

Novo Esquema de Falha de Disjuntor para Geradores Baseado em Tensão

Michael Thompson e Dale Finney
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Apresentado em
15th International Conference on Developments in Power System Protection
Liverpool, Reino Unido
9 a 12 de março de 2020

Traduzido para o português em abril de 2021

Novo Esquema de Falha de Disjuntor para Geradores Baseado em Tensão

Michael Thompson e Dale Finney, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Resumo—Muitas condições operativas anormais podem causar danos significativos aos sistemas geradores se não forem devidamente eliminadas. Esquemas tradicionais de falha de disjuntor medem a corrente, indicando se o disjuntor falhou ao abrir. Esse sinal é muito pequeno para ser uma indicação confiável do estado do disjuntor para muitos elementos de proteção de geradores. A prática atualmente aceita na indústria é usar o estado mecânico do disjuntor, 52a, como um complemento ao detector de corrente para manter o temporizador de falha de disjuntor ativado. Este artigo descreve um novo esquema de falha de disjuntor para disjuntores de geradores baseado em medições de tensão para detectar a falha de um disjuntor do gerador ao abrir e separá-lo do sistema elétrico. O novo esquema pode ser aplicado aos disjuntores do gerador em conjunto com o esquema tradicional de falha de disjuntor baseado em corrente para eliminar a necessidade de confiar na indicação do estado mecânico do disjuntor. O sistema utiliza as medições dos parâmetros de sincronismo entre os sinais de tensão em ambos os lados do disjuntor para determinar se o disjuntor falhou em abrir. Esses parâmetros são originados na função de verificação de sincronismo presente no relé de proteção do gerador. O artigo discute detalhes do esquema e considerações de aplicação e operação relativas à topologia de uma planta de geração.

Palavras Chave—Falha de disjuntor, proteção de gerador, motorização de gerador.

I. INTRODUÇÃO

A proteção dos geradores síncronos é muito diferente da proteção da maioria dos outros elementos do sistema elétrico. Em linhas, barramentos e transformadores, o engenheiro de proteção pode se concentrar na detecção de curtos-circuitos com fluxo de corrente significativo que deve ser detectado e eliminado rapidamente para limitar os danos e impedir a perda de estabilidade. Os geradores, por outro lado, são sistemas eletromecânicos muito caros e complexos. A detecção de curto-circuito é, obviamente, tão importante quanto para outros elementos do sistema elétrico. Porém, a maioria dos esquemas de proteção que o engenheiro de proteção deve aplicar a um gerador refere-se à detecção de condições operacionais anormais que podem danificar a máquina elétrica e/ou a máquina primária se não forem eliminadas. Muitas dessas condições operacionais anormais podem ocorrer com corrente muito baixa fluindo no disjuntor principal do gerador. Esquemas de falha de disjuntor tradicionais baseados em corrente podem falhar na detecção de falha ao abrir quando ocorre um trip no gerador causado por uma condição de operação anormal.

A importância da operação correta da falha do disjuntor não pode ser exagerada. Uma falha rápida no isolamento do gerador coloca em risco a máquina e o sistema elétrico. Por outro lado, uma operação desnecessária de falha do disjuntor pode resultar

na perda de vários geradores e levar a uma extensa interrupção do sistema elétrico.

Embora as verdadeiras condições operacionais anormais de trip sejam raras, muitos geradores são frequentemente desligados por um processo chamado de trip sequencial. Em um desligamento por trip sequencial, ocorre um trip na máquina primária para motorizar intencionalmente o gerador. O disjuntor do gerador é então aberto por um relé de potência reversa que detecta essa condição de motorização. Isso é feito para garantir que todas as fontes de energia mecânica tenham sido removidas. Por exemplo, se as válvulas de vapor de uma turbina a vapor do gerador não estiverem instaladas adequadamente, deixando um pequeno fluxo de vapor na turbina, o gerador pode girar livremente até uma sobrevelocidade prejudicial, uma vez que não está mais em sincronismo com o sistema elétrico. As turbinas a vapor, em particular, podem ser rapidamente danificadas durante um evento de sobrevelocidade. Ao abrir o disjuntor do gerador usando um relé de potência reversa, a possibilidade de tal situação é eliminada. No entanto, se a condição intencional de motorização continuar porque o disjuntor falhou em abrir, a máquina primária pode ser danificada em menos tempo do que um operador normalmente pode analisar a situação e acionar manualmente os disjuntores adjacentes. A corrente apresentada ao relé de falha de disjuntor durante um evento de motorização, para uma turbina a vapor, pode ser da ordem de 0,33% da sua classificação nominal [1]. A motorização intencional durante o desligamento normal ocorrerá muitas vezes durante a vida útil do sistema de geração.

