

# Proteção Terra Estator para Múltiplos Geradores Aterrados Por Alta Impedância Compartilhando uma Barra Comum

Ritwik Chowdhury, Dale Finney, Normann Fischer,  
Jason Young, Veselin Skendzic e Subhash Patel  
*Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Apresentado na  
45th Annual Western Protective Relay Conference  
Spokane, Washington  
16 a 18 de outubro de 2018

Traduzido para o português em março de 2019

# Proteção Terra Estator para Múltiplos Geradores Aterrados Por Alta Impedância Compartilhando uma Barra Comum

Ritwik Chowdhury, Dale Finney, Normann Fischer, Jason Young, Veselin Skendzic e Subhash Patel,  
*Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

**Sumário**—A proteção terra estator 100% típica para uma única unidade geradora aterrada por alta impedância envolve o uso de um elemento de sobretensão de neutro em conjunto com um esquema de terceiro harmônico ou esquema de injeção. Estes dois esquemas enfrentam desafios de confiabilidade quando aplicados a múltiplos geradores aterrados através de alta impedância que compartilham uma barra comum ou o enrolamento do transformador elevador do gerador.

Esquemas de terceiro harmônico não podem ser aplicados para proteger o final do neutro devido à possibilidade de circulação de contribuições de terceiro harmônico das unidades em paralelo. Além disso, a mudança na rede de impedâncias quando as unidades compartilham uma barra pode resultar na operação incorreta do esquema de terceiro harmônico. Este artigo apresenta um método que aumenta a segurança do esquema de terceiro harmônico quando existe possibilidade de uma operação incorreta.

Quando esquemas de injeção são aplicados, as unidades em paralelo aparecem como uma falta à terra para a unidade protegida. Esta abordagem requer a dessensibilização do elemento, tornando-o assim ineficaz. Este artigo discute um método que considera as fontes de aterramento das unidades em paralelo para permitir a aplicação do esquema de injeção de forma sensível e segura.

Outro desafio para a proteção de falta à terra é a ausência de seletividade ao proteger unidades que compartilham uma barra. Este artigo apresenta dois métodos complementares que facilitam a seletividade. Um método compara as tensões fundamental e de terceiro harmônico para determinar a unidade com falta. O outro método aproveita as entradas de corrente sensíveis disponíveis nos relés modernos. Usando comunicações, estes dois métodos podem ser usados para adaptar o esquema de trip convencional para obter um desligamento seletivo dos disjuntores das respectivas máquinas.

## I. INTRODUÇÃO

Existem duas razões principais para fornecer proteção terra estator 100%. Em primeiro lugar, uma falta à terra pode ocorrer em qualquer parte do enrolamento. Normalmente, as faltas à terra são devidas à deterioração do isolamento do enrolamento [1]; portanto, se ocorre uma falta à terra, há uma maior probabilidade de ocorrer uma segunda falta. Se ocorrer uma falta no neutro, ou próximo do mesmo, e não for detectada, uma segunda falta em outro ponto do enrolamento não será limitada pelo resistor de aterramento do neutro (NGR: “Neutral Grounding Resistor”) e o dano resultante pode ser muito alto. A aplicação de proteção terra estator 100% protege contra esta possibilidade.

Segundo, uma falta em série pode ocorrer devido à uma barra do estator rompida. Este tipo de falta também pode ser muito prejudicial. Ela não pode ser detectada pelas funções que normalmente protegem o enrolamento do estator e pode apenas ser detectada uma vez que a falta queime o isolamento externo principal (“ground-wall insulation”) e provoque um arco para a terra [2]. A aplicação da proteção terra estator 100% é, portanto, necessária para possíveis faltas em série no neutro do gerador.

Geradores aterrados através de alta impedância têm sido protegidos com sucesso por muitos anos pelos esquemas de proteção terra estator 100%. Esses esquemas aproveitam o fato de a rede de sequência-zero do gerador ser normalmente isolada do resto do sistema através dos enrolamentos em delta do transformador elevador do gerador (GSU: “Generator Step-up Transformer”) e do transformador de serviço auxiliar da unidade (AUX). No entanto, há vários exemplos onde configurações do sistema alternativas criam desafios nas aplicações:

- **Múltiplos geradores aterrados através de alta impedância compartilhando um único GSU.** Neste caso, diversos geradores pequenos são conectados a uma barra comum, cada um através de seu próprio disjuntor. Um único GSU conecta esta barra ao sistema. Cada gerador é aterrado através de alta impedância. Existem sistemas do mundo real com até cinco geradores neste tipo de configuração.
- **Múltiplos geradores não aterrados compartilhando um GSU com uma fonte de aterramento de alta impedância na barra.** De forma similar à configuração anterior, diversos geradores pequenos são conectados a uma barra comum, cada um através de seu próprio disjuntor. Um único GSU conecta este barramento ao sistema. Cada gerador não é aterrado. Um transformador de aterramento na barra fornece uma fonte de terra para todas as unidades. Esta é uma configuração econômica, embora não seja ideal operacionalmente porque os geradores off-line se tornam não-aterrados.
- **Unidades *cross-compound*.** Estas são tipicamente unidades a vapor grandes, onde as turbinas de alta pressão (HP: “High-Pressure”) e de baixa pressão (LP: “Low-Pressure”) são montadas em diferentes eixos. Frequentemente, a turbina HP aciona um gerador de 2 polos a 3600 rpm e a turbina LP aciona um gerador de

4 polos a 1800 rpm. Os dois geradores compartilham o mesmo GSU. Em geral, não há disjuntores, mas em alguns casos o gerador LP tem uma chave seccionadora. O neutro do gerador HP é aterrado através de alta impedância e o neutro do gerador LP não é aterrado.

As duas primeiras configurações são relativamente comuns para subestações de geração de usinas hidroelétricas. Por exemplo, uma concessionária nos Estados Unidos possui 154 geradores aterrados através de alta impedância, dos quais 73 (47.4%) estão em barras compartilhadas.

Geralmente, a capacidade da fonte de aterramento determina o método de proteção de falta à terra. Em sistemas aterrados através de baixa impedância, a corrente de falta à terra é relativamente alta e a tensão do neutro durante uma falta é relativamente baixa. Contudo, em sistemas aterrados através de alta impedância, a situação é oposta. Portanto, os esquemas de proteção de falta à terra baseados em corrente são geralmente aplicados em sistemas de baixa impedância, enquanto os esquemas baseados em tensão são aplicados em sistemas de alta impedância.

Para proteger um único gerador aterrado através de alta impedância, o elemento de sobretensão de neutro (59N) é a peça-chave. Ele responde à tensão na frequência fundamental medida através do NGR. Ele também pode ser aplicado nos terminais da máquina através de uma tensão de sequência-zero derivada (em um relé digital) medida por um TP ligado em estrela aterrada ou em delta aberto (“broken-delta”). Esta função simples detecta faltas à terra no enrolamento do estator, barramento de fase isolado, e enrolamentos delta do GSU e AUX. Como a tensão de sequência-zero é praticamente a mesma em todo lugar, o elemento 59N não pode determinar a localização da falta dentro da rede de sequência-zero. No sistema mostrado na Fig. 1, um elemento 59N pode ser aplicado no neutro de cada gerador. Contudo, ambos os elementos vão operar para uma ocorrência envolvendo a terra em qualquer uma das máquinas, dificultando a seletividade do trip do Disjuntor A ou do Disjuntor B.

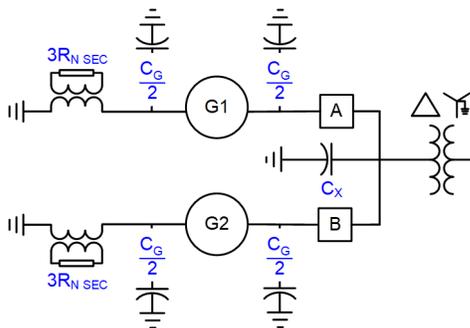


Fig. 1. Dois geradores aterrados através de alta impedância compartilhando uma barra comum

O elemento 59N pode detectar faltas em 90% a 95% do enrolamento do estator, mas ele deixa vulnerável de 5% a 10% do enrolamento mais próximo do ponto do neutro. Outro esquema é necessário para fornecer 100% de cobertura. Um esquema de injeção (64S) é um destes elementos. Ele detecta faltas à terra injetando um sinal através do resistor de

aterramento no estator do gerador e medindo a corrente resultante. O sinal injetado é  $ca$ , logo ele pode ser acoplado através de um transformador ao circuito primário. O sinal tem de ser de sequência-zero de forma que seja confinado pelos enrolamentos delta do GSU e AUX.

O sinal é geralmente um sub-harmônico da frequência fundamental; no entanto, este nem sempre é o caso. Recentemente, esquemas que injetam sinais com múltiplas frequências tornaram-se disponíveis [3]. O princípio de operação básico é o de um ohmímetro. Sob condições sem faltas, a corrente flui somente através das capacitâncias do sistema de sequência-zero. A corrente é pequena devido à baixa frequência e a impedância medida é alta. Uma falta à terra causa um aumento na corrente que reduz a medição da impedância. Alguns esquemas fornecem maior sensibilidade separando a medição em componentes resistivos e capacitivos.

Considerando a Fig. 1, um esquema de injeção pode ser conectado ao neutro do G1. A conexão do neutro do G2 fornece um caminho adicional para a corrente injetada, o que reduz a sensibilidade do esquema. Este esquema de injeção responde a faltas em ambas as máquinas se ambos os disjuntores dos geradores estiverem fechados. Para fornecer cobertura quando um disjuntor está aberto, uma unidade de injeção pode ser aplicada no neutro de cada gerador. No entanto, esta não é uma abordagem recomendada quando são usadas implementações convencionais que injetam um único sinal de frequência devido a preocupações com segurança.

O esquema de terceiro harmônico é outro método usado para fornecer cobertura para os últimos 5% a 10% do enrolamento. Isto pode ser pensado como uma forma de esquema de injeção onde a fonte de injeção é o próprio gerador. Notavelmente, a maioria dos geradores síncronos produz uma tensão de terceiro harmônico significativa. O terceiro harmônico se comporta como um componente de sequência-zero. Ele é confinado pelos enrolamentos em delta do GSU e do AUX. No entanto, o nível de terceiro harmônico produzido por um gerador é variável e muitas vezes difícil de caracterizar.

Existem duas variações do esquema de terceiro harmônico: subtensão do terceiro harmônico e comparação do terceiro harmônico. O primeiro opera na tensão de terceiro harmônico do neutro e pode ser aplicado aos sistemas que não têm TPs ligados em estrela aterrada ou em delta aberto nos terminais da máquina; no entanto, é difícil de ajustar, menos seguro do que o segundo, e fora do escopo deste artigo. O esquema de comparação do terceiro harmônico, por outro lado, compara a tensão do terceiro harmônico medida nos terminais e no neutro do gerador. Para um único gerador sem falta, esta comparação corresponde a uma divisão de tensão previsível de acordo com as impedâncias da rede de sequência-zero [4].

Em um sistema com várias máquinas, tal como o da Fig. 1, um esquema de terceiro harmônico pode ser aplicado em cada gerador. Contudo, as impedâncias da rede vão mudar com os estados dos disjuntores. Além disso, diferenças nos níveis de terceiro harmônico produzidas pelas duas máquinas causarão a circulação da corrente de terceiro harmônico entre as duas máquinas, perturbando a relação de tensão esperada. Isso torna

a aplicação de um esquema de terceiro harmônico convencional impraticável.

## II. ESQUEMAS DE TERCEIRO HARMÔNICO

### A. Experiência de Campo

O comportamento de vários esquemas de terceiro harmônico e as soluções para os desafios que eles enfrentam são abordados em [4]. Estes esquemas podem ser difíceis de aplicar e não foram projetados para proteger geradores que compartilham uma barra comum devido aos problemas mencionados na seção anterior, resultando em operações incorretas.

Um desses eventos de campo é ilustrado na Fig. 2.

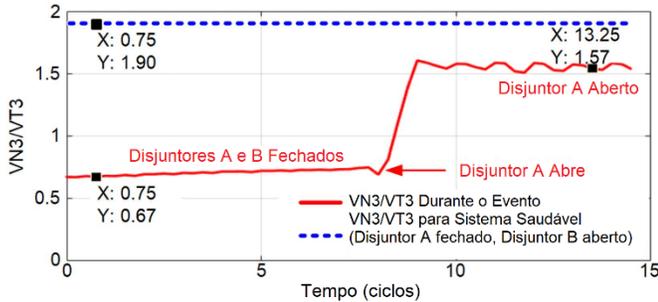


Fig. 2. Comportamento do elemento de terceiro harmônico durante um evento

Uma unidade hidroelétrica de 13.8 kV, 12 MVA (G1 na Fig. 1), foi desligada após ser sincronizada com uma barra com uma unidade idêntica que estava on-line. Não houve falta à terra na unidade, mas houve um grande desvio de VN3 e de VT3. Este evento demonstra os problemas causados pelo compartilhamento de uma barra com outro gerador. O circuito varia dependendo do estado do disjuntor.

Se uma única unidade (G1) estiver on-line com o Disjuntor A fechado e o Disjuntor B aberto (Fig. 3), a tensão de terceiro harmônico produzida pelo gerador (VG3) é a soma das quedas de tensão através das capacitâncias do terminal (VT3) e da impedância do neutro (VN3). Este é o circuito assumido ao aplicar a proteção do lado do neutro através de esquemas de comparação do terceiro harmônico [4]. Para o evento da Fig. 2, a relação de VN3/VT3 para o sistema conectado à unidade sem falta é de 1.90.

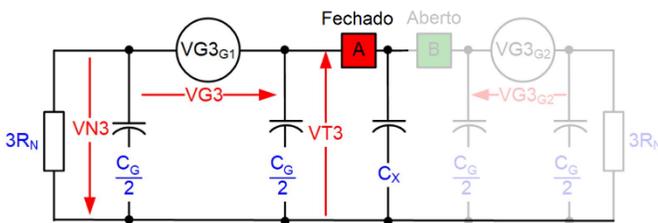


Fig. 3. Circuito assumido quando esquemas de comparação de terceiro harmônico são aplicados

Quando o Disjuntor A está aberto (Fig. 4), a capacitância do lado do terminal diminui (isto é, a impedância do terminal aumenta). Isso reduz VN3, aumenta VT3 e resulta em uma relação menor de VN3/VT3. Para o evento da Fig. 2, isso corresponde a uma relação de 1.57.

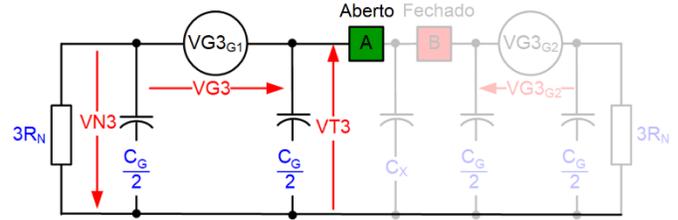


Fig. 4. Circuito com G1 off-line e o terminal do Disjuntor A aberto

Quando G1 e G2 estão em paralelo com ambos os Disjuntores A e B fechados (Fig. 5), existem dois problemas competindo.

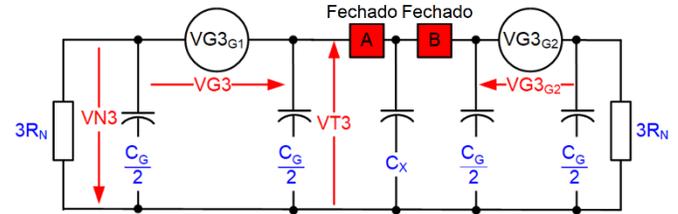


Fig. 5. Múltiplas unidades em paralelo compartilhando uma barra comum

Em primeiro lugar, há impedâncias adicionais no lado do terminal, sombreadas na Fig. 3, tais como  $C_G$  e  $3R_N$ , da unidade em paralelo. Isso faz com que as impedâncias do lado do terminal sejam reduzidas, resultando em uma diminuição de VT3 e um aumento de VN3.

Em segundo lugar, a fonte adicional  $VG3_{G2}$  pode fazer com que VT3 aumente significativamente e VN3 diminua pelo mesmo valor, proporcional a  $VG3_{G2}$ . Como a VG3 do gerador depende da magnitude da tensão no terminal, do carregamento e do fator de potência, isso pode resultar em uma redução significativa de VN3/VT3. Na Fig. 2, onde G2 está com carga G1 não (cenário da Fig. 5), esta redução foi o efeito dominante. A relação VN3/VT3 de 0.67 foi grande o suficiente para causar a operação incorreta.

Observe que a Fig. 5 assume que as unidades que compartilham a barra são modelos similares com a mesma capacitância do estator para a terra ( $C_G$ ).

### B. Método da Relação VN3/VG3 (64G3)

O primeiro problema, resultando em uma VT3 reduzida e VN3 aumentada, é característico de uma falta nos terminais da máquina. O uso de um esquema que detecta faltas apenas no neutro (e não nos terminais, como é o caso de alguns esquemas [4]) resolve este problema. Além disso, devido às várias condições de operação baseadas nos estados do disjuntor, é preferível usar um esquema que seja imune às mudanças de impedância resultantes. O número de permutações de estado aumenta rapidamente à medida que mais unidades compartilham a barra. O esquema de terceiro harmônico baseado em (1) é imune às variações na impedância devido aos estados do disjuntor e opera para faltas apenas no, ou perto do, neutro da máquina [4].

$$64G3 = \left| \frac{VN3}{VG3} \right| < 64G3P \quad (1)$$

O elemento 64G3 opera se o terceiro harmônico medido no neutro for muito baixo quando comparado com o terceiro harmônico total produzido pela unidade. O valor de pickup, 64G3P, é ajustado com o percentual da proteção do enrolamento desejada. Geralmente, o ajuste em 15% é adequado para obter uma sobreposição de 5% a 10% com a função 59N [4]. O esquema inclui tipicamente uma supervisão mínima (ex.,  $VG3 > 0.01$  pu da tensão fase-neutro nominal do gerador [ $V_{LN}$ ]) para assegurar que o gerador esteja produzindo uma quantidade saudável de terceiro harmônico. O único requisito para este esquema se comportar de forma adequada é que o gerador seja aterrado através de alta impedância. Baseando-se nos sistemas do mundo real observados, uma relação de 64G3 saudável para geradores aterrados de alta impedância geralmente varia de 0.40 a 0.80 e resulta do dimensionamento do NGR baseado na capacitância do sistema.

A escolha do esquema de terceiro harmônico 64G3 ainda não aborda o segundo problema da circulação de terceiros harmônicos provenientes da fonte externa adicionando em VT3 e subtraindo de VN3. As tensões parecem idênticas às de uma falta à terra do lado do neutro. Uma abordagem consiste em supervisionar o elemento de terceiro harmônico com um elemento de potência para a frente com ajuste alto. Embora isso ajude, esta é uma abordagem grosseira que assume que o terceiro harmônico produzido por uma unidade é um substituto da potência ativa. Este nem sempre é o caso, pois o fator de potência, juntamente com a tensão do terminal, também tem uma influência significativa no nível do terceiro harmônico produzido por um gerador. Se unidades carregadas de forma similar tiverem fatores de potência significativamente diferentes, o uso de supervisão da potência para a frente pode resultar em uma operação incorreta.

### C. Bloqueando o Método da Relação (64G3N)

A maneira ideal para abordar a segurança consiste em usar um esquema de comunicação que permita que o relé tome melhores decisões conhecendo o valor do terceiro harmônico produzido pelas unidades em paralelo. Este esquema é mostrado na Fig. 6.

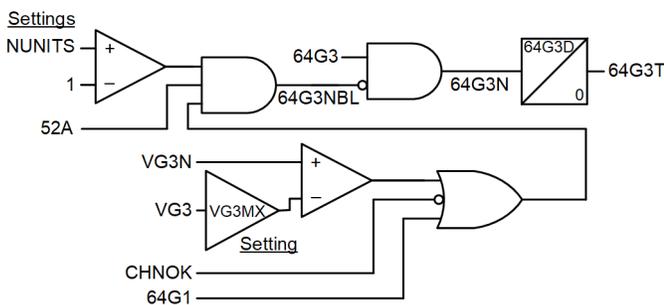


Fig. 6. Bloqueio do método da relação (64G3N) usando comunicações

Cada relé transmite e recebe VG3 (uma magnitude escalar) para, e de todos, os outros relés que protegem unidades na barra. Um sinal de bloqueio (64G3NBL) é gerado se houver uma possibilidade de operação incorreta, que pode ocorrer nas seguintes circunstâncias:

- Qualquer uma das outras unidades do sistema produz uma grande quantidade de terceiro harmônico ( $VG3N$ ) relativo à unidade protegida ( $VG3$  multiplicada por  $VG3MX$ ).
- O canal de comunicação não é saudável ou dados inválidos são recebidos (not CHNOK).
- O elemento de sobretensão de neutro fundamental (64G1 na Fig. 6) atua (“pickup”) e é considerado confiável.

O sinal de bloqueio (64G3NBL) só é gerado se houver mais de um gerador no sistema protegido ( $NUNITS > 1$ ) e a unidade protegida estiver compartilhando a barra (52A está ativado).

Este método é simples e apresenta boa disponibilidade quando a  $VG3$  produzida pela unidade protegida não é significativamente menor do que a das outras unidades. Este pode ser o caso se as unidades que compartilham a barra forem de modelos similares (em termos de classificações nominais, funções do enrolamento, configuração dos polos, e assim por diante) e forem carregadas de forma similar para ambas a potência ativa e reativa. Este é mais frequentemente o caso de unidades hidroelétricas. Vários esquemas de comunicação com baixa largura de banda podem ser usados, tais como IEC 61850 GOOSE, sincrofases, conexão física de I/O, ou um protocolo proprietário.

O ajuste de  $VG3MX$  pode ser obtido avaliando o diagrama de sequência-zero para o sistema que está sendo considerado. Para o exemplo de duas unidades da Fig. 1, o valor de  $64G3_{RATIO}$  correspondente a uma unidade on-line (Fig. 3) é mostrado em (2).

A análise pode ser estendida para  $N$  unidades on-line compartilhando a barra, conforme mostrado em (3). Para o sistema de duas unidades da Fig. 2 ( $N = 2$ ), os dados de campo medidos indicam uma  $64G3N_{RATIO}$  de 0.66 com uma unidade on-line e 0.42 com ambas as unidades on-line.

Se os parâmetros da rede de sequência-zero forem conhecidos, (3) pode ser simplificada e rearranjada como em (4), assumindo que o terceiro harmônico produzido pelas unidades em paralelo,  $VG3_n$ , é idêntico. Isso fornece a magnitude da relação  $VG3_n/VG3$  (ajuste  $VG3MX$ ) para o pior caso que permite que 64G3N permaneça seguro.

Os dados de campo reais de várias instalações foram usados para confirmar a adequabilidade desta função e para fornecer uma diretriz de ajustes default com tendência para a segurança, mantendo ao mesmo tempo boa disponibilidade quando todas as unidades que compartilham a barra são similares.

$$64G3_{\text{RATIO}} = \frac{\frac{C_G}{2} + C_X}{C_G + \frac{1}{3j\omega R_N} + C_X} \quad (2)$$

$$64G3N_{\text{RATIO}} = \frac{\frac{C_G}{2} + C_X + (N-1)\left(C_G + \frac{1}{3j\omega R_N}\right)}{N\left(C_G + \frac{1}{3j\omega R_N}\right) + C_X} - \sum_{n=2}^N \frac{VG3_n}{VG3} \frac{\left(\frac{C_G}{2} + \frac{1}{3j\omega R_N}\right)}{N\left(C_G + \frac{1}{3j\omega R_N}\right) + C_X} \quad (3)$$

$$VG3MX = \frac{\left(C_G \cdot (N \cdot (1 - 64G3P) - 0.5) + C_X \cdot (1 - 64G3P) + \frac{1}{3j\omega R_N} \cdot (N \cdot (1 - 64G3P) - 1)\right)}{(N-1) \cdot \left(\frac{C_G}{2} + \frac{1}{3j\omega R_N}\right)} \quad (4)$$

VG3MX é plotado na Fig. 7 como uma função do número de unidades (N), com as seguintes suposições relativamente rigorosas:

- $C_X$  é zero. Capacitância adicional nos terminais acrescenta segurança adicional ao esquema.
- Para limitar as sobretensões transitórias, o NGR pode ser dimensionado para  $1/(3\omega[C_G + C_X])$ . Isso permite a compensação das capacitâncias do sistema quando apenas uma unidade está on-line. Quando várias unidades compartilham a barra, tal como na Fig. 7, elas contribuem para a rede com seus próprios NGRs paralelos. Outra opção é dimensionar os NGRs para  $1/(3\omega[C_G + C_X/N])$ , que compensa apenas uma parcela de  $C_X$  quando se considera principalmente a operação paralela. Em nosso caso, deixamos uma margem de 25% e assumimos a resistência do pior caso do NGR (e dispersão do transformador de aterramento do neutro [NGT: "Neutral Grounding Transformer"]), o que adiciona  $0.75 \cdot 1/(3\omega[C_G + C_X])$ .
- Uma margem de 10% é fornecida acima do valor de pickup de 64G3P de 15% para acomodar outros casos que impactam na segurança [4]. Isso implica que não esperamos que  $VN3$  caia abaixo de 25% de  $VG3$  durante a operação em paralelo, exceto outros eventos externos de terceiro harmônico.
- Assumimos o ângulo de  $VG3_n/VG3$  do pior caso, que depende da rede de sequência-zero. Por exemplo, para as suposições indicadas acima e um caso de duas unidades, o ângulo de  $VG3_n/VG3$  é avaliado em 29 graus.

A Fig. 8 mostra o comportamento do elemento 64G3 para um sistema de duas unidades e de três unidades usando (3) à medida que a máxima contribuição de terceiro harmônico das unidades em paralelo ( $VG3N$ ) aumenta. Os parâmetros rigorosos do circuito considerados para a Fig. 7 foram usados.

A disponibilidade desta função é mostrada através da lógica da Fig. 9. Esta lógica permite que os proprietários do gerador verifiquem se a cobertura do lado do neutro está disponível para as condições de operação desejadas para o sistema em paralelo.

A supervisão de VG3 mínima de 0.01 pu (de VLN) é herdada de 64G3, enquanto 64G3NBL é obtida a partir de 64G3N (ver Fig. 6).

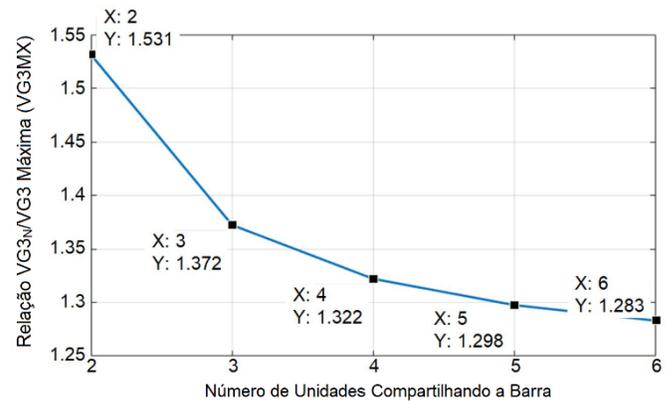


Fig. 7. Ajuste seguro de VG3MX para N unidades compartilhando uma barra

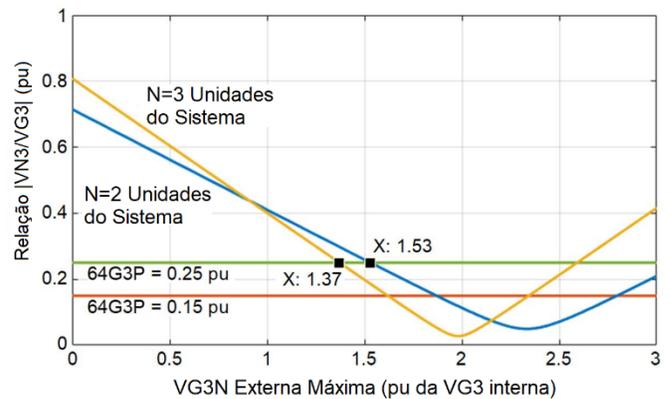


Fig. 8. Comportamento do 64G3 como uma função da VG3N externa máxima para um sistema de duas unidades e de três unidades considerando parâmetros rigorosos do circuito



Fig. 9. Lógica de disponibilidade do 64G3

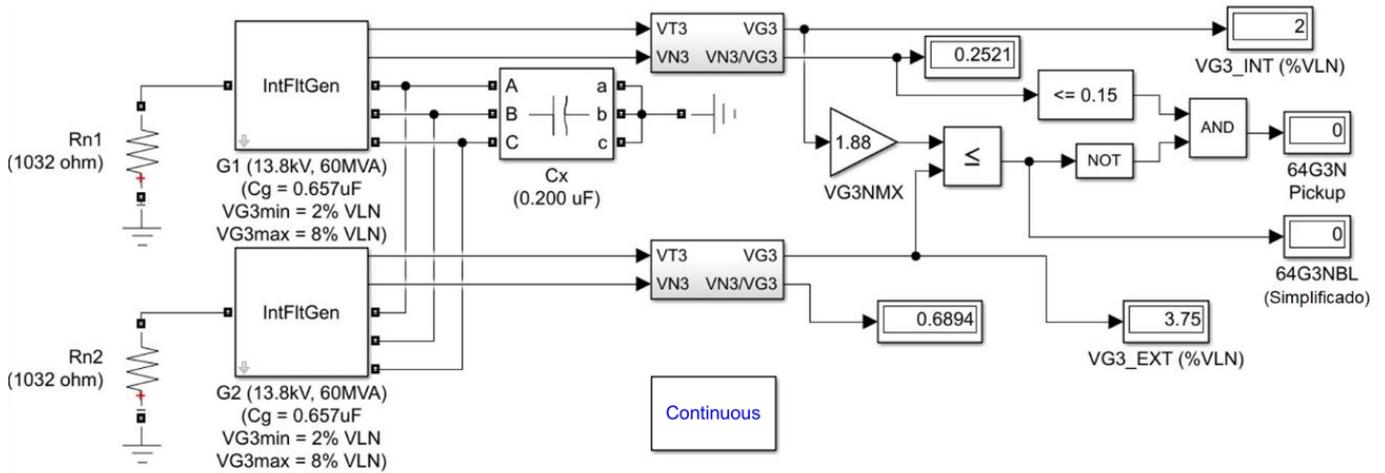


Fig. 10. Modelo Simulink usado para validar os resultados analíticos para 64G3N

É possível que a faixa de VG3 produzida pelas unidades geradoras individuais seja menor do que a VG3MX avaliada usando (4). Nestes casos, o esquema de comunicação pode ser deixado desabilitado.

#### D. Validação do Projeto

Avaiamos o desempenho do algoritmo de 64G3 no modelo Simulink mostrado na Fig. 10 com base nas impedâncias reais do sistema. Utilizando (4) com os parâmetros do sistema da Tabela I e substituindo o valor de 64G3P por 25% (margem de 10%), obtivemos  $VG3_n/VG3 = 1.88 \angle 31^\circ$ , que corresponde a  $VG3MX = 1.88$ . A Fig. 10 mostra que a relação  $VN3/VG3$  é pouco acima de 0.25 quando o sinal de bloqueio 64G3NBL é desativado.

TABELA I  
EXEMPLO DE PARÂMETROS DO GERADOR

Parâmetro	Dados
Número de unidades	N = 2
Tensão nominal	13.8 kV
Potência nominal por unidade	60 MVA
Relação do TP de neutro	PTRN = 13.8 kV:230 V = 60
Porcentual da proteção do enrolamento do estator desejada	64G3P = 15%
Capacitância (por fase)	Estator para a terra ( $C_G$ ): 0.657 $\mu$ F Externa ( $C_X$ ): 0.200 $\mu$ F
Resistência de aterramento do neutro (para cada unidade)	$R_N = 0.287 \Omega_{sec} = 1032 \Omega_{pri}$ igual a $1/(3\omega[C_G + C_X])$

Aplicamos também várias faltas internas no sistema acima. 64G3 estava no limite da operação para o seguinte:

- Faltas à terra a 15% do enrolamento do estator com uma resistência de falta ( $R_F$ ) de 0  $\Omega$ .
- Faltas no neutro com  $R_F < 175 \Omega$ .

O elemento estava seguro para faltas internas acima de 15% e faltas externas nos terminais do gerador (independentemente de  $R_F$ ).

#### E. Unidades Cross-Compound

Para unidades *cross-compound*, cada unidade que compartilha a barra pode produzir níveis amplamente diferentes de VG3, tornando a disponibilidade da abordagem discutida nesta seção muito baixa. Nesses casos, o método diferencial compensado mostrado no Apêndice pode ser usado. O obstáculo da aplicação é instalar um TP de neutro na unidade LP, o que não é geralmente efetuado. Esta é uma ótima razão para usar esquemas de injeção (descritos na Seção III, Subseção C) para obter proteção terra estator 100% em unidades *cross-compound*.

### III. ESQUEMAS DE INJEÇÃO

Diversos métodos para aplicação de esquemas de injeção nos enrolamentos do estator têm sido utilizados ao longo dos anos [3] [5] [6], mas a opção mais comum consiste em usar o transformador de aterramento existente para acoplar o sinal de injeção ao circuito primário, conforme mostrado na Fig. 11. O circuito correspondente visto por um relé 64S é mostrado na Fig. 12.

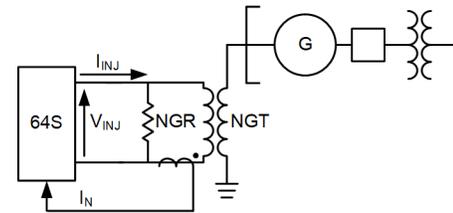


Fig. 11. Conexão do esquema de injeção comum (64S)

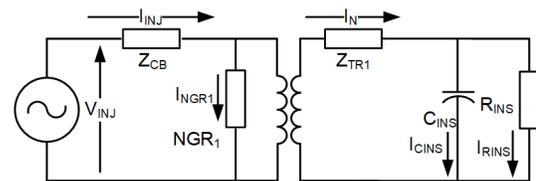


Fig. 12. Circuito equivalente para esquema de injeção

$C_{INS}$  inclui a capacitância fase-terra dos enrolamentos do gerador, supressor de surto, enrolamento delta do GSU, AUX, e qualquer outro equipamento conectado, variando desde  $0.1 \mu\text{F}$  até vários  $\mu\text{F}$  [7]. O valor ôhmico de NGR é dimensionado para compensar  $C_{INS}$  na frequência nominal e pode variar desde  $0.1$  até  $3 \Omega$  secundários, ou  $500 \Omega$  até alguns  $\text{k}\Omega$  primários, dependendo do valor de  $C_{INS}$ . A relação de NGT varia normalmente de 30 a 120.

$R_{INS}$  é a resistência de isolamento e é tipicamente muito maior do que a reatância capacitiva. O isolamento de um gerador novo deve ser bem maior do que  $100 \text{k}\Omega$  [8].

$I_N$  é a corrente que flui pelo neutro do gerador, e então através da resistência ( $R_{INS}$ ) e capacitância ( $C_{INS}$ ) de isolamento.

$Z_{CB}$  é a impedância do cabo desde a fonte de injeção até o NGR. Por projeto, a fonte de injeção deve estar localizada próxima ao cubículo de aterramento do neutro, levando a uma  $Z_{CB}$  quase resistiva de  $0.1$  a  $0.2 \Omega$ . Se ela estiver localizada longe, a impedância pode ser da ordem de  $1 \Omega$ .

$Z_{TR}$  é tipicamente de cerca de 4% a 6% da base nominal do transformador. Como os transformadores possuem tipicamente classificações nominais de 25 a 100 kVA, a impedância resultante vista a partir do lado secundário é muito pequena. A importância dessas impedâncias é demonstrada posteriormente neste artigo.

#### A. Aplicação de 64S no Mundo Real

Nesta subseção, consideramos as correntes esperadas sob condições normais e condições com falta para uma aplicação do mundo real do gerador hidroelétrico de  $13.8 \text{ kV}$ ,  $60 \text{ MVA}$ , mostrado na Fig. 13. O gerador e equipamentos conectados têm uma capacitância total de  $2 \mu\text{F}$ , ou  $-j1.229 \Omega$  secundário para uma frequência de injeção de  $18 \text{ Hz}$ . O transformador de aterramento é uma unidade de  $13800/230 \text{ V}$ ,  $100 \text{ kVA}$ , com reatância de dispersão de 4.3%. O NGR é  $0.28 \Omega$  e  $Z_{CB}$  é  $0.64 \Omega$  secundário. Uma magnitude da corrente injetada ( $I_{INJ}$ ) constante de  $2.5 \text{ A}$  é usada nos cálculos.

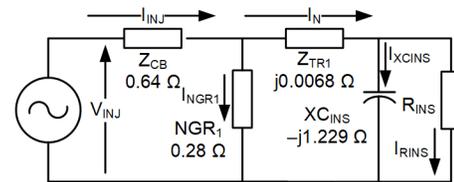


Fig. 13. Circuito equivalente para aplicação de 64S no mundo real em ohms secundários

À medida que o isolamento do enrolamento do estator começa a deteriorar, levando a uma falta, o valor de  $R_{INS}$  diminui a partir dos valores típicos para um enrolamento de estator saudável. A Tabela II mostra as variações nas correntes e tensões do circuito à medida que o valor de  $R_{INS}$  diminui. Os valores da resistência e capacitância de isolamento são calculados usando as correntes e tensões medidas mostradas.

Para resistências de isolamento acima de  $10 \text{ k}\Omega$ , variações substanciais em  $R_{INS}$  resultam em variações mínimas na maioria das grandezas medidas, especialmente  $I_N$ , que é usada para extrair a medição da resistência de isolamento. Portanto, considerando os erros típicos de medição associados aos relés e TCs utilizados, a precisão da medição é limitada. Isso é aceitável porque o relé 64S tem como função detectar faltas à terra onde a resistência de isolamento é menor. Os valores limites comuns para trip e alarme variam de  $1$  a  $10 \text{ k}\Omega$  [7].

Esta resolução e a resistência de isolamento reportada pelo relé 64S durante condições normais de operação frequentemente surpreendem aqueles que analisam as medições de teste da resistência de isolamento, as quais são tipicamente de centenas de megaohms até gigaohms. Os valores elevados são devidos ao fato de os testes da resistência de isolamento serem executados com os enrolamentos do estator isolados da terra com tensões de teste *cc* variando de  $1$  a  $10 \text{ kV}$ . Em contraste, o relé 64S efetua a medição durante condições normais de operação com capacitâncias de isolamento no circuito e tensões *ca* na faixa de  $50$  a  $100 \text{ V}$  primários, induzidos através de NGT.

TABELA II  
PARÂMETROS DO CIRCUITO CALCULADOS PARA OPERAÇÃO CONECTADA À UNIDADE COM  $R_{INS}$  VARIANDO

$R_{INS}$ ( $\text{k}\Omega$ primário)	$V_{INJ}$ ( $\text{V}$ secundário)	$I_{NGR}$ ( $\text{A}$ secundário)	$I_N$ ( $\text{A}$ secundário)	Capacitância de Isolamento Calculada ( $\mu\text{F}$ primário)	Resistência de Isolamento Calculada ( $\text{k}\Omega$ primário)
100	$2.26 \angle -3.8^\circ$	$2.41 \angle -12.8^\circ$	$0.55 \angle 74.7^\circ$	2.0	100
50	$2.26 \angle -3.7^\circ$	$2.39 \angle -12.7^\circ$	$0.55 \angle 72.3^\circ$	2.0	50
25	$2.25 \angle -3.6^\circ$	$2.35 \angle -12.4^\circ$	$0.55 \angle 67.5^\circ$	2.0	25
10	$2.21 \angle -3.3^\circ$	$2.22 \angle -11.7^\circ$	$0.56 \angle 54.3^\circ$	2.0	10
5	$2.16 \angle -2.8^\circ$	$2.04 \angle -10.7^\circ$	$0.62 \angle 37.5^\circ$	2.0	5
2	$2.05 \angle -1.9^\circ$	$1.64 \angle -8.4^\circ$	$0.91 \angle 15.2^\circ$	2.0	2
1	$1.94 \angle -1.0^\circ$	$1.23 \angle -5.8^\circ$	$1.28 \angle 5.6^\circ$	2.0	1
0.5	$1.83 \angle -0.3^\circ$	$0.82 \angle -2.4^\circ$	$1.68 \angle 1.2^\circ$	2.0	0.5
0.25	$1.74 \angle 0.2^\circ$	$0.50 \angle 1.9^\circ$	$2.00 \angle -0.5^\circ$	2.0	0.25

TABELA III  
PARÂMETROS DO CIRCUITO CALCULADOS DURANTE OPERAÇÃO EM PARALELO

$R_{INS}$ (k $\Omega$ primário)	$V_{INJ}$ (V secundário)	$I_{NGR}$ (A secundário)	$I_N$ (A secundário)	Capacitância de Isolamento Calculada ( $\mu F$ primário)	Resistência de Isolamento Calculada (k $\Omega$ primário)
100	1.93 $\angle$ -1.9°	1.21 $\angle$ -10.6°	1.33 $\angle$ 9.6°	3.52	0.998
50	1.93 $\angle$ -1.8°	1.21 $\angle$ -10.5°	1.33 $\angle$ 9.5°	3.52	0.989
25	1.93 $\angle$ -1.8°	1.19 $\angle$ -10.4°	1.34 $\angle$ 9.2°	3.52	0.969
10	1.92 $\angle$ -1.7°	1.16 $\angle$ -10.0°	1.37 $\angle$ 8.5°	3.52	0.916
5	1.91 $\angle$ -1.5°	1.11 $\angle$ -9.4°	1.42 $\angle$ 7.4°	3.52	0.839
2	1.87 $\angle$ -1.1°	0.98 $\angle$ -7.8°	1.54 $\angle$ 5.0°	3.52	0.670
1	1.83 $\angle$ -0.7°	0.82 $\angle$ -5.7°	1.69 $\angle$ 2.8°	3.52	0.502
0.5	1.77 $\angle$ -0.2°	0.62 $\angle$ -2.5°	1.89 $\angle$ 0.8°	3.52	0.334
0.25	1.72 $\angle$ 0.1°	0.41 $\angle$ 2.1°	2.09 $\angle$ -0.4°	3.52	0.200

### B. Medições de 64S para Unidades em Paralelo

A sensibilidade deste esquema quando aplicado à configuração da Fig. 1 pode ser comparada com os dados da subseção anterior como um *benchmark* para uma máquina conectada à unidade. A Fig. 14 mostra o diagrama unifilar e o circuito equivalente da Fig. 13 modificado (em vermelho e tracejado) para incluir um gerador idêntico conectado em paralelo.  $X_{CINS}$  inclui a capacitância de ambas as unidades, a barra e os enrolamentos em delta do transformador. De forma similar, apenas uma resistência de isolamento é mostrada.

A Tabela III exibe as medições resultantes e os valores calculados do circuito da Fig. 14. Embora a Tabela III mostre que ainda há variações nas correntes e tensões medidas, a variação a partir do valor máximo até o valor mínimo para cada grandeza é significativamente menor quando geradores são operados em paralelo. Conforme indicado nas duas colunas finais, a resistência e a capacitância de isolamento calculadas têm erros significativos. A capacitância deve ser de 3.73  $\mu F$ . No entanto, o maior erro aparece na medição da resistência de isolamento, que é sempre reportada como sendo abaixo de 1 k $\Omega$  (valor de  $NGR_2$ ). Portanto, o valor de pickup do trip precisaria ser ajustado abaixo de 1 k $\Omega$  com alguma margem. Um ajuste de 0.5 k $\Omega$  seria razoável sob uma perspectiva de segurança, mas o relé não detectaria uma falta com mais do que

aproximadamente 1 k $\Omega$  de resistência de falta. Este número pode variar dependendo da precisão do relé e do TC.

Independentemente disso, a sensibilidade deste esquema para detecção de faltas é aproximadamente dez vezes menor do que na configuração de apenas uma unidade conectada.

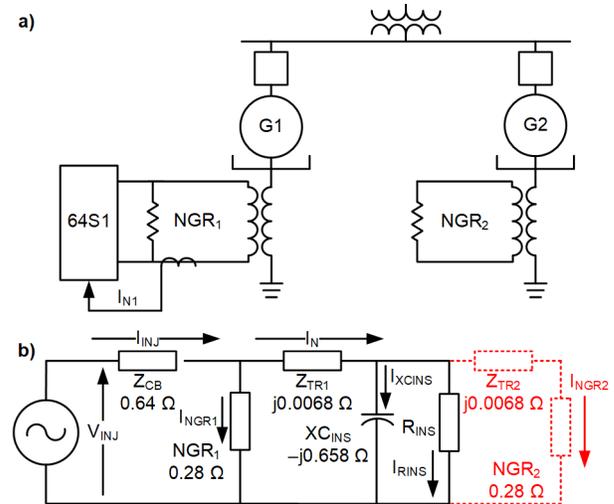


Fig. 14. Esquema de injeção aplicado a geradores em paralelo: a) diagrama unifilar e b) circuito equivalente

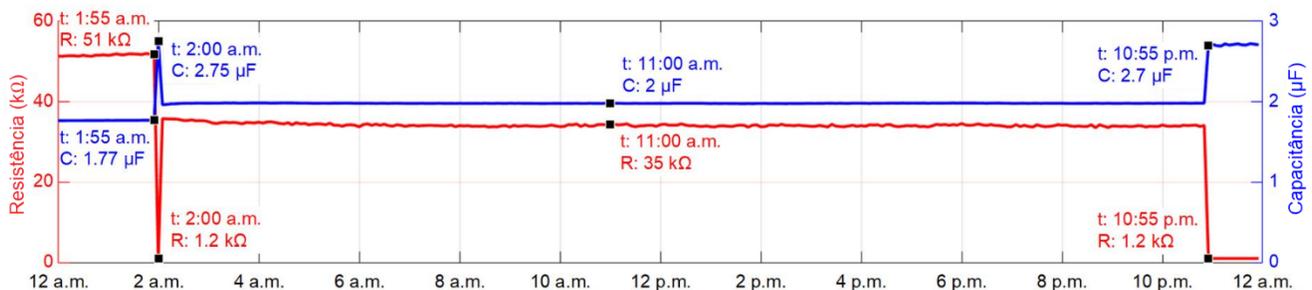


Fig. 15. Capacitância e resistência de isolamento do estator medidas para um evento de campo durante um período de 24 horas

TABELA IV  
PARÂMETROS DO CIRCUITO CALCULADOS DURANTE OPERAÇÃO EM PARALELO COM CONFIGURAÇÃO DO TC DO DIFERENCIAL

$R_{INS}$ (k $\Omega$ primário)	$V_{INJ}$ (V secundário)	$I_{NGR}$ (A secundário)	$I_N - I_{NGR2}$ (A secundário)	Capacitância de Isolamento Calculada ( $\mu$ F primário)	Resistência de Isolamento Calculada (k $\Omega$ primário)
100	1.93 $\angle$ -1.9°	1.21 $\angle$ -10.6°	0.52 $\angle$ 76.6°	3.72	49.50
50	1.93 $\angle$ -1.8°	1.21 $\angle$ -10.5°	0.52 $\angle$ 75.3°	3.72	33.12
25	1.93 $\angle$ -1.8°	1.19 $\angle$ -10.4°	0.51 $\angle$ 72.7°	3.72	19.93
10	1.92 $\angle$ -1.7°	1.16 $\angle$ -10.0°	0.51 $\angle$ 65.1°	3.70	9.08
5	1.91 $\angle$ -1.5°	1.11 $\angle$ -9.4°	0.53 $\angle$ 53.5°	3.68	4.76
2	1.87 $\angle$ -1.1°	0.98 $\angle$ -7.8°	0.65 $\angle$ 30.2°	3.62	1.96
1	1.83 $\angle$ -0.7°	0.82 $\angle$ -5.7°	0.90 $\angle$ 14.3°	3.51	0.99
0.5	1.77 $\angle$ -0.2°	0.62 $\angle$ -2.5°	1.28 $\angle$ 5.2°	3.30	0.50
0.25	1.72 $\angle$ 0.1°	0.41 $\angle$ 2.1°	1.68 $\angle$ 1.1°	2.87	0.25

A Fig. 15 mostra a capacitância e a resistência de isolamento medidas durante um período de 24 horas em intervalos de 5 minutos a partir de uma instalação do mundo real. O gerador com o relé 64S (G1) estava off-line e desenergizado até às 2h00min (2 a.m.). O relé mediu uma  $R_{INS}$  de 52 k $\Omega$  e uma  $C_{INS}$  de 1.77  $\mu$ F. Às 2h00min (2 a.m.), o gerador sem o relé 64S (G2) estava on-line. Neste instante, G1 foi sincronizado e os dois geradores ficaram paralelos por menos de 10 minutos, resultando em uma queda acentuada de  $R_{INS}$  para 1.2 k $\Omega$  com uma  $C_{INS}$  de 2.75  $\mu$ F. Às 2h10min, G2 foi colocado off-line enquanto G1 permaneceu conectado ao sistema através da unidade, resultando em uma  $R_{INS}$  medida de 35 k $\Omega$  e uma  $C_{INS}$  de 2  $\mu$ F. Esta configuração foi mantida até às 23 horas (11 p.m.), quando G2 foi colocado on-line e paralelo novamente.

### C. Medições de 64S Com TCs Conectados Diferencialmente

Para eliminar o elevado erro de medição, a corrente que flui via terra do gerador em paralelo tem que ser considerada na medição da corrente. Ao conectar um segundo TC em paralelo, uma corrente diferencial pode ser medida, removendo efetivamente o componente indesejado. Esta configuração é mostrada na Fig. 16. O segundo esquema de injeção (64S2) é discutido na Seção IV, Subseção D.

Aplicando esta configuração ao circuito da Fig. 14, a corrente de isolamento correta é  $I_N - I_{NGR2}$ . A Tabela IV exhibe os resultados da Tabela III com esta grandeza atualizada e os valores calculados resultantes da resistência e capacitância de isolamento.

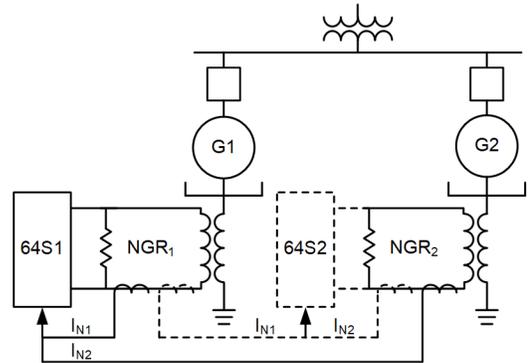


Fig. 16. Configuração de 64S para geradores em paralelo com TCs conectados diferencialmente

Os resultados da Tabela IV mostram melhorias significativas nas grandezas medidas, especialmente para valores elevados de  $R_{INS}$ . Para valores de  $R_{INS}$  maiores do que 10 k $\Omega$ , a capacitância de isolamento é muito próxima do valor real de 3.73  $\mu$ F. A resistência de isolamento é de pelo menos 50% do valor real, com a precisão melhorando à medida que  $R_{INS}$  diminui. Com esta melhoria, o relé pode ser configurado para dar alarme com 10 k $\Omega$  e dar trip para uma falta com 2 k $\Omega$  com precisão razoavelmente boa.

O relé mede e armazena o valor de  $Z_{TR1}$  durante o procedimento de comissionamento. Usando este valor armazenado, o relé calcula a impedância de isolamento do circuito ( $Z_{INS}$ ) usando (5).

$$Z_{INS} = \frac{V_{NGR1} - (I_N - I_{NGR2}) \cdot Z_{TR1}}{I_N - I_{NGR2}} \quad (5)$$

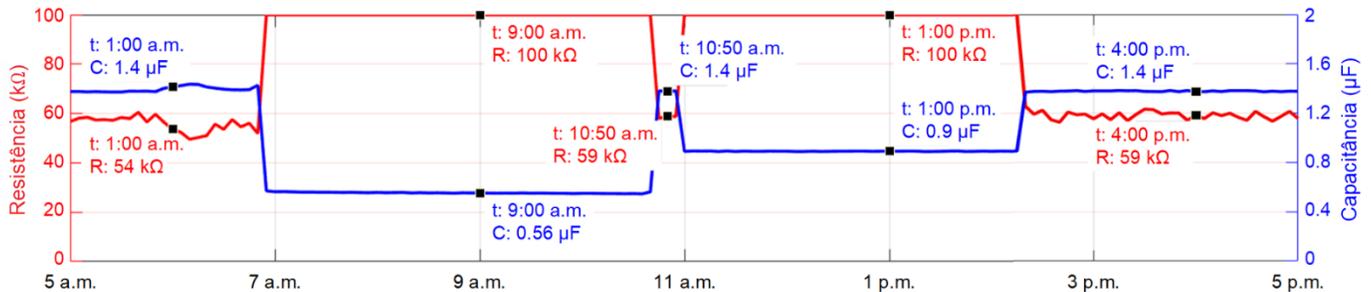


Fig. 17. Capacitância e resistência de isolamento do estator medidas com TCs conectados diferencialmente para um evento no campo

Combinar as medições de corrente externamente resulta na remoção correta de  $I_{NGR2}$  do denominador, mas em uma remoção incorreta do numerador. Por isso, valores elevados de  $R_{INS}$  resultam em um erro maior, o que não é um problema significativo porque os valores limites de trip e alarme são definidos bem mais baixos. A tendência de efetuar essas medições em máquinas saudáveis, contudo, pode criar uma certa confusão.

A Fig. 17 mostra um evento do mundo real de uma estação de geração com duas unidades em paralelo. A capacitância e a resistência de isolamento calculadas demonstram o desempenho do método corrigido usando TCs conectados diferencialmente. Entre 5h00min e 6h50min, as duas unidades operaram em paralelo. Entre 6h50min e 10h35min, G1 estava off-line e desenergizado. As unidades foram novamente paraleladas às 10h45min e assim permaneceram até 11h00min; neste instante, o outro gerador foi colocado off-line, e o gerador com o relé 64S operou em uma configuração conectada à unidade. Esta configuração foi mantida até às 14h20min (2:20 p.m.), quando os geradores foram paralelados mais uma vez.

Embora um desempenho satisfatório possa ser obtido usando TCs conectados diferencialmente, uma melhoria neste esquema pode ser efetuada medindo as saídas dos TCs individualmente. Se  $I_N$  e  $I_{NGR2}$  forem medidas individualmente, (5) pode ser modificada para obter (6).

$$Z_{INS} = \frac{V_{NGR1} - I_N \cdot Z_{TR1}}{I_N - I_{NGR2}} \quad (6)$$

Os valores resultantes de  $R_{INS}$  e  $C_{INS}$ , considerando as partes real e imaginária de  $Z_{INS}$ , são compatíveis com os valores esperados ao longo de toda a faixa de valores de  $R_{INS}$  mostrados na Tabela II, Tabela III e Tabela IV.

#### D. Requisitos do Esquema de Injeção para Unidades em Paralelo

Se um esquema de injeção for aplicado apenas ao relé do G1 da Fig. 14a, a proteção não está disponível para G2 se o disjuntor correspondente a qualquer um dos geradores estiver aberto. Esta é uma razão importante para equipar cada unidade com seu próprio esquema de injeção, conforme mostrado na Fig. 16.

Além disso, quando são usadas múltiplas fontes de injeção, é necessário usar diferentes frequências de injeção; caso contrário, é impossível distinguir qual fonte de injeção produz a corrente medida no NGR da unidade em paralelo. A situação é idêntica ao problema explicado na Seção II, Subseção A, na

qual o gerador atua como a fonte de injeção e produz uma única frequência (terceiro harmônico). Esquemas de injeção que usam frequências diferentes estão disponíveis atualmente [3].

#### E. Aplicação nas Unidades Cross-Compound

Um esquema baseado no terceiro harmônico pode ser aplicado à unidade HP mostrada na Fig. 18, mas não à unidade LP. Isso se deve à indisponibilidade de uma medição de terceiro harmônico no neutro de LP. Embora seja viável adicionar um TP ao neutro de LP, é mais simples aplicar um esquema de injeção de sub-harmônicos à unidade HP, conforme mostrado na Fig. 18.

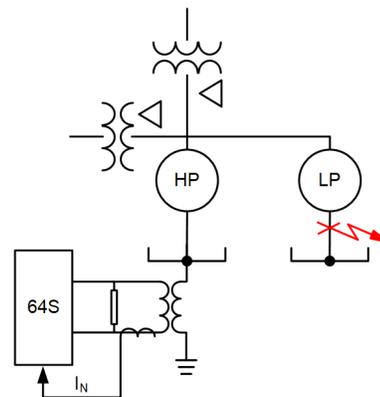


Fig. 18. Esquema de injeção aplicado a um gerador *cross-compound*

O esquema é equivalente àquele da Fig. 16, mas sem a necessidade de medir a corrente no neutro de LP. A cobertura completa para ambas as unidades é fornecida.

## IV. SELETIVIDADE

As seções anteriores apresentaram duas abordagens que ajudam a fornecer proteção terra estator 100% quando múltiplas unidades compartilham uma barra comum. Esta seção responde à pergunta: “Qual disjuntor deve ser desligado se tivermos determinado com segurança que existe uma falta à terra?”

O principal problema é o fato de as tensões fundamentais usadas para proteger todas as unidades que compartilham a barra comum parecerem idênticas durante uma falta à terra. Isso ocorre porque a impedância do enrolamento de um gerador é desprezível em comparação com a resistência do neutro e reatância capacitiva shunt. Além disso, a corrente de falta à terra para unidades aterradas através de alta impedância é muito pequena (tipicamente além dos limites de detecção dos TCs convencionais), o que dificulta a medição. Consequentemente,

a abordagem mais comum usada atualmente consiste em dar trip em uma unidade pré-determinada e, se a falta à terra persistir, executar o desligamento via trip temporizado das outras unidades, uma de cada vez, até que a falta não seja mais detectada. Embora seja uma abordagem válida, isso resultará na maioria das vezes em uma perda de mais geração do que necessário. Em alguns casos, o sistema de supressão de fogo, que aciona a liberação de CO<sub>2</sub> durante os trips com bloqueio (tal como uma falta à terra), não pode lidar com trips simultâneos em várias unidades. Em contraste, desligar seletivamente provoca uma interrupção mínima na geração e no sistema.

Nesta seção, introduzimos duas abordagens para identificar a unidade com defeito. Nenhum dos métodos dá trip no disjuntor por iniciativa própria. Os elementos de proteção contra falta à terra existentes fornecem uma indicação confiável de que ocorreu uma falta, após o que o esquema de seletividade identifica a unidade com falta. O esquema de seletividade aproveita a lógica de trip escalonado (“staggered tripping”) existente e reordena, baseando-se em tendência (“biasing”), o processo de trip escalonado; ao invés de dar trip em uma unidade pré-determinada, o esquema identifica a unidade com maior probabilidade de estar com defeito para que seja desligada em primeiro lugar. Se a máquina defeituosa não puder ser identificada, a lógica retorna à sequência de trip escalonado convencional.

#### A. Diferencial da Tensão de Terceiro Harmônico e Fundamental (87V31)

Considere o diagrama unifilar e os circuitos com defeito equivalentes da fundamental e terceiro harmônico mostrados na Fig. 19.

O esquema de terceiro harmônico aproveita as diferenças nas distribuições da tensão de terceiro harmônico nas unidades com e sem defeito quando há um componente circulante entre as mesmas. Esta abordagem é ilustrada na Tabela V, Tabela VI e Tabela VII. Aplicamos faltas metálicas em diversas localizações  $m$  de G1 na Fig. 19 e registramos as relações da tensão de neutro fundamental dividida pela tensão de sequência-positiva ( $VN/V1$ ) e  $VN3/VG3$ .

Na Tabela V,  $VG3_{G1}$  é igual a 1 pu, enquanto  $VG3_{G2}$  é igual a 1.25 pu. As VG3s para os dois geradores são assumidas como estando em fase para esta análise. É evidente que as relações estão em conformidade na máquina com defeito (G1), mas não na máquina sem defeito (G2), exceto para a falta diretamente no terminal.

Na Tabela VI,  $VG3_{G1}$  é igual a 1 pu, enquanto  $VG3_{G2}$  é igual a 0.8 pu. A discrepância na relação ocorre novamente na máquina sem defeito. Na Tabela VII, VG3 é igual a 1 pu para ambas as máquinas. As relações estão em conformidade em ambas as máquinas porque não há circulação de terceiro harmônico entre as unidades.

$VN/V1$  para ambas as unidades sempre vê as mesmas tensões.  $VN3/VG3$  da unidade com falta vê a mesma relação que  $VN/V1$ . Para as unidades sem falta, uma relação diferente é observada. Por exemplo, na Linha 2 da Tabela VI, a diferença absoluta para a unidade com defeito é  $|VN3/VG3 - VN/V1| = |0.15 - 0.15| = 0$ . A diferença absoluta para a unidade sem

defeito é  $|-0.06 - 0.15| = 0.21$ . Este método fornece seletividade para faltas próximas ao neutro e é cego para faltas nos terminais.

Enquanto  $VN/V1$  varia de 0 a 1,  $VN3/VG3$  pode ser maior. No entanto, para usar o processo de trip escalonado baseado em tendência (“biased staggered tripping”) detalhado na Seção IV, Subseção C, limitamos o valor máximo de  $VN3/VG3$  em 1. Finalmente, invertemos o sinal por uma questão de convenção, conforme mostrado em (7), de forma que um sinal diferencial (87V31) maior indique a unidade com falta.

$$87V31 = 1 - \left| \min \left( \left| \frac{VN3}{VG3} \right|, 1 \right) - \left| \frac{VN}{V1} \right| \right| \quad (7)$$

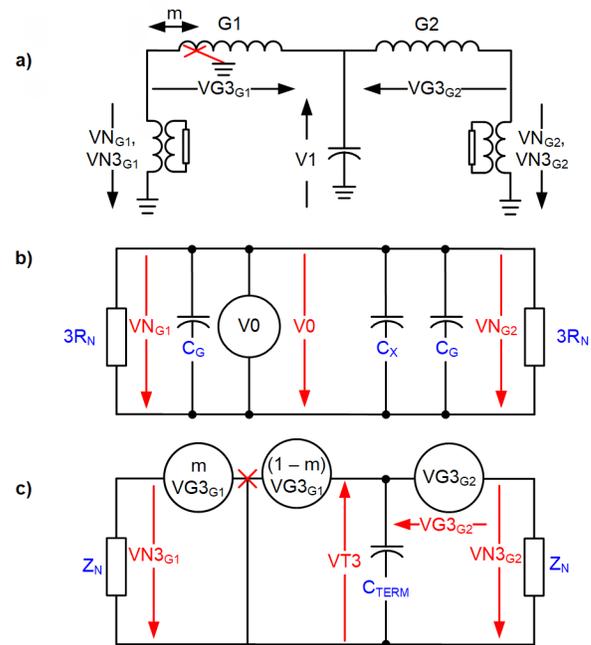


Fig. 19. a) Diagrama unifilar b) circuito da fundamental, e c) circuito de terceiro harmônico

TABELA V  
 $VG3_{G1} = 1.00$  E  $VG3_{G2} = 1.25$  (MISMATCH = +0.25)

m	G1		G2	
	VN/V1	VN3/VG3	VN/V1	VN3/VG3
0.0	0.0	0	0	0.2
0.15	0.15	0.15	0.15	0.32
0.5	0.5	0.5	0.5	0.6
1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

TABELA VI  
 $VG3_{G1} = 1.00$  E  $VG3_{G2} = 0.80$  (MISMATCH = -0.20)

m	G1		G2	
	VN/V1	VN3/VG3	VN/V1	VN3/VG3
0.0	0.0	0	0	-0.25
0.15	0.15	0.15	0.15	-0.06
0.5	0.5	0.5	0.5	0.38
1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

TABELA VII  
 $VG3_{G1} = 1.00$  E  $VG3_{G2} = 1.00$  (MISMATCH = 0.00)

m	G1		G2	
	VN/V1	VN3/VG3	VN/V1	VN3/VG3
0.0	0.0	0	0	0.0
0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
1.0	1.0	1.0	1.0	1

87V31 varia de 0 para a unidade com menor probabilidade de ter a falta até 1 para a unidade com uma falta metálica interna. Este método foi validado usando o modelo mostrado na Fig. 10.

### B. Elemento Direcional Sensível (32S)

IEEE C37.102 [9] mostra um elemento de sobrecorrente direcional (67N na Fig. 20) aplicado a um gerador aterrado através de alta impedância. Os TCs tipo *core-balance* são usados nos terminais para minimizar os erros de medição e implementar a função 67N, o que limita enormemente a aplicabilidade desta função para máquinas com cabos de fase pequenos o suficiente para passar através de um único TC toroidal.

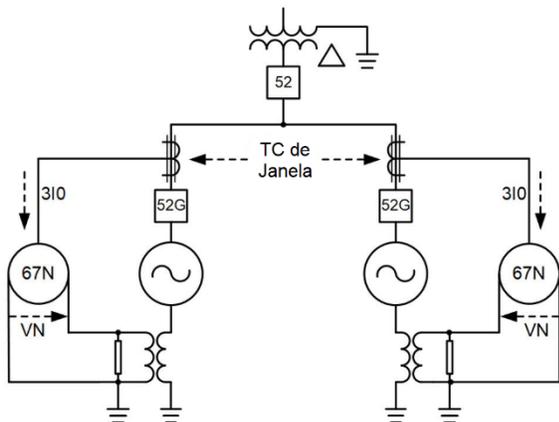


Fig. 20. Esquema de sobrecorrente direcional com TCs *core-balance* [9]

Os relés modernos são frequentemente equipados com entradas de corrente sensíveis. Ao invés de entradas de corrente especificadas para 5 A ou 1 A, as entradas podem ser especificadas para 0.2 A. Baseando-se nos testes de laboratório, tais entradas podem detectar 1 mA de corrente com um erro de 2.5%. Esta subseção descreve a implementação de um elemento direcional sensível (32S) com requisitos de transformadores de instrumento flexíveis.

#### 1) Teoria de Operação

O circuito de seqüência-zero incremental para um circuito com defeito da Fig. 20 está mostrado na Fig. 21. As fontes de tensão  $V_0$  representam a localização da falta à terra. Apenas uma fonte  $V_0$  está ativa por vez, representando uma única falta à terra nos terminais do estator. Uma falta mais próxima do neutro resulta em uma menor magnitude de  $V_0$ .

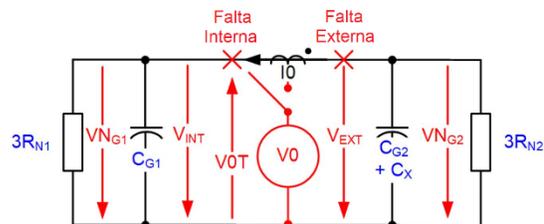


Fig. 21. Circuito de seqüência-zero durante uma falta externa ou interna, dependendo da posição da chave seletora de falta

Para uma falta externa (reversa), a unidade protegida obtém uma corrente de carregamento da respectiva capacitância de isolamento para terra do estator ( $C_{G1}$ ) e da resistência de aterramento ( $3R_{N1}$ ). A admitância de seqüência-zero ( $Y_{REV}$ ) medida por um relé na Fig. 21 que usa a tensão de neutro (VN) e as correntes residuais ( $I_0$ ) é calculada conforme mostrado em (8):

$$Y_{REV} = -\left(j\omega C_{G1} + \frac{1}{3R_{N1}}\right) \quad (8)$$

Para uma falta interna (para a frente), a rede de seqüência-zero externa,  $C_X$ ,  $C_{G2}$  e  $R_{N2}$  descarregam através do TC no terminal do gerador, resultando na medição da admitância ( $Y_{FWD}$ ) mostrada em (9):

$$Y_{FWD} = +\left(j\omega(C_{G2} + C_X) + \frac{1}{3R_{N2}}\right) \quad (9)$$

Para geradores aterrados através de alta impedância, como o NGR é dimensionado para corresponder à capacitância do sistema, a corrente está adiantada da tensão em 45 graus para uma falta à frente e adiantada em 225 graus ( $45 + 180$ ) para uma falta reversa. O método da admitância tem sido usado para fornecer detecção de falta à terra sensível em sistemas compensados [10] [11].

#### 2) Requisitos dos Transformadores de Instrumento

O sinal de polarização pode ser medido pela tensão através do resistor de neutro, TPs ligados em estrela ou delta aberto nos terminais da máquina. Como uma tensão de neutro é praticamente necessária para detecção de faltas à terra, usamos a tensão de neutro (VN) como o sinal de polarização. Esta abordagem é sugerida na IEEE C37.102 (ver Fig. 20) [9].

Quaisquer TCs dos terminais que medem a corrente de seqüência-zero e fornecem a mesma para o relé são aceitáveis. Para TCs toroidais, os erros dos TCs são muito pequenos. No entanto, esses TCs estão disponíveis apenas nas unidades menores. Os erros dependem da relação do TC e são provavelmente menores do que 1 mA.

O uso de TCs de fase conectados residualmente para medir 3I0 é a configuração mais comum. Os erros são maiores do que nas aplicações anteriores, possivelmente de dezenas de miliamperes. O erro usual admitido no estado de regime pode ser maior do que a corrente de falta à terra a ser detectada!

#### 3) Projeto e Segurança do Elemento

Para permitir requisitos dos TCs flexíveis, tais como nos TCs de fase conectados residualmente, uma memória curta (TMEM) pode remover erros de medição da pré-falta para

fornecer uma corrente residual incremental, DI<sub>sens</sub>, conforme mostrado em (10).

$$DI_{sens} = Isens - Isens_{k-TMEM} \quad (10)$$

YO<sub>SENS</sub>, calculada em (11), é representada em unidades primárias para permitir a comparação com os valores limites à frente (YO<sub>FTH</sub>) e reverso (YO<sub>RTH</sub>) definidos como +1 mS e -1 mS primário (Fig. 22), possibilitando que o elemento responda às impedâncias de sequência-zero primárias menores do que 10 kΩ.

$$YO_{SENS} = \text{Re} \left( \frac{DI_{sens} \cdot e^{-j\frac{\pi}{4}}}{3 \cdot VN} \right) \cdot \frac{CTR}{PTRN} \quad (11)$$

Fig. 22. Comparação do elemento direcional bruto

F32S e R32S são supervisionados por um elemento de sobrecorrente operando (Fig. 23) para DI<sub>sens</sub> ajustada em 4 mA (2% da entrada de corrente de 0.2 A).

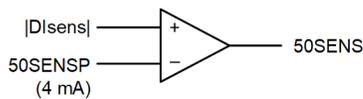


Fig. 23. Supervisão de sobrecorrente sensível

O elemento direcional tem um temporizador de pickup curto (ex., 1 a 2 ciclos), após o qual ele fornece uma declaração à frente (F32ST) ou reversa (R32ST), como mostrado na Fig. 24. Essas indicações permanecem seladas durante todo o tempo em que o elemento é habilitado via 32SEN (ex., 5 segundos).

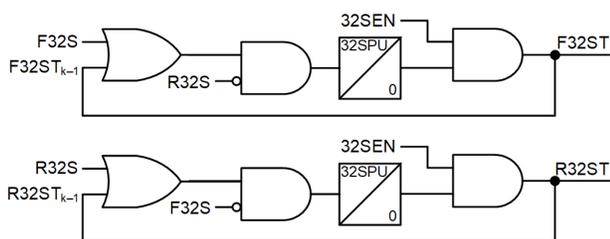


Fig. 24. Declaração do elemento direcional selada e segura

O elemento é protegido pela lógica de armamento de disparo único mostrada na Fig. 25. O elemento arma a lógica uma vez que o sistema esteja saudável durante o tempo de 32SARM (ex., 10 segundos) com  $V1 > 85\%$  e  $VN < 2.5\%$ . Esta indicação não reseta (“dropout”) pelo tempo de 64GARST (ex., 5 segundos).

O elemento 32S é habilitado (32SEN) durante o tempo especificado por 64GARST se uma condição de terra for detectada ( $VN > 5\%$ ). 32SEN não é ativado para eventos no lado de alta do transformador, que é acoplados via capacitância entre enrolamentos, devido à supervisão de um elemento direcional de sequência-negativa baseado em impedância (32Q).

O elemento 32S evita uma declaração incorreta da direção durante faltas intermitentes usando um temporizador de dropout (64GARST) que qualifica 32SEN. O algoritmo é executado apenas uma vez no início da falta (32SONE), e abre uma janela curta para determinar a direção da falta (F32ST ou R32ST). A declaração direcional é selada pelo tempo de 64GARST (ex., 5 segundos), facilitando a detecção da direção da falta intermitente. Os recursos de segurança de 32S permitem que a direção seja fornecida somente quando há uma indicação clara. Caso contrário, a lógica não é executada e/ou a direcionalidade não é fornecida.

#### 4) Aplicabilidade e Sensibilidade do Elemento

O limite de sensibilidade deste elemento é a corrente incremental mínima de 4 mA. Isso evita a detecção de faltas em  $m\%$  na parte inferior do enrolamento, conforme mostrado em (12), onde  $Y_0$  corresponde à  $Y_{FWD}$  em (9).

$$m = \frac{0.004 \cdot CTR}{\sqrt{3} \cdot V_{nomLL} \cdot |Y_0|} \cdot 100\% \quad (12)$$

Inserimos os parâmetros do sistema da Tabela VIII em (12) e (9) para produzir (13) e (14), respectivamente.

TABELA VIII  
EXEMPLO DE PARÂMETROS DO SISTEMA USADOS PARA 32S

Parâmetro	Dados
Número de unidades	N = 2
Tensão nominal	13.8 kV
Potência nominal por unidade	24 MVA
TC	CTR = 1500:5 = 300
Relação do TP	PTR = 13800:115
Relação do TP de neutro	PTRN = 13800:230
Capacitâncias (por fase)	Estatfor para a terra ( $C_G$ ): 0.342 $\mu$ F Externa ( $C_X$ ): 0.100 $\mu$ F Entre-enrolamentos do GSU ( $C_W$ ): 8 nF
Resistência de aterramento do neutro (para cada unidade)	$R_N = 2000 \Omega_{pri}$ igual a $1/(3\omega[C_G + C_X])$

$$m = \frac{0.004 \cdot 300}{\sqrt{3} \cdot 13,800 \cdot |Y_0|} \cdot 100\% = 21.3\% \quad (13)$$

$$Y_0 = - \left( j\omega(C_{G2} + C_X) + \frac{1}{3R_{N2}} \right) = -(0.236 \text{ mS} \angle 45^\circ) \quad (14)$$

Baseado em (13), o elemento não pode detectar faltas metálicas em 21.3% na parte inferior do enrolamento do estator (ou seja, o elemento *pode* detectar faltas metálicas em 78.7% na parte superior do enrolamento do estator).

Para verificar a disponibilidade deste elemento, aplicamos (13) a cada um dos 73 geradores aterrados através de alta impedância em barras compartilhadas na concessionária mencionada na Seção I. Os geradores possuem classificação nominal de 0.8 a 174 MVA com relações dos TCs variando de 60 a 1600. Todas as faltas reversas foram detectadas. Para faltas à frente, a cobertura da parte superior do enrolamento do estator foi de pelo menos 67%, no máximo 99%, e 93% na média.

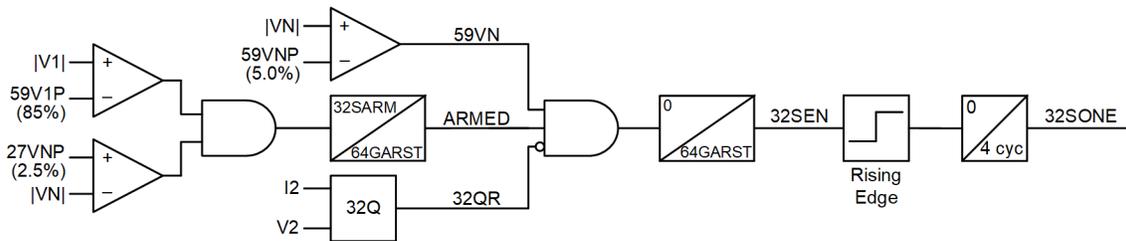


Fig. 25. Lógica de armamento de disparo único segura usada pelo 32S para facilitar a detecção da direção em uma falta intermitente

### 5) Validação do Projeto

O modelo do sistema mostrado na Fig. 26 foi usado em um simulador digital em tempo real (RTDS) com os parâmetros da Tabela VIII para verificar o comportamento das unidades com e sem falta para várias condições. Fizemos as seguintes observações:

- Para faltas à terra no G1 a 10, 20, 25, 50 e 100% do enrolamento do estator, o relé protegendo G1 declarou uma condição à frente para todas as faltas acima de 25%, sem nenhuma declaração diferente. O relé protegendo G2 declarou uma condição reversa para todas as faltas acima de 25%, sem nenhuma declaração diferente.
- Faltas à terra no sistema podem impor uma VN que é acoplada por retorno através da capacitância entre-enrolamentos do GSU. Nesses casos, 32QR foi ativado, impedindo que o elemento fosse habilitado (32SEN). Para operação em paralelo, o elemento não foi ativado.
- O elemento teve um bom desempenho mesmo com os erros usuais admitidos do TC. Um erro de medição é esperado quando são usados TCs conectados residualmente. Adicionamos até 100 mA de erro do TC e não observamos nenhuma degradação no desempenho do cálculo de DISens.
- O algoritmo foi resiliente contra excursões da frequência, e a memória de janela curta permaneceu estável.
- O algoritmo foi robusto contra desbalanços do circuito, tais como valores da capacitância fase-terra.

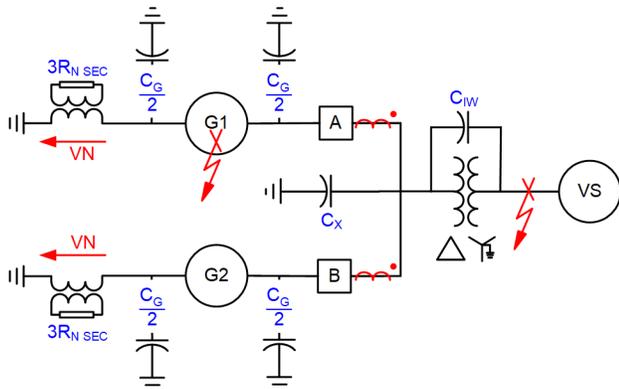


Fig. 26. Modelo do sistema usado para validar o elemento 32S

O comportamento dos relés que protegem a unidade com defeito (Fig. 27) e a unidade sem defeito (Fig. 28) é mostrado para uma falta à terra a 25% do enrolamento do estator com erro de 10 mA na entrada de corrente Isens. O cálculo de DISens é executado durante o tempo que 32SONE permanece ativado. A corrente de pré-falta é removida corretamente, conforme observado quando comparado com um evento sem um erro de pré-falta usual admitido.

Ao aplicar uma falta à terra do sistema nos terminais do enrolamento de alta tensão do GSU, o relé mede uma VN de 4.2%, que está abaixo do valor limite de 59VNP. