interna no barramento, considerando uma margem.

Se os critérios 3 e 4 forem mutuamente exclusivos, um conjunto de elementos 51P com uma curva inversa curta pode ser usado para fornecer algum retardo de tempo para dar tempo de percorrer a corrente diferencial espúria. O Anexo C de [9] fornece orientações para ajustes de um elemento de sobrecorrente conectado diferencialmente para proteção diferencial de barramento. A característica inversa curta fornece operação relativamente rápida para uma falta interna na BARRA THL, onde o múltiplo de pickup deve ser alto. A característica com um múltiplo de pickup relativamente menor sob condições de corrente diferencial transitória espúria proveniente da saturação do TC, fornece uma temporização permitindo que os TCs se recuperem para uma falta no barramento H1 ou H2 antes que uma atuação possa ocorrer.

Devido a considerações práticas, como a falta de espaço para adicionar uma chave de teste para os circuitos de TC de bucha H, poderem impedir a modificação do esquema da Fig. 19, a Fig. 20 fornece outra solução para se obter a proteção desejada. Nesta configuração, os TCs do disjuntor usados para proteção

diferencial parcial são somados fora do relé e conectados à entrada de restrição S. A entrada T é então reaproveitada para os TCs da bucha H. Esta configuração também pode ser usada se apenas três entradas de restrição trifásicas estiverem disponíveis no relé diferencial do transformador existente.

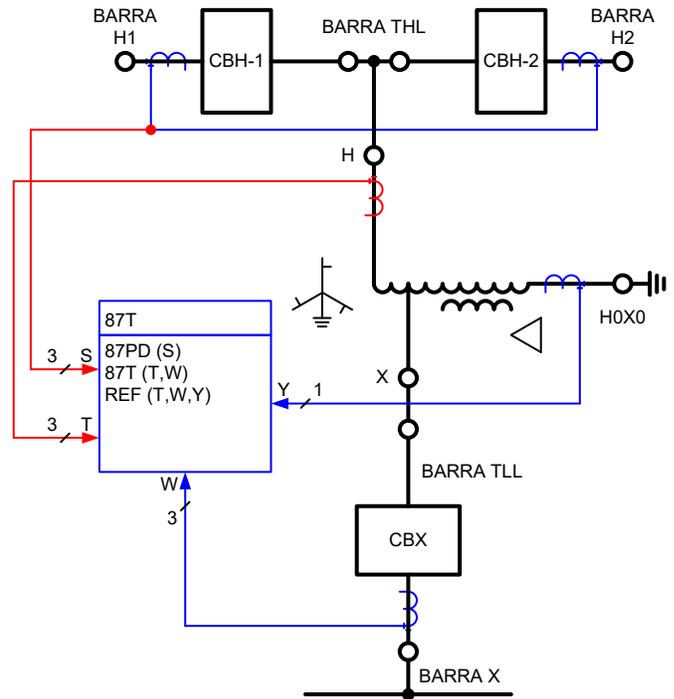


Fig. 20 Modificando proteção existente para adicionar TCs de bucha H através da soma dos TCs dos disjuntores fora do relé

### B. 87O Dual com Elemento 87B como Proteção Lógica

Em algumas aplicações, pode não ser possível definir um diferencial parcial e atender aos quatro critérios de ajustes listados na seção anterior (por exemplo, se o diferencial parcial não puder ser definido baixo o suficiente para condições mínimas de faltas e alto o suficiente para inrush ou máxima corrente diferencial espúria para uma falta de passagem não limitada pela impedância do transformador). Outro caso seria quando uma aplicação exigir o uso de um elemento 51 de curva inversa curta para a segurança do diferencial parcial para corrente diferencial espúria e uma operação levemente mais lenta devido a esse comprometimento não seria aceitável.

Nesses casos, seria preferível utilizar como proteção da zona do barramento um diferencial com restrição percentual total e subtrair as correntes da bucha H da zona 87B. Se esta fosse uma instalação nova, é claro que podemos projetar uma solução com um relé diferencial de barramento separado. Porém, se um existente relé diferencial de restrição múltipla tiver capacidade de programação capaz de realizar cálculos matemáticos em velocidade de proteção, é possível realizar essa proteção sem adicionar um relé.

Mais uma vez, trazemos os TCs de bucha H para o relé diferencial para separar a zona de barramento da zona de transformador conforme a Fig. 19. A conexão mostrada na Fig. 20 não é adequada para esta aplicação. Podemos desenvolver simples cálculos KCL de operação e restrição diferencial e comparar os valores calculados com uma

característica de restrição percentual de inclinação dual. Em seguida, trazemos o elemento 87T de volta para os TCs da bucha H e aplicamos os novos elementos para a zona do barramento. O Apêndice A fornece detalhes sobre essa solução.

## VII. CONCLUSÕES

Os arranjos de subestação com dois disjuntores em cada elemento do sistema elétrico são muito populares. Quando o elemento do sistema é um transformador de potência, são formadas uma zona de barramento e uma zona de transformador. Essas duas zonas têm diferentes requisitos de confiabilidade e desempenho da proteção. As medidas de desempenho consistem em sensibilidade e velocidade. Medidas de confiabilidade consistem em segurança e na dependabilidade.

Transformadores tem alto custo e são difíceis de substituir num sistema de potência; eles são críticos para uma operação confiável do sistema elétrico. Embora os barramentos sejam geralmente relativamente baratos e rápidos de consertar, são ainda mais críticos para uma operação confiável do sistema elétrico. A proteção desses críticos ativos não deve ser comprometida. Cada um merece e requer o melhor sistema de proteção que pode ser fornecido.

O uso de um único relé diferencial para cobrir ambas as zonas geralmente resultam em comprometimentos significativos na proteção. Se a proteção tende mais em relação à segurança para faltas passantes na zona do barramento, a sensibilidade para faltas na zona do transformador é afetada. Se o requisito de capacidade de carga do barramento for significativamente maior do que o requisito de capacidade de carga do transformador, muitas vezes a sensibilidade para faltas na zona do transformador também será afetada. A velocidade da proteção para faltas internas na zona do barramento sofre porque os elementos diferenciais do transformador devem ser prevenidos contra atuação perante a corrente de energização, o que torna inerentemente mais lento um diferencial de transformador com restrição de inrush ou de harmônicos. Um relé diferencial de barramento separado, cobrindo a zona do barramento que não precisa considerar inrush, pode melhorar a velocidade da proteção.

Uma diretriz para determinar se uma única zona diferencial é plausível para proteção seria avaliar a equação (12).

$$\frac{0.87P \cdot I_{Base}}{I_{Min}} > RTC > \frac{RTC_{Full}}{I_{Nom} \cdot TRF} \quad (12)$$

onde:

$RTC_{Full}$  significa RTC total do TC.

TRF é o fator térmico nominal dos TCs do disjuntor.

O lado esquerdo da equação define o máximo número de espiras desejado para a sensibilidade do transformador e o lado direito da equação define as espiras mínimas para manter a capacidade de carga máxima do barramento. A consciência de um TRF mais alto (ou assumir menor carregamento no

barramento) nos permite ganhar sensibilidade na zona 87T usando menos espiras; no entanto, o elemento 87U pode precisar ter ajuste mais alto para obter segurança durante faltas externas no barramento. Aumentando 87U sacrifica a velocidade para faltas no barramento.

A proteção recomendada é usar subzonas diferenciais separadas com o limite entre zonas nos TCs de buchas do transformador. As RTCs dos dois disjuntores limites da zona de barramento podem ser selecionadas para uma capacidade de carga adequada e para bom desempenho perante faltas passantes não limitadas pela impedância do transformador. O relé diferencial do barramento pode fornecer melhor segurança e velocidade. As RTCs nos limites da zona do transformador podem ser dimensionadas apropriadamente para a capacidade do transformador e desempenho para faltas passantes limitadas pela impedância do transformador. Isso permite que o relé diferencial do transformador seja ajustado para alta sensibilidade para faltas parciais em enrolamentos no transformador. Além disso, evita que o fluxo de carga do barramento restrinja em demasia a proteção do transformador, reduzindo ainda mais a sensibilidade para faltas parciais no enrolamento.

Recomendamos duas configurações quando a diferença na capacidade do transformador e do barramento exigirem sacrifícios inaceitáveis ao usar um único relé diferencial na zona combinada de barramento e transformador:

- 87O e 63SP para o Sistema A, separados 87B e 87T para o Sistema B (solução de três relés).
- 87B, 87T e 63SP para o Sistema A, 87B e 87T para o Sistema B (solução de quatro relés).

A AEP usa a solução de três relés com um relé de barramento que fornece zonas separadas para barramento do lado de alta e de baixa. Usar a proteção ideal no Sistema B com um diferencial geral para o Sistema A é uma abordagem econômica com pequenos sacrifícios.

Em aplicações onde uma proteção existente inclui apenas um ou dois relés 87O e onde existem comprometimentos significativos nos ajustes e RTCs existentes, propomos duas soluções. Ambas modificam o painel de proteção do transformador para fornecer uma proteção aprimorada para o barramento e transformador usando uma combinação de diferencial parcial para a zona de barramento e diferencial de transformador para a zona do transformador. Nos casos em que o painel do transformador possui um relé com recursos de lógica programável avançada, mostramos como implementar elementos diferenciais de barramento e transformador separados no relé existente.

O artigo mostra como as escolhas nos atuais fatores de normalização afetam a segurança e a sensibilidade da proteção diferencial. É recomendado definir ajustes do transformador em por unidade de base MVA, em vez de MVA máximo, pois os atributos elétricos e físicos do transformador, como impedância, suportabilidade para faltas externas e inrush, não são afetados pela instalação de ventiladores ou bombas.

O uso do MVA máximo esperado para selecionar as RTCs e ajustes de TAP era importante nos relés eletromecânicos porque afetava a capacidade térmica das bobinas no relé diferencial. Esta limitação não é mais um problema com relés numéricos, porque tais relés têm um intervalo contínuo de corrente de tipicamente três vezes a corrente nominal. Os fatores de normalização atuais são apenas números em uma equação.

Além disso, a sensibilidade superior dos relés modernos permite a seleção de RTCs maiores para obter um melhor desempenho do TC. A antiga regra para selecionar RTCs que fornecem a máxima contínua corrente próxima ao valor nominal é obsoleta. A corrente desejada para selecionar RTCs pode ser metade disso com os relés modernos. Isso significa que o dobro de espiras pode ser usado. Para um TC de múltiplas relações ser conectado, o dobro de espiras significa melhoria de desempenho do TC em quatro vezes durante faltas internas e externas, porque a relação de desempenho com número de espiras para um determinado tamanho de núcleo de ferro é uma função quadrática.

#### VIII. APÊNDICE A, EXEMPLO DE LÓGICA PARA DIFERENCIAL DE BARRAS

Este apêndice mostra uma programação para implementar três elementos diferenciais de barras baseados na Lei de Corrente de Kirchhoff (KCL) para barramentos, de forma que a zona do elemento diferencial do transformador possa ser conectada de volta para os TCs da bucha H. A Fig. 21 mostra as ligações deste exemplo de aplicação. Para fins desta ilustração, rotulamos as entradas de corrente como S, T, U, W, X e Y. Observamos que a entrada de corrente S possui polaridade para dentro da zona do transformador e, portanto, a polaridade é para fora da zona do barramento. Isso explica do porquê no programa, os sinais da corrente S têm um sinal negativo para somar a corrente diferencial na zona do barramento.

As variáveis lógicas usadas na programação são rotuladas da seguinte forma:

- # designa um comentário ou anotação.
- PSV $nn$  é uma variável booleana número  $nn$ .
- PMV $nn$  é uma variável matemática de número  $nn$ .
- AMV $nnn$  é um parâmetro de ajuste número  $nnn$ .
- IpcFR é uma componente real da corrente fasorial filtrada para a fase  $p$  da entrada  $c$ .
- IpcFI é uma componente imaginária da corrente fasorial filtrada para a fase  $p$  da entrada  $c$ .
- IpcFM é a magnitude da corrente fasorial filtrada para a fase  $p$  da entrada  $c$ .

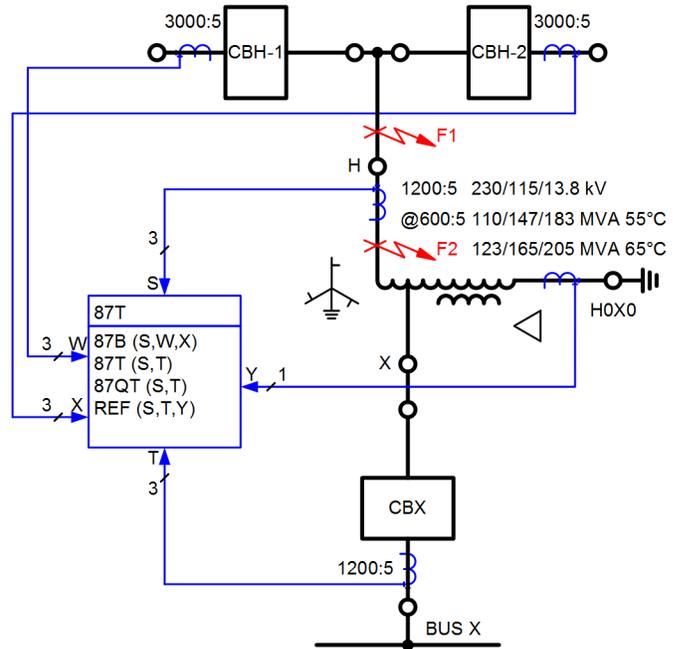


Fig. 21 Exemplo de aplicação de zonas de proteção separadas para barramento e transformador com um relé

Esta lógica fornece a característica diferencial de inclinação dual mostrada na Fig. 22. O elemento diferencial usa a soma das magnitudes das correntes de limite da zona diferencial para restrição ( $k = 1$ ). A variável lógica booleana PSV60 é usada para desarmar a zona do transformador.

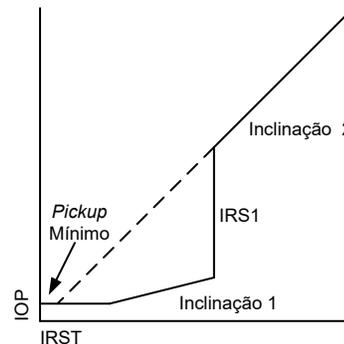


Fig. 22 Característica da inclinação do diferencial

A. *Programação dos Parâmetros de Ajustes*

```
# PARÂMETROS DE AJUSTES PARA ELEMENTOS 87B
# 87B AJUSTES DE TAPS
AMV011:= 5.000000 # TAPW, FATOR DE NORMALIZAÇÃO DO DISJUNTOR EM ANEL DO LADO DE 230KV
AMV012:= 5.000000 # TAPX, FATOR DE NORMALIZAÇÃO DO DISJUNTOR EM ANEL DO LADO DE 230KV
AMV013:= 25.000000 # TAPS, FATOR DE NORMALIZAÇÃO BUCHA H 230KV
#
# AJUSTES ELEMENTO 87B
AMV015:= 0.670000 # MIN PU EM POR UNIDADE
AMV016:= 0.150000 # INCLINAÇÃO 1 EM POR UNIDADE
AMV017:= 4.000000 # IRS1 EM POR UNIDADE
AMV018:= 0.500000 # INCLINAÇÃO 2 EM POR UNIDADE
AMV019:= 0.125000 # TEMPORIZAÇÃO DO CONTADOR DE SEGURANÇA EM CICLOS
```

B. *Programação do Elemento de Proteção*

```
# 87B DIFERENCIAL KLC PARA BARRA
# ELEMENTO 87BA
PMV35:= IAWFR / AMV011 + IAXFR / AMV012 - IASFR / AMV013 # IA REAL, POR UNIDADE DE TAP
PMV36:= IAWFI / AMV011 + IAXFI / AMV012 - IASFI / AMV013 # IA IMAGINÁRIO, POR UNIDADE DE TAP
PMV37:= SQRT (PMV35 * PMV35 + PMV36 * PMV36) # IA OP, POR UNIDADE DE TAP
PMV38:= IAWFM / AMV011 + IAXFM / AMV012 + IASFM / AMV013 # IA RST, POR UNIDADE DE TAP
PMV39:= PMV37 / PMV38 # IA RELAÇÃO OP/RST
# EQUAÇÃO CARACTERÍSTICA DA INCLINAÇÃO DO 87A
PSV39:= (PMV37 > AMV015) AND ((PMV39 > AMV016) AND (PMV38 < AMV017) OR (PMV39 > AMV018))
PCT30PU:= AMV019 # TEMPORIZAÇÃO DO CONTADOR DE SEGURANÇA
PCT30DO:= 0.000000
PCT30IN:= PSV39 # 87B DISPARO FASE A
# 87 FASE B
PMV45:= IBWFR / AMV011 + IBXFR / AMV012 - IBSFR / AMV013 # IB REAL, POR UNIDADE DE TAP
PMV46:= IBWFI / AMV011 + IBXFI / AMV012 - IBSFI / AMV013 # IB IMAGINÁRIO, POR UNIDADE DE TAP
PMV47:= SQRT (PMV45 * PMV45 + PMV46 * PMV46) # IB OP, POR UNIDADE DE TAP
PMV48:= IBWFM / AMV011 + IBXFM / AMV012 + IBSFM / AMV013 # IB RST, POR UNIDADE DE TAP
PMV49:= PMV47 / PMV48 # IB RELAÇÃO OP/RST
# EQUAÇÃO CARACTERÍSTICA DA INCLINAÇÃO DO 87B
PSV49:= (PMV47 > AMV015) AND ((PMV49 > AMV016) AND (PMV48 < AMV017) OR (PMV49 > AMV018))
PCT31PU:= AMV019 # TEMPORIZAÇÃO DO CONTADOR DE SEGURANÇA
PCT31DO:= 0.000000
PCT31IN:= PSV49 # 87B DISPARO FASE B
# 87 FASE C
PMV55:= ICWFR / AMV011 + ICXFR / AMV012 - ICSFR / AMV013 # IC REAL, POR UNIDADE DE TAP
PMV56:= ICWFI / AMV011 + ICXFI / AMV012 - ICSFI / AMV013 # IC IMAGINÁRIO, POR UNIDADE DE TAP
PMV57:= SQRT (PMV55 * PMV55 + PMV56 * PMV56) # IC OP, POR UNIDADE DE TAP
PMV58:= ICWFM / AMV011 + ICXFM / AMV012 + ICSFM / AMV013 # IC RST, POR UNIDADE DE TAP
PMV59:= PMV57 / PMV58 # IC RELAÇÃO OP/RST
# EQUAÇÃO DA CARACTERÍSTICA DA INCLINAÇÃO DO 87C
PSV59:= (PMV57 > AMV015) AND ((PMV59 > AMV016) AND (PMV58 < AMV017) OR (PMV59 > AMV018))
PCT32PU:= AMV019 # TEMPORIZAÇÃO DO CONTADOR DE SEGURANÇA
PCT32DO:= 0.000000
PCT32IN:= PSV59 # 87B DISPARO FASE C
# 87B DISPARO ZONA DIFERENCIAL DE BARRAS
PSV60:= PCT30Q OR PCT31Q OR PCT32Q
#
```

### C. Testes de Desempenho

A lógica foi testada usando um Simulador Digital em Tempo Real (RTDS). Todos os dez possíveis tipos de faltas foram aplicados em quatro pontos na onda. A Fig. 23 mostra um gráfico dos tempos de disparo para faltas na zona diferencial do barramento (F1 na Fig. 21) e a Fig. 24 mostra um gráfico dos tempos de disparo para faltas na zona diferencial do transformador (F2 na Fig. 21). O elemento diferencial de barras com restrição percentual sem supervisão harmônica é cerca de meio ciclo mais rápido do que o elemento diferencial do transformador com restrição da forma de onda harmônica.

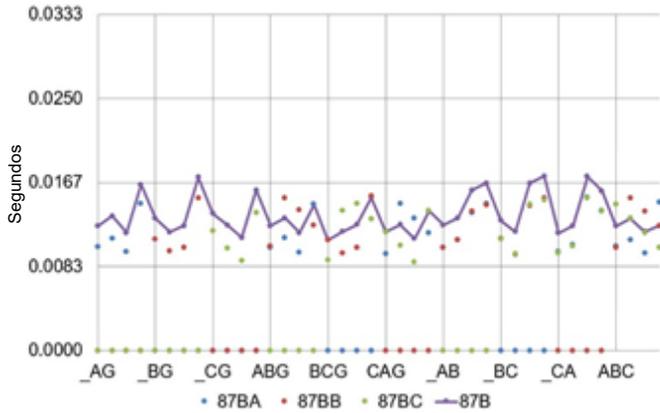


Fig. 23 Tempos de disparo para falta F1

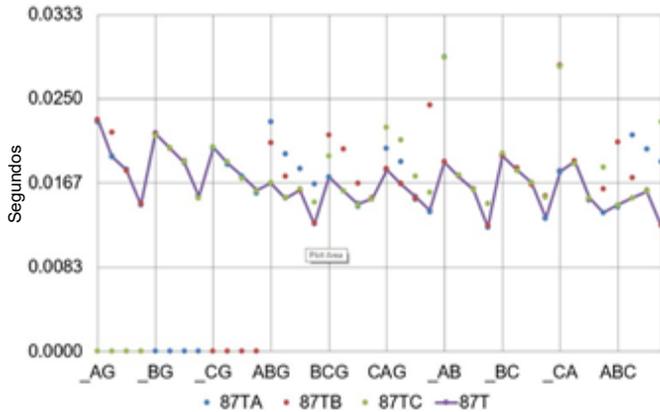


Fig. 24 Tempos de disparo para falta F2

## IX. APÊNDICE B, ESTUDO DE CASO

Este apêndice fornece um exemplo de aplicação para a proteção do transformador mostrada na Fig. 25. O exemplo usa a solução de três relés para ilustrar os cálculos para os relés 87TO, 87TI, 87BHL e 87BLL. Ambas as zonas 87B estão cobertas por um relé de barramento. O barramento de 230 kV tem capacidade nominal de 3.000 A. O barramento de 115 kV é de 1.200 A. Todos os TCs são C800. A capacidade em MVA para o transformador usado nos cálculos é baseada em 65° C.

Recomendamos começar avaliando e selecionando as RTCs. Frequentemente, um engenheiro de proteção não percebe que as RTCs não são as ideais até que os cálculos de ajustes estejam em andamento. Quando é descoberto um problema com a RTC, como sensibilidade inadequada ou desempenho inadequado para faltas passantes, o engenheiro de proteção pode ter que

selecionar uma RTC diferente e começar tudo de novo com os cálculos de ajustes.

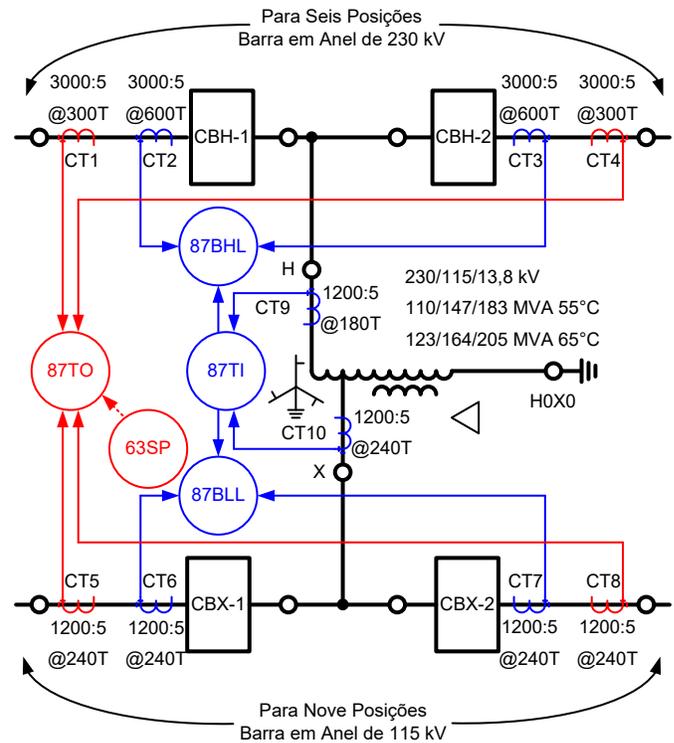


Fig. 25 Exemplo de Aplicação para autotransformador de 230/115kV

### A. Seleção da RTC

As RTCs são selecionadas com base no balanceamento de três critérios principais:

1. Não limitar a capacidade de carga do barramento do anel.
2. Fornecer sensibilidade adequada ao transformador.
3. Fornecer desempenho adequado para faltas passantes.

#### 1) Carregamento do TC

A Tabela II fornece os limites de capacidade de carga de cada TC com base na capacidade de carga do circuito e no fator térmico nominal (TRF).

TABELA II  
LIMITES PARA CARREGAMENTO DE TCs

TC	TRF	Carga <sub>Max</sub>	RTC <sub>Max</sub>	RTC <sub>Min</sub>
1, 2, 3, 4	2.0	3000 A	600T	300T
5, 6, 7, 8	2.0	1200 A	240T	120T
9	1.0	515 A (205 MVA em 230 kV)	240T	103T
10	1.0	1030 A (205 MVA em 115 kV)	240T	206T

#### 2) Sensibilidade de Zona

A Tabela III apresenta os limites de sensibilidade de cada TC com base nas necessidades do equipamento na zona. As zonas de barramentos assumem uma margem de três vezes para condição de mínima falta. A zona de transformador assume 0,3 pu da base em MVA. Os amperes secundários alvo para a

RTC máxima é de cerca de 0,5 A para o relé, conforme (6). Para as zonas de barramento, esse cálculo quase sempre fornece um número acima do máximo de espiras disponíveis. A Tabela III mostra o número mínimo calculado e as espiras máximas disponíveis.

TABELA III  
LIMITES PARA SENSIBILIDADE DE TCs

TC	FLT <sub>Min</sub> Com Margem	Relação para ter 0.5 A na FLT <sub>Min</sub>	RTC <sub>Max</sub>
1, 4	309 A • 0,3 = 93 A (123 MVA em 230 kV)	93 A/0,5 A = 186T	186T
2, 3	5.828 A/3 = 1.943 A (N-1)	1.943 A/0,5 A = 3.886T	600T
5, 8	618 A • 0,3 = 186 A (123 MVA em 115 kV)	186 A/0,5 A = 372T	240T
6, 7	9.904 A/3 = 3.301 A (N-1)	3.301 A/0,5 A = 6602T	240T
9	309 A • 0,3 = 93 A (123 MVA em 230 kV)	93 A/0,5 A = 186T	186T
10	618 A • 0,3 = 186 A (123 MVA em 115 kV)	186 A/0,5 A = 372T	240T

### 3) Desempenho de TC para Máxima Falta Passante

Selecionamos uma RTC para avaliar o desempenho para faltas passantes com base nas duas primeiras restrições. A Tabela IV fornece as seleções. Notamos que TC<sub>1</sub> e TC<sub>4</sub> que alimentam o relé diferencial total, 87TO, não podem atender a ambos os critérios. Neste caso, alguma sensibilidade deve ser sacrificada para não limitar a capacidade de carga do barramento.

Avaliamos três conjuntos de TCs por falta passante:

- TC<sub>1</sub> e TC<sub>4</sub>
- TC<sub>5</sub>, TC<sub>6</sub>, TC<sub>7</sub>, e TC<sub>8</sub>
- TC<sub>9</sub>

TC<sub>1</sub> e TC<sub>4</sub> são avaliados porque reconectamos esses TCs para metade das espiras disponíveis. Se esses TCs passarem

pelos critérios de faltas passantes, o TC<sub>2</sub> e TC<sub>3</sub> também serão aprovados. Similarmente, TC<sub>10</sub> tem a mesma relação e classe de TC<sub>5</sub> até TC<sub>8</sub>. Se eles passarem por critérios de faltas, o TC<sub>10</sub> também deverá ser aprovado, pois a falta que flui por ele é limitada pela impedância do transformador.

TABELA IV  
SELEÇÃO DE RELAÇÃO

TC	RTC <sub>Min</sub> para Carregamento	RTC <sub>Max</sub> para Sensibilidade	RTC
1, 4	300T	186T	300T
2, 3	300T	600T	600T
5, 8	120T	240T	240T
6, 7	120T	240T	240T
9	103T	186T	180T
10	206T	372T	240T

A Tabela V é baseada nas equações fornecidas em [6]. Se a tensão de saturação, V<sub>s</sub>, for menor que 20, é improvável que os TCs saturem por uma falta passante. Dizemos “improvável” em vez de “não saturará” porque não há contabilização de remanência no TC. Devido à característica de inclinação do elemento diferencial por restrição percentual, certamente não é necessário que o resultado seja menor que 20. Geralmente, não nos preocupamos em superar a característica de inclinação até que V<sub>s</sub> seja várias vezes maior que 20.

Na Tabela V, as unidades são as seguintes:

- R<sub>CT</sub> é a resistência interna do TC em Ω / espiras vezes espiras.
- C<sub>L</sub> é uma constante dos condutores. C<sub>L</sub> = 1 para faltas trifásicas a terra (3LG) e C<sub>L</sub> = 2 para faltas fase-terra (SLG).
- R<sub>LEAD</sub> é a resistência dos condutores. Os cabos dos TCs são 10 AWG com 1 Ω/1.000 ft.
- Z<sub>RELAY</sub>, como mencionado em [6], é negligenciado como insignificante.

TABELA V  
AVALIAÇÃO DA SATURAÇÃO DE TC

TC	Falta	Comprimento do Condutor (ft)	Z <sub>BURDEN</sub> (Ω)	Z <sub>ADJ_STD</sub> (Ω)	Z <sub>b</sub> (pu)	I <sub>f</sub> (pu)	X/R	V <sub>s</sub> (pu)
Equação			$R_{CT} + C_L \cdot R_{LEAD} = Z_{BURDEN}$	$\frac{V_{ANSI}}{20 \cdot I_{SEC}} + R_{CT} = Z_{ADJ\_STD}$	$\frac{Z_{BURDEN}}{Z_{ADJ\_STD}} = Z_b$	$\frac{I_{FAULT}}{I_{PRI}} = I_f$		$\left(\frac{X}{R} + 1\right) \cdot I_f \cdot Z_b = V_s$
1, 4	3LG	300	0,45 + 1 • 0,30 = 0,75	$\frac{400}{20 \cdot 5} + 0,45 = 4,45$	$\frac{0,75}{4,45} = 0,17$	$\frac{7.796}{1.500} = 5,20$	7,1	$(7,1 + 1) \cdot 5,20 \cdot 0,17 = 7,1$
1, 4	SLG	300	0,45 + 2 • 0,30 = 1,05	$\frac{400}{20 \cdot 5} + 0,45 = 4,45$	$\frac{1,05}{4,45} = 0,24$	$\frac{7.678}{1.500} = 5,12$	7,3	$(7,3 + 1) \cdot 5,12 \cdot 0,24 = 10,0$
5, 6, 7, 8	3LG	500	0,67 + 1 • 0,50 = 1,17	$\frac{800}{20 \cdot 5} + 0,67 = 8,67$	$\frac{1,17}{8,67} = 0,14$	$\frac{12.073}{1.200} = 10,06$	6,5	$(6,5 + 1) \cdot 10,06 \cdot 0,14 = 10,2$
5, 6, 7, 8	SLG	500	0,67 + 2 • 0,50 = 1,67	$\frac{800}{20 \cdot 5} + 0,67 = 8,67$	$\frac{1,67}{8,67} = 0,19$	$\frac{13.790}{1.200} = 11,49$	6,9	$(6,9 + 1) \cdot 11,49 \cdot 0,19 = 17,5$
9	3LG	450	0,50 + 1 • 0,45 = 0,95	$\frac{600}{20 \cdot 5} + 0,50 = 6,50$	$\frac{0,95}{6,50} = 0,15$	$\frac{1.974}{900} = 2,19$	9,4	$(9,4 + 1) \cdot 2,19 \cdot 0,15 = 3,3$
9	SLG	450	0,50 + 2 • 0,45 = 1,40	$\frac{600}{20 \cdot 5} + 0,50 = 6,50$	$\frac{1,40}{6,50} = 0,22$	$\frac{2.757}{900} = 3,06$	8,5	$(8,5 + 1) \cdot 3,06 \cdot 0,22 = 6,2$

Os valores de magnitude da falta e da relação  $X/R$  usados na Tabela V foram obtidos a partir do modelo de estudo de faltas. Os TCs do barramento foram avaliados usando o valor de falta mais alto do barramento, conforme descrito na Seção II.B. Observamos que os cálculos reais foram realizados usando o Mathcad® e arredondados para duas casas decimais para exibição na tabela. Portanto, avaliar manualmente as equações usando os valores arredondados não fornecerá necessariamente os resultados exatos, como mostrado, devido às diferenças de arredondamento.

Os valores de falta para os TCs de bucha H foram obtidos através de simulação de faltas nos barramentos de 230 kV e 115 kV e em seguida, selecionando aquela de maior valor. Neste caso, a maior falta passante 3LG foi para uma falta no barramento de 115 kV e a maior falta passante SLG foi para uma falta no barramento de 230 kV. Isso é lógico, uma vez que a fonte de sequência positiva mais forte é o barramento de 230 kV e a fonte de sequência zero mais forte é o autotransformador protegido. Esta configuração do sistema de potência fez a falta SLG no barramento de 230 kV e a 3LG no barramento de 115 kV as maiores faltas passantes para o TC<sub>9</sub>.

O exame da Tabela V revela que as RTCs selecionadas são adequadas para o desempenho dos TCs. Nenhum dos valores calculados para tensão de saturação por unidade,  $V_s$ , é maior que 20. Mesmo TC<sub>1</sub> e TC<sub>4</sub> de 230 kV que tiveram redução de espiras pela metade, para poderem obter a maior sensibilidade possível, passaram nessa verificação. Nesta aplicação, a capacidade de curto-circuito da subestação é relativamente modesta. Em aplicações com níveis mais altos de curto-circuito, reconectar TCs do relé 87TO para obter uma melhor sensibilidade pode não ser possível enquanto os TCs ainda estiverem com o desempenho adequado, como mostrado na Seção III.B.2.

### B. Ajustes do Relé

Agora que selecionamos as RTCs para a aplicação, é possível calcular os ajustes. Este exemplo examina apenas os valores de TAP, o pickup mínimo do elemento de restrição, O87P e o pickup do elemento sem restrição, U87P. Os ajustes das inclinações dependem de como o relé calcula a restrição e a forma da característica de inclinação, que está além do escopo do exemplo.

#### 1) Ajustes do 87TO

##### a) Ajustes de Tap do 87TO

Os fatores TAP para o relé 87TO são baseados na MVA base do transformador a 65° C. A equação (13) fornece os valores para TC<sub>1</sub> e TC<sub>4</sub>. A equação (14) fornece os valores para TC<sub>5</sub> e TC<sub>8</sub>.

$$TAP_{1\&4} = \frac{123 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 230 \text{ kV} \cdot 300T} = 1,03 \quad (13)$$

$$TAP_{5\&8} = \frac{123 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 115 \text{ kV} \cdot 240T} = 2,57 \quad (14)$$

##### b) Ajuste Mínimo de Pickup para 87TO

Selecionamos um pickup mínimo de cerca de 0,3 pu da base MVA. O uso do fator 1,67 entre o MVA base e o MVA máximo equivale a cerca de 0,18 pu do MVA máximo. Queremos que o nível de corrente medido pelo relé no pickup mínimo seja em

torno de 0,5 A para garantir um bom sinal para fornecer disparo. Este não é um valor mínimo difícil por qualquer meio—apenas uma regra prática conservadora. Para verificar o nível atual de corrente medido pelo relé 87TO, ajuste desejado em por unidade de TAP, usamos (15) e (16).

$$I_{Sec_{1\&4}} = 1,03A \cdot 0,3 = 0,31A \quad (15)$$

$$I_{Sec_{5\&8}} = 2,57A \cdot 0,3 = 0,77A \quad (16)$$

A alta RTC para disjuntores de 230 kV para atender aos requisitos de capacidade de carga significa que devemos escolher entre um nível de corrente secundário inferior ao desejado ou definir valor mínimo de pickup mais alto que o desejado. Para obter 0.5 A secundário no nível mínimo de pickup, selecionamos O87P = 0,49 de TAP na MVA base. Isso equivale a 0,29 pu do MVA máximo. Assim, selecionamos um ajuste de O87P = 0,49. Escolhemos o ajuste mais alto por segurança porque estamos contando com os relés 63SP e 87TI para melhor sensibilidade para faltas parciais nos enrolamentos. Se este compromisso não for aceitável, a implementação de uma solução de quatro relés pode ser considerada.

Nesta aplicação, vemos que o fator térmico nominal (TRF) de 2 para o TC teve um grande impacto nos resultados. Se o TRF tivesse sido apenas 1,5, os critérios de carregamento teriam forçado a RTC ser 400T em vez de 300T. O O87P teria sido elevado de 0,49 para 0,65 pu da MVA base. Esse resultado poderia ter sido considerado um nível inaceitável de sensibilidade e forçado uma atualização no sistema de proteção. Ou, em outras aplicações, o critério por máxima falta passante pode ter limitado a RTC mínima e não permitir que o TC seja reconectado para 300T, forçando novamente o ajuste mínimo do O87P a ser inaceitável.

Para um relé que é ajustado em por unidade de TC nominal para o enrolamento de referência, este enrolamento de referência seria determinado pelo cálculo da margem usando (17) e (18), e então selecionando o número mais baixo.

$$\text{Margin}_{1\&4} = \frac{TC_{Pri}}{I_{Nominal}} = \frac{1.500A}{309A} = 4,85 \quad (17)$$

$$\text{Margin}_{5\&8} = \frac{TC_{Pri}}{I_{Nominal}} = \frac{1.200A}{618A} = 1,94 \quad (18)$$

TC<sub>5&8</sub> é o enrolamento de referência. Um ajuste de O87P = 0,49 pu na base MVA em 115 kV = 303A<sub>Pri</sub>. A equação (19) converte isso em enrolamento de referência nominal.

$$O87P = \frac{303A}{1.200A} = 0,25 \quad (19)$$

Um ajuste de 0,49 pu de TAP na base MVA em um relé é equivalente a um ajuste de 0,25 pu de TC nominal em outro relé.

##### c) Ajuste do Pickup sem Restrição do 87TO

Devemos definir o pickup sem restrição, U87P, acima da corrente de inrush e da máxima corrente diferencial espúria. A Tabela V mostra que o  $V_s$  máximo para esses TCs é 10 para uma falta SLG. Isso é metade do nível em que os TCs podem saturar. Portanto, saturação severa não é provável. Assim, realizamos o ajuste com base na corrente de inrush máxima esperada. O relé 87TO inclui a zona de barramento. Como

queremos confiar no elemento 87U para efetuar disparos em alta velocidade para essas faltas, queremos, se possível, um múltiplo de pickup de 2. Se o  $V_S$  tivesse sido significativamente maior que 20, como teria sido o caso do exemplo mostrado na Fig. 11, poderíamos aplicar esse fator de margem de 2 à falta máxima para permitir até 50% de corrente diferencial espúria para uma condição de máxima de falta passante.

A Tabela III mostra que a mínima falta no lado de 230 kV é 5.820 A e a mínima falta no lado de 115 kV é 9.904 A. As equações (20) e (21) mostram ajustes que atendem a esses critérios.

$$U87P_{1\&2} = \frac{\frac{5.820 \text{ A}}{2}}{300T \cdot 1,03} = 9,4 \text{ pu} \quad (20)$$

$$U87P_{1\&2} = \frac{\frac{9.904 \text{ A}}{2}}{240T \cdot 2,57} = 8,0 \text{ pu} \quad (21)$$

Para a corrente de inrush, uma estimativa conservadora é de 8 pu na base MVA. Assim, selecionamos um ajuste de 8 vezes o TAP, que deve ser seguro contra inrush e fornecer rápida atuação para uma falta no trecho de barramento tanto do lado de alta como no de baixa, permitindo uma quantidade razoável de corrente diferencial espúria.

Novamente, para converter esse ajuste num ajuste equivalente para um relé que é ajustado em por unidade de TC nominal, convertemos os ajustes em amperes primários para a entrada de referência. Conforme mostrado na seção anterior,  $TC_{5\&8}$  é o enrolamento de referência. Um ajuste de  $U87P = 8 \text{ pu} = 4,944 \text{ A}_{\text{Pri}}$ . A equação (22) converte esse valor para nominal do enrolamento de referência.

$$U87P = \frac{4.944 \text{ A}}{1.200 \text{ A}} = 4,12 \quad (22)$$

Um ajuste de 8 em por unidade de TAP na MVA base em um relé é equivalente a um ajuste de 4,12 pu de TC nominal em outro relé.

## 2) Ajustes do 87TI

### a) Ajustes de TAP do 87TI

Os fatores de TAP para o relé 87TI são baseados na MVA base do transformador a 65° C. A equação (23) fornece os valores para o  $TC_9$ .  $TAP_{10}$  será de 2,57 - o mesmo que  $TAP_{5\&8}$ .

$$TAP_9 = \frac{123 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 230 \text{ kV} \cdot 180 \text{ T}} = 1,72 \quad (23)$$

### b) Ajuste do Pickup Mínimo para o 87TI

O critério para o ajuste do O87P do relé 87TI é o mesmo usado para o 87TO. Para verificar o nível de corrente medido pelo relé 87TI, nosso ajuste desejado em por unidade de TAP, usamos (24) para  $TC_9$ . A equação (16) fornece o valor de 0,77A para  $TC_{10}$ , o mesmo que  $TC_{5\&8}$ .

$$I_{\text{Sec}_9} = 1,72 \text{ A} \cdot 0,3 = 0,51 \text{ A} \quad (24)$$

Vemos que a nossa sensibilidade desejada em por unidade da base MVA é facilmente alcançada com um bom nível de corrente secundária medida pelo relé 87TI. Separar a zona do transformador da zona do barramento valeu a pena nesta aplicação.

## c) Ajuste do Pickup sem Restrição para o 87TI

Mais uma vez, devemos definir o pickup do elemento sem restrição,  $U87P$ , acima do valor da corrente de inrush. Mas desta vez, não estamos preocupados com a máxima corrente diferencial espúria porque uma falta passante para este relé é limitada pela impedância do transformador. A Tabela V mostra que o  $V_S$  máximo para  $TC_9$  é de apenas 6. Assim, definimos o pickup com base no máximo esperado para inrush. Ainda gostaríamos de obter um múltiplo de pickup de 2 para atuações rápidas para uma falta interna sólida.

A equação (25) fornece o ajuste do  $U87P$  que atende a esse critério para  $TC_9$ . A equação (21) fornece o valor de 8,0 para  $TC_{10}$ , o mesmo que  $TC_{1\&4}$ .

$$U87P_9 = \frac{\frac{5.820 \text{ A}}{2}}{180T \cdot 1,72} = 9,4 \text{ pu} \quad (25)$$

Não surpreendentemente, vemos que (20) para 87TO e (25) para 87TI avaliam para o mesmo valor porque ambos estão em por unidade de MVA base e a saturação de TC para faltas externas não é uma preocupação. Novamente, selecionamos um ajuste de  $U87P = 8$  vezes TAP que deve ser segura contra inrush e operar rapidamente para uma falta sólida interna, permitindo uma quantidade razoável de corrente diferencial espúria.

## 3) Ajustes do 87BHL

### a) Ajustes de TAP do 87BHL

Os fatores de TAP para o relé 87BHL são baseados na corrente nominal do barramento que é de 3.000 A. Assim,  $TAP_2$  e  $TAP_4$  são 5,00. Usamos (1) para calcular o  $TAP_9$ . A equação (26) fornece o valor.

$$TAP_9 = \frac{3.000 \text{ A}}{180 \text{ T}} = 16,67 \quad (26)$$

### b) Ajuste de Pickup Mínimo do 87BHL

O critério para ajuste de O87P do relé 87BHL é ser abaixo da mínima falta no barramento com margem. Uma margem de 3 foi utilizada no desenvolvimento da Tabela III. Podemos usar uma margem de sensibilidade maior (Margem = 3) para este elemento sobre o que foi usado para o elemento sem restrição (Margem = 2) devido à segurança fornecida pela característica de restrição percentual. Se possível, um ajuste acima da carga máxima pode fornecer segurança contra abertura acidental de uma chave de teste de TC. Mas o limite de dependabilidade é mais importante. A equação (27) fornece o ajuste baseado na mínima corrente de falta com margem.

$$O87P = \frac{\frac{5.828 \text{ A}}{3}}{600 \text{ T} \cdot 5,00} = 0,64 \text{ pu} \quad (27)$$

Com um fator de margem de 3, nossa sensibilidade desejada em por unidade da capacidade nominal do barramento está abaixo da máxima corrente de carga (1pu). Como o limite de dependabilidade é o mais importante, definimos  $O87P = 0,64 \text{ pu}$ .

Não há ajuste de  $U87P$  para este relé porque o relé da zona de barramento teria suas funções harmônicas desativadas (se o recurso estiver presente).

#### 4) Ajustes do 87BLL

##### a) Ajustes de TAP do 87BLL

Os fatores de TAP para o relé 87BLL são baseados na capacidade nominal do barramento que é de 1.200 A. Como todos os TCs têm a mesma capacidade nominal primária, os valores de TAP<sub>6</sub>, TAP<sub>7</sub>, e TAP<sub>10</sub> são definidos como 5,00.

##### b) Ajuste Mínimo de Pickup do 87BLL

O critério para o ajuste de O87P do relé 87BLL é utilizar valor abaixo da mínima falta na barra com uma margem. Uma margem de 3 foi utilizada no desenvolvimento da Tabela III. Um ajuste acima da carga máxima pode fornecer segurança perante abertura acidental de uma chave de teste de TC. A equação (28) fornece o ajuste baseado na mínima corrente de falta com margem.

$$O87P = \frac{9.904 \text{ A}}{240T \cdot 5,00} = 2,72 \text{ pu} \quad (28)$$

Com um fator de margem de 3, nossa sensibilidade desejada por unidade de capacidade nominal de barramento é muito maior do que a corrente de carga máxima. Como não há razão para ajustá-la acima da máxima corrente de carga, definimos  $O87P = 1.00$  pu.

## X. AGRADECIMENTO

Os autores gostariam de agradecer a Jordan Bell da SEL Engineering Services, Inc. por validar a programação do elemento diferencial de barras detalhada no Apêndice A e realizar testes usando um simulador digital em tempo real para obter os gráficos de desempenho apresentados neste artigo.

## XI. REFERÊNCIAS

- [1] B. Kasztenny, M. J. Thompson, and D. Taylor, "Time-Domain Elements Optimize the Security and Performance of Transformer Protection," proceedings of the 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, March 2018.
- [2] J. D. McDonald, *Electric Power Substations Engineering*, 3rd ed. CRC Press, Boca Raton, FL, 2012.
- [3] A. Hargrave, M. J. Thompson, B. Heilman, "Beyond the Knee Point: A Practical Guide to CT Saturation," proceedings of the 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, March 2018.
- [4] IEEE C37.110-2007, IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes.
- [5] S. E. Zocholl, "Rating CTs for Low Impedance Bus and Machine Differential Applications," proceedings of the 54th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 2001.
- [6] M. Thompson, R. Folkers, and A. Sinclair, "Secure Application of Transformer Differential Relays for Bus Protection," proceedings of the 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 2005.
- [7] B. Kasztenny, M. Thompson, and N. Fischer, "Fundamentals of Short-Circuit Protection for Transformers," proceedings of the 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, March 2010.
- [8] J. L. Blackburn, *Protective Relaying: Principles and Applications*, 1st ed. Marcel Dekker, Inc., New York, NY, 1987.
- [9] IEEE C37.234-2009, IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses.
- [10] M. J. Thompson, "Percentage Restrained Differential, Percentage of What?" proceedings of the 64th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 2011.

- [11] IEEE C37.91-2008, IEEE Guide for Protecting Power Transformers.
- [12] B. Kasztenny, N. Fischer, and H. J. Altuve, "Negative-Sequence Differential Protection – Principles, Sensitivity, and Security," proceedings of the 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 2015.
- [13] M. Thompson, F. K. Basha, and C. Holt, "Modern Protection of Three-Phase and Spare Transformer Banks," proceedings of the 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 2016.
- [14] Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, 4th ed., Pittsburgh: Westinghouse, 1964, pp. 172.
- [15] IEEE C57.12.10-2010, IEEE Standard Requirements for Liquid-Immersed Power Transformers.
- [16] NERC Standard TPL-001-4 — Transmission System Planning Performance Requirements.

## XII. BIOGRAFIAS

**Shahab Uddin** recebeu seu diploma de bacharel em engenharia elétrica pela Jamia Millia Islamia, Índia, em 1999, Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica pelo Rensselaer Polytechnic Institute em 2003 e MBA pela University of New Hampshire em 2010. Após se graduar, trabalhou por oito anos na Northeast Utilities (atualmente Eversource Energy) em vários departamentos como Controle e Proteção de Transmissão, Operações de Transmissão e Planejamento e Estratégia de Subtransmissão. Desde 2011, está na American Electric Power no departamento de Proteção e Controle da Transmissão. Shahab é atualmente um supervisor e é responsável pelo serviço elétrico na área de Oklahoma.

**Abu Sayeed Bapary** recebeu seu título de bacharel em engenharia elétrica e eletrônica pela Bangladesh University of Engineering and Technology, em 1992. Depois de se graduar, serviu por quase nove anos por várias funções em Bangladesh em projeto de subestações elétricas, engenharia de proteção e controle. Depois de completar seu mestrado em engenharia elétrica e de computação pela Concordia University, Montreal, Canadá, em 2006, ingressou na American Electric Power como engenheiro de proteção e controle e atualmente trabalha como engenheiro principal no departamento de Engenharia de Proteção e Controle. É membro do IEEE e membro ativo do IEEE PES Power System Relaying and Control Committee. Abu é um engenheiro profissional registrado no estado de Oklahoma.

**Michael Thompson** recebeu seu bacharelado, magna cum laude, da Bradley University em 1981 e M.B.A da Eastern Illinois University em 1991. Depois de se graduar, serviu por quase quinze anos na Central Illinois Public Service (atualmente AMEREN). Antes de ingressar na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) em 2001, esteve envolvido no desenvolvimento de vários relés de proteção numéricos enquanto trabalhava na Basler Electric. Atualmente, é engenheiro da SEL Engineering Services, Inc. É membro sênior do IEEE, membro do IEEE PES Power System Relaying and Control Committee (PSRCC), ex-presidente do Subcomitê de Proteção de Subestações do PSRCC e recebeu o Standards Medallion do IEEE Standards Association em 2016. Michael é engenheiro profissional registrado em seis jurisdições, contribuiu para o livro *Modern Solutions for the Protection Control and Monitoring of Electric Power Systems*, publicou numerosos artigos técnicos e em revistas e detém três patentes associadas à proteção e controle de sistemas de potência.

**Ryan McDaniel** recebeu seu bacharelado em engenharia da computação pela Ohio Northern University em 2002. Em 1999, foi contratado pela American Electric Power (AEP) como técnico de relés, onde realizava comissionamento de sistemas de proteção. Em 2002, começou a trabalhar no grupo Engenharia de Projetos de Estações como engenheiro de proteção e controle. Suas responsabilidades nessa posição incluíam projeto de proteção e controle para equipamentos de subestações, distribuição e transmissão, bem como estudos de coordenação para o sistema AEP. Em 2005, ele ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. e atualmente é engenheiro sênior de aplicações de campo. Suas responsabilidades incluem o fornecimento de suporte em aplicação e treinamentos técnicos para usuários de relés de proteção. Ryan é um engenheiro profissional registrado no estado de Illinois e membro do IEEE.

**Kunal Salunkhe** recebeu o grau de Bacharel em Engenharia Elétrica pela University of Pune, Índia, em 2006 e Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica pela University of Houston em 2011. Após a graduação, ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Suas responsabilidades incluem projetos de sistemas de proteção e controle para subestações de distribuição e transmissão. Também fornece estudos de sistemas de potência para clientes industriais e concessionárias. Kunal é um engenheiro profissional registrado no estado do Texas e membro do IEEE.