Para garantir que os sistemas de falha de disjuntor dos disjuntores do gerador sejam confiáveis para trips em condições operacionais anormais, as diretrizes da indústria apresentam o uso de indicação mecânica do status de disjuntor fechado (contato auxiliar 52a) para manter a temporização de falha do disjuntor, além do detector de corrente tradicional [2]. Em muitos casos, o proprietário da transmissão e o proprietário do gerador são entidades separadas. Frequentemente, o sistema de proteção contra falhas do disjuntor da transmissão é projetado pelo proprietário da transmissão que pode não estar familiarizado com os requisitos especiais dos sistemas de falha do disjuntor do gerador. Houve casos de danos no sistema do gerador porque o sistema de falha do disjuntor não incluía um contato 52a. Para ajudar a aumentar a atenção, [3] foi recentemente atualizado para incluir uma cláusula separada dedicada aos requisitos especiais dos sistemas de falha do disjuntor aplicados aos disjuntores do gerador.

Uma vez que uma indicação mecânica está propensa a ambas as falhas de segurança e confiabilidade, uma medida

elétrica pode ser mais confiável [4]. Este artigo descreve um novo esquema de falha do disjuntor para disjuntores do gerador baseado em medições de tensão para detectar a falha de um disjuntor do gerador em abrir e separá-lo do sistema elétrico.

II. REVISÃO DOS CONCEITOS DE FALHA DO DISJUNTOR

Esquemas de falha do disjuntor incluem a combinação AND de dois sinais, juntamente com um temporizador de atraso [3]. O primeiro sinal indica que o disjuntor recebeu um comando de abertura para desconectar os elementos do sistema de potência para eliminar um curto-circuito ou condição de operação anormal. O segundo sinal indica se o disjuntor está aberto ou fechado. A lógica pode ser simplesmente descrita da seguinte maneira: se o disjuntor tiver sido comandado para abrir e não abrir em um tempo razoável, é enviado trip à todos os disjuntores adjacentes para desconectar o elemento do sistema de potência.

O sinal mais comum para indicar se o disjuntor ainda está fechado após o comando de abertura é uma medição da corrente através do disjuntor. O elemento 50BF é alternativamente definido como um detector de falta (acima da carga) para garantir que o temporizador 62BF ative apenas em condições de falta para melhorar a segurança; ou como um detector de corrente (no mínimo) para detectar a abertura do disjuntor [3]. Mesmo quando definido como um detector de corrente, esse sinal é uma indicação não confiável para muitas condições de trip para proteção do gerador. A magnitude da corrente durante um evento de motorização do gerador e para outras condições potencialmente prejudiciais pode ser menor do que a capacidade de um relé de determinar que o disjuntor falhou em abrir.

A Fig. 1 mostra o esquema lógico para um sistema típico de falha de disjuntor do gerador. A adição da indicação mecânica do disjuntor ao esquema tradicional de falha do disjuntor baseado em corrente oferece, em teoria, a solução para detecção de falha do disjuntor para baixas correntes. No entanto, a indicação mecânica através do contato auxiliar do disjuntor 52a não é infalível. A indicação é uma representação mecânica do estado do disjuntor e faz parte do sistema mecânico que está sendo monitorado quanto à falha [4]. Nota-se que recursos adicionais de um esquema de proteção moderno de falha de disjuntor, como retrip e trip selado são omitidos das figuras desse artigo.

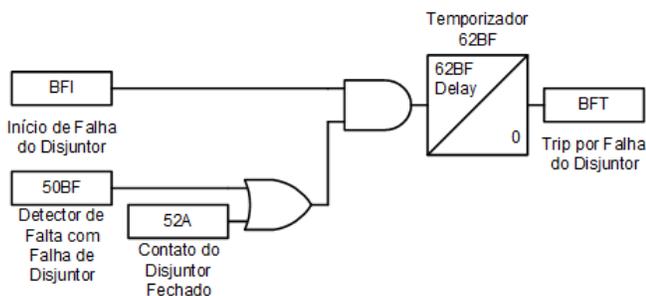


Fig. 1. Lógica típica do esquema de falha de disjuntor do gerador.

A indicação mecânica é fornecida pelos contatos auxiliares do disjuntor de uma câmara rotativa que está diretamente ligada ao mecanismo do disjuntor. Em muitas aplicações em plantas geradoras, relés auxiliares são usados para multiplicar os contatos de indicação de estado do disjuntor. Frequentemente, a distância entre o disjuntor principal e os circuitos de proteção e controle do gerador é bastante grande, sendo utilizado um relé auxiliar para replicar os contatos de estado do disjuntor para reduzir também o comprimento e a queda de tensão nos circuitos. Isso geralmente adiciona um componente adicional que pode falhar no sistema. Um contato 52a (em vez de um 52b) tem sido normalmente usado, uma vez que circuitos abertos na fiação de controle ou as falhas do relé auxiliar estão entre os modos mais comuns de falha do estado do disjuntor.

A falha na indicação mecânica do estado do disjuntor pode resultar em falhas de segurança e confiabilidade do sistema de proteção contra falhas do disjuntor. Se a indicação mecânica indicar falsamente que o disjuntor ainda está fechado quando foi aberto corretamente, ocorre uma falha de segurança e elementos adjacentes do sistema elétrico são acionados desnecessariamente. Se a indicação mecânica indicar falsamente que o disjuntor está aberto quando não está, ocorre uma falha de confiabilidade e o sistema de geração associado ao disjuntor pode ser severamente danificado. É necessário um sistema mais confiável para detectar que o disjuntor do gerador falhou ao abrir.

Os esquemas de proteção contra falhas do disjuntor sempre devem ser projetados para oferecer alta confiabilidade com um viés em relação à segurança, dado o efeito disruptivo que o trip de backup pode ter no sistema elétrico. Para melhorar a confiabilidade, uma medição elétrica para confirmar uma condição de falha na abertura é preferida à uma indicação mecânica.

III. 25BF, FALHA DE DISJUNTOR COM VERIFICAÇÃO DE SINCRONISMO

A. Relés de Verificação de Sincronismo (25)

Os relés de verificação de sincronismo (25) são normalmente utilizados para supervisionar o fechamento dos disjuntores do gerador. Um relé de verificação de sincronismo tipicamente monitora o ângulo dos sinais de tensão em ambos os lados de um disjuntor. Um relé moderno de verificação de sincronismo baseado em microprocessador é adequado para aplicações de sincronização de geradores, medindo diretamente os três parâmetros críticos de sincronismo [5] definidos em (1), (2) e (3).

$$F_{\text{INCOMING}} - F_{\text{RUNNING}} = \text{SLIP} \quad (1)$$

$$\left(\frac{V_{\text{INCOMING}} - V_{\text{RUNNING}}}{V_{\text{RUNNING}}} \right) \cdot 100 = \text{VDIF}\% \quad (2)$$

$$\text{ANG}_{\text{INCOMING}} - \text{ANG}_{\text{RUNNING}} = \text{ADIF} \quad (3)$$

onde:

INCOMING é o sinal do gerador.

RUNNING é o sinal do barramento.

F é a frequência medida.

SLIP é a diferença de frequência.

V é a magnitude da tensão medida.

VDIF% é a diferença da magnitude em porcentagem.

ANG é o ângulo medido.

ADIF é a diferença de ângulo.

Quando estes três parâmetros estão definidos dentro dos critérios de aceitação de sincronismo, o relé de verificação de sincronismo fornece um sinal permissivo para permitir que o disjuntor feche. É uma boa prática somente habilitar o relé de verificação de sincronismo quando o disjuntor está aberto, pois os três parâmetros de sincronismo serão sempre satisfeitos quando o disjuntor está fechado. Queremos que o relé de verificação de sincronismo comece a medir os três parâmetros de sincronismo somente quando o disjuntor estiver aberto, de modo que o permissivo transite de nível lógico baixo para nível lógico alto.

B. Proteção de Falha de Disjuntor por Verificação de Sincronismo (25BF)

Se o gerador tiver slip zero, diferença de tensão zero e diferença de ângulo zero no disjuntor principal, é uma boa indicação de que o gerador está conectado ao sistema de energia. O esquema 25BF usa esses critérios para confirmar que o disjuntor principal do gerador falhou ao abrir. A Fig. 2 mostra a lógica para detectar que o gerador permanece sincronizado com o sistema elétrico. São utilizadas bandas de tolerância razoáveis em torno de zero para compensar os erros de magnitude e ângulo inerentes nos circuitos dos transformadores de instrumento. Verificar os erros é recomendado. Isso pode ser feito ativando o elemento de verificação de sincronismo enquanto o disjuntor está fechado.

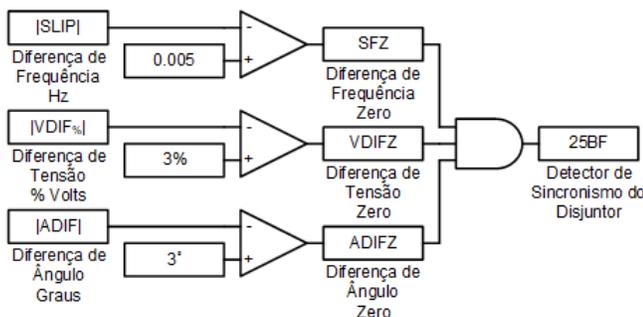


Fig. 2. Três parâmetros de sincronismo.

O elemento 25BF é usado de maneira semelhante ao elemento 50BF ou ao bit 52A, como mostrado na Fig. 1 para

determinar que o disjuntor falhou em abrir e permitir que o temporizador de falha do disjuntor, 62BF, atinja o tempo limite.

Depois que um gerador está separado do sistema elétrico, todas as três verificações que indicam sincronismo serão desativadas em um período razoavelmente curto de tempo. A lógica do esquema requer apenas que uma verificação assuma nível lógico baixo. Para separações que envolvem rejeição de carga, a força de aceleração é grande e o slip e o ângulo divergem de zero muito rapidamente. Mas, para esse tipo de trip, os esquemas de 50BF são eficazes. O pior cenário para o uso de medições de sincronismo para detectar falha na abertura é um gerador durante um trip sequencial. A potência mecânica fornecida pela máquina primária é propositalmente zero, portanto, as forças para mover o gerador para fora do sincronismo são pequenas. As turbinas a vapor e hidroelétricas geralmente apresentam inércia muito alta e baixas perdas por ventilação, o que contribuirá possivelmente para uma divergência lenta dos três parâmetros de sincronismo. Por esta razão, o esquema lógico de falha do disjuntor da Fig. 1 é modificado como na Fig. 3 para incluir um temporizador separado para estas correntes baixas de trip.

Incluindo uma iniciação e um temporizador separados permite que o sistema de proteção contra falha do disjuntor seja otimizado para a segurança. O engenheiro de proteção pode iniciar o esquema 50BF para todos ou alguns elementos de proteção e iniciar o esquema 25BF apenas para os elementos de proteção que exijam o esquema baseado em tensão, como 24, 32R, 59P, 63SPR, 64G e 64F. Na próxima seção, as considerações para início de falha do disjuntor (BFI) serão discutidas mais detalhadamente.

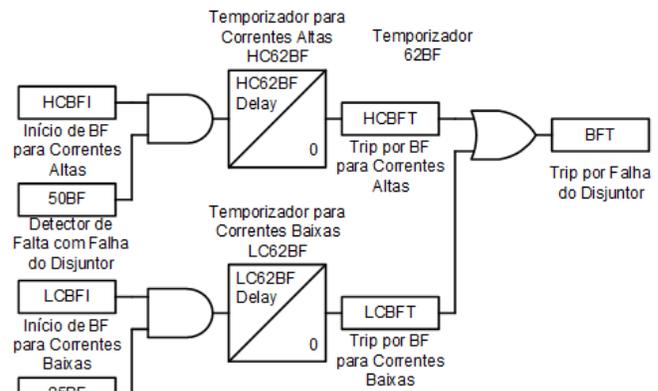


Fig. 3. Novo esquema de falha de disjuntor do gerador.

O tempo permitido para eliminar uma falta (HCBFI com supervisão 50BF) é extremamente curto. Para faltas, geralmente exigimos uma margem mínima do temporizador HC62BF (a margem entre o tempo esperado para o disjuntor interromper e declarar que falhou) para manter o sistema estável. As configurações típicas deste temporizador são de 6 a 10 ciclos. Por outro lado, trips em condições operacionais anormais permitem um tempo maior, portanto, é aceitável um tempo mais longo para permitir que o elemento 25BF seja desativado. Por exemplo, o tempo recomendado para enviar um

trip à um gerador de turbina a vapor para uma condição de motorização é de 10 a 30 segundos [2]. Uma configuração típica para o temporizador LC62BF está na faixa de 15 a 60 ciclos.

Semelhante à prática de iniciar um desligamento normal durante o processo inicial de comissionamento de um gerador e medir a potência atual de motorização para ajustar a configuração do relé de potência reversa, o tempo de desativação do elemento 25BF durante um desligamento normal pode ser usado para ajustar a configuração do temporizador LC62BF. Mesmo com uma grande margem de tempo, o esquema 25BF ainda pode separar o gerador mais rapidamente do que um operador usando intervenção manual.

A Fig. 4 mostra uma simulação de um trip sequencial bem-sucedido em um turbogerador de 60 Hz. Podemos ver que o bit 25BF foi desativado em 80 ms (4,8 ciclos) após BFI ir para nível lógico alto. O primeiro elemento a desativar é o SFZ. ADIFZ desativa em 234 ms (14,0 ciclos) e VDIFZ desativa em 285 ms (17,1 ciclos). Nesse caso, 25BF levou apenas 1,3 ciclo para desativar após a abertura dos contatos principais, como pode ser observado pelos sinais de corrente. Assim, o esquema não é significativamente mais lento que o esquema 50BF. No entanto, sugerimos configurações conservadoras, uma vez que uma operação mais lenta é aceitável para esses trips com correntes baixas.

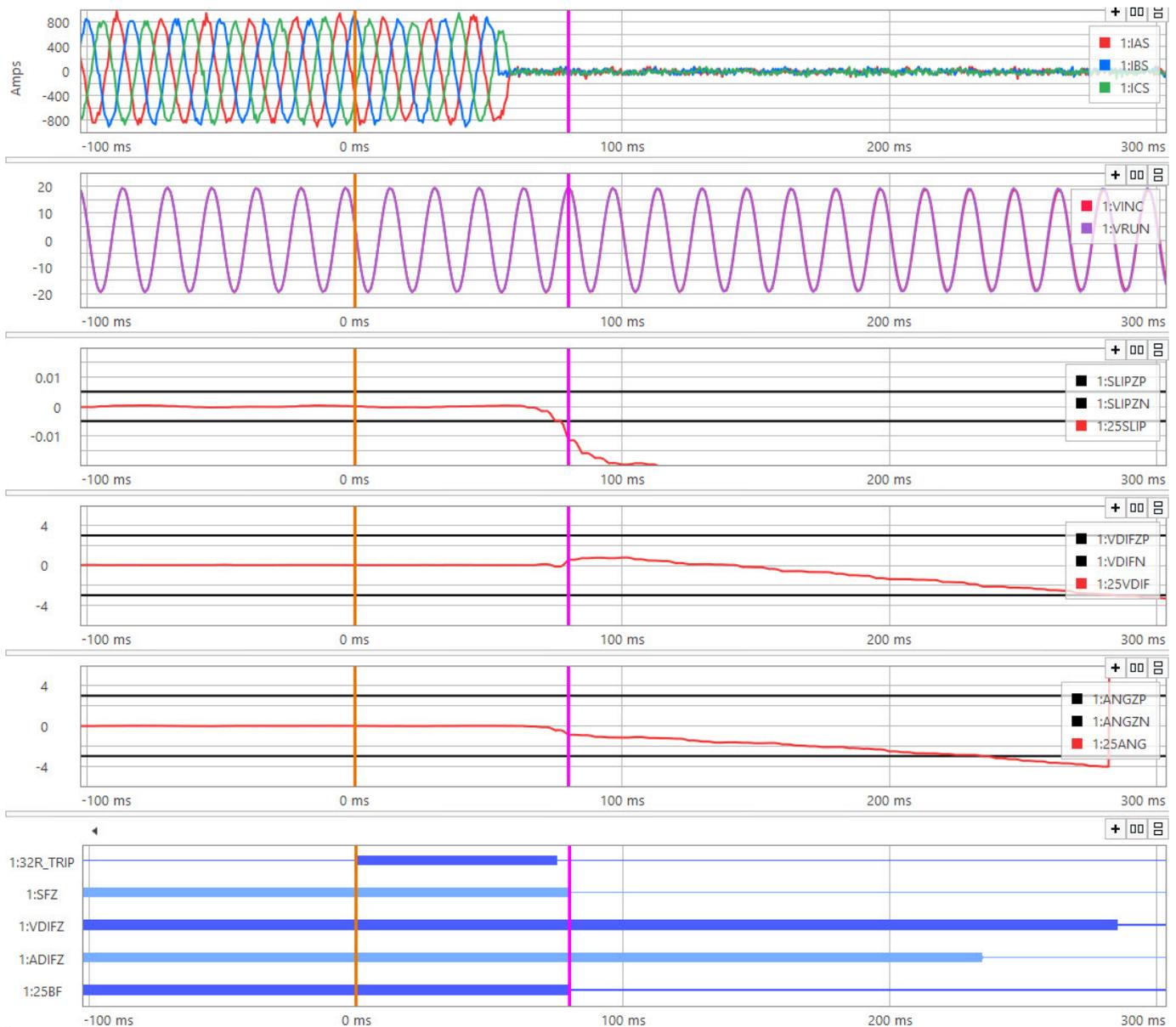


Fig. 4. Simulação de desligamento normal.

IV. CONSIDERAÇÕES DE APLICAÇÃO

Nesta seção, discutiremos considerações práticas para a aplicação do esquema 25BF. Nós cobriremos aplicações onde o gerador tem um único disjuntor principal conectando-o ao sistema elétrico e aplicações onde o gerador tem dois disjuntores conectando-o ao sistema elétrico.

Como cada disjuntor separa duas zonas de proteção, o disjuntor será acionado por sistemas de proteção do sistema de geração e sistemas de proteção das zonas adjacentes. O novo esquema possui duas entradas de BFI. Por esse motivo, também recomendamos considerações para projetar os BFIs para os dois esquemas.

A. Aplicações de Disjuntor Único

O esquema é bastante simples quando utilizado em uma aplicação de disjuntor único. Se o disjuntor único falhar em separar o gerador do sistema elétrico, a falha poderá ser determinada de forma seletiva por sinais de corrente (50BF) ou sinais de tensão (25BF). Ambas as condições de supervisão interromperão seus respectivos temporizadores para evitar um trip por falha de disjuntor.

Para uma falta no barramento em uma aplicação de disjuntor único (barra simples), a proteção de barra normalmente irá iniciar diretamente um trip simultâneo do gerador (trip simultâneo de todas as fontes de energia do sistema de geração, incluindo o disjuntor principal, disjuntor de campo, máquina primária e transferência de energia auxiliar). O início do esquema de falha do disjuntor da proteção de barramento frequentemente não é realizado, pois em aplicações de barra simples, todos os disjuntores da mesma são acionados tanto para uma falta no barramento da subestação, quanto para falha de disjuntor. Não há considerações especiais para iniciar os dois esquemas dos trips de proteção. Para aplicações que não usam trip sequencial de um relé 32R, o trip manual para desligar o gerador deve iniciar o esquema 25BF.

B. Aplicações de Disjuntores Duplos

As aplicações que possuem dois disjuntores conectando o gerador ao sistema elétrico são menos simples. Exemplos incluem arranjos com barramento em anel, barramento disjuntor e meio e barra dupla ou disjuntor duplo. Essas configurações de barra são populares pois fornecem maior resiliência e tolerância a falhas de elementos do sistema elétrico. O uso de sinais de tensão para detectar uma falha na abertura do disjuntor tem a limitação inerente de que, diferentemente dos sinais de corrente, os sinais de tensão por si só não fornecem seletividade para determinar qual disjuntor não conseguiu abrir e separar o gerador do sistema elétrico. Se um disjuntor falhar na abertura, os sinais de tensão no lado do sistema do disjuntor que foi aberto com sucesso, permanecerão sincronizados com os sinais do lado do gerador através de caminhos dos barramentos adjacentes.

A Fig. 5 mostra um arranjo típico de barra em disjuntor e meio que usaremos para ilustrar a aplicação do novo esquema 25BF. Iremos nos concentrar em G1, CB1 e CB2. Se um sinal de trip for fornecido ao CB1 e CB2 para proteger G1 e um dos dois disjuntores não abrir, o elemento 25BF indicará essa falha,

mas não poderá determinar apenas pela tensão quais disjuntores deverão abrir para isolar adequadamente o gerador.

Como na maioria dos esquemas de proteção, há desvantagens a serem consideradas entre segurança e confiabilidade. Devemos considerar o modo e as consequências dos danos que a proteção foi projetada para evitar, bem como as consequências das ações tomadas para evitar esses danos. [4]

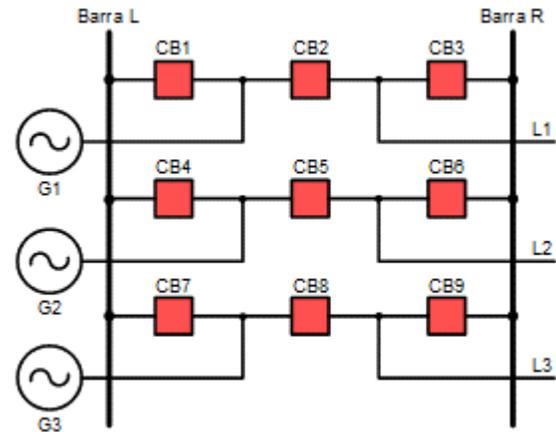


Fig. 5. Exemplo de aplicação de disjuntor duplo.

Para aplicações de disjuntor duplo, o esquema 25BF é aplicado como mostrado na Fig. 6 e Fig. 7. O esquema é modificado para incluir um temporizador adicional e utiliza o estado do disjuntor 52a para orientar o trip de falha do disjuntor para melhorar a seletividade. Embora isso pareça não oferecer vantagem sobre o esquema 52BF original mostrado na Fig. 1, o novo esquema aprimora a segurança e a confiabilidade ao usar apenas o status 52a. O esquema 25BF de disjuntor duplo utiliza a indicação 52a apenas para enviar BFT após o elemento 25BF ter determinado que o gerador não foi separado do sistema. Isso oferece melhorias contra falhas do contato 52a em relação à lógica que depende apenas do status do contato mecânico para identificar a falha do disjuntor [4].

O temporizador DB62BF é executado simultaneamente com os dois temporizadores LC62BF e é ajustado com um atraso duas vezes maior que o dos temporizadores LC62BF.

Se os dois elementos 25BF indicarem que o gerador ainda está conectado ao sistema, ambas as zonas serão desligadas para evitar danos ao sistema do gerador. Essa lógica oferece aprimoramento sobre a lógica somente mecânica de trip por falha do disjuntor para confiabilidade contra falhas do contato 52a.

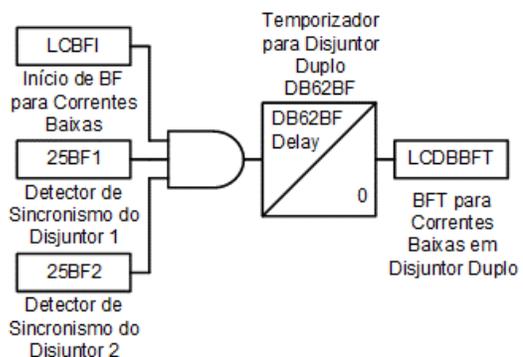


Fig. 6. Esquema lógico para disjuntor duplo.

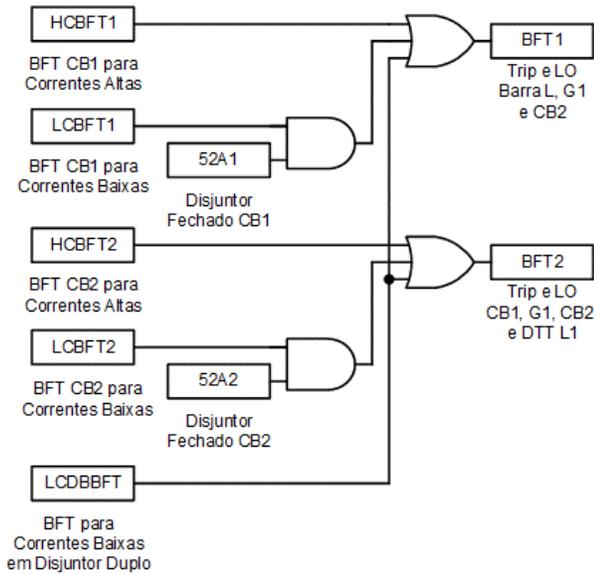


Fig. 7. Lógica de trip para disjuntor duplo.

Este exemplo ilustra um dos benefícios de um arranjo de barras com disjuntor e meio [4]. Referindo-se à Fig. 5, a isolamento incorreto do barramento L e da linha 1 remove apenas um elemento (gerador ou linha) da rede de transmissão, o que não é tão grave quanto o que aconteceria se CB2 apresentasse uma falha de disjuntor e tudo funcionasse corretamente [4]. Portanto, o novo esquema de falha do disjuntor melhora significativamente a proteção do sistema do gerador contra danos causados por um incidente de falha do disjuntor sem grandes efeitos adversos à rede [4].

Em arranjos de dois disjuntores, é importante organizar os BFIs de modo que apenas os trips de desligamento do gerador [4] iniciem o esquema 25BF. Os trips que não desligam o gerador, como acionar manualmente apenas um dos dois disjuntores, não devem iniciar o novo esquema, pois a unidade permanece sincronizada. Da mesma forma, se relés que protegem a zona adjacente (barra L ou linha L1 no exemplo da Fig. 5) iniciarem o trip do disjuntor compartilhado, o gerador permanecerá em sincronismo com o sistema elétrico através do outro disjuntor.

Esta orientação também se aplica a qualquer um dos esquemas de falha do disjuntor com corrente baixa (52BF e 25BF). Para ajudar a direcionar o esquema de falha do disjuntor do gerador de forma segura, inicie todos os trips de faltas (linha, barramento, transformador e gerador) em que 50BF é confiável para a entrada BFI. Direcione apenas os trips do gerador em condição de operação anormal para a entrada BFI de corrente baixa.

Além disso, é recomendado o uso do elemento de proteção bruto para LCBFI [4]. Isto fornece um segundo meio de desativar LCBFT e parar o temporizador DB62BF no tempo limite. Uma vez que o gerador esteja separado com êxito através do trip por falha do disjuntor, o BFI pode desativar mais rapidamente do que o elemento 25BF, o que pode reduzir o ajuste necessário do temporizador DB62BF. Podemos ver isso na Fig. 4. O sinal BFI, 32R_TRIP, desativa 5 ms antes do 25BF. De outro modo, se o BFI é iniciado a partir do estado de

bloqueio do gerador, o temporizador DB62BF deve ser ajustado de forma semelhante ao temporizador LC62BF.

V. CONCLUSÃO

A proteção do gerador envolve diversos elementos de proteção que detectam condições de funcionamento anormais que podem resultar em elevados custos com danos [4] para o complexo sistema eletromecânico de geração. Algumas dessas condições operacionais anormais podem ser acompanhadas por um fluxo de corrente muito baixo através do disjuntor do gerador. A proteção contra potência reversa é um desses elementos de proteção que é frequentemente usado para o desligamento normal de um turbogerador, por meio de um processo conhecido como trip sequencial. Esse esquema opera muitas vezes durante a vida útil do sistema. A motorização de um turbogerador enquanto consome apenas alguns miliampères de corrente secundária no circuito do relé, pode causar danos significativos à turbina [4].

O tempo de danificação é muito mais longo do que o de uma falta, mas menor que o tempo para o operador responder manualmente. Tradicionalmente, a detecção de corrente é complementada com a detecção mecânica do status do disjuntor usando um contato 52a para detectar uma condição de falha do disjuntor do gerador [4]. A proteção mecânica pode sofrer tanto com falhas de confiabilidade quanto de segurança [4]. Um elemento baseado em verificação de sincronismo fornece uma medida elétrica para confirmar que o gerador não foi separado do sistema elétrico.

A proteção tradicional contra falha de disjuntor baseada em corrente é importante para fornecer eliminação rápida de faltas que podem causar danos significativos ou instabilidade no sistema. Porém, os esquemas 50BF falham na proteção do gerador para muitos trips em condições anormais de operação. Os esquemas de falha do disjuntor devem ser projetados com alta confiabilidade, porém, com um viés em relação à segurança, pois eles serão utilizados como restrição com muito mais frequência do que utilizados para trip.

Arranjos de barras com disjuntores duplos exigem uma atenção especial na aplicação, porque as medições de tensão não conseguem fornecer a seletividade para identificar qual dos dois disjuntores falhou ao abrir. Nessas aplicações, o uso do estado 52a e um temporizador adicional podem fornecer uma melhoria geral na segurança e na confiabilidade em relação a um esquema 52BF.

VI. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a G. Hataway e J. Ellison pela obtenção dos registros dos trips sequenciais dos geradores. Os autores também gostariam de agradecer a R. Chowdhury por validar o esquema utilizando simulações.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] Thompson, M., Finney, D.: “Antimotoring Protection With Dependability-Biased Characteristic,” procedente de 13th International Conference on Developments in Power System Protection, Edinburgh, UK, Março de 2016.
- [2] IEEE Standard C37.102, IEEE Guide for AC Generator Protection.
- [3] IEEE Standard C37.119-2016, IEEE Guide for Breaker Failure Protection of Power Circuit Breakers.
- [4] Thompson, M., et al.: “Improving Breaker Failure Protection for Generator Applications,” procedente de 38th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, Outubro de 2011.
- [5] Thompson, M. J.: “Fundamentals and Advancements in Generator Synchronizing Systems,” procedente de POWER-GEN International, Orlando, FL, Dezembro de 2010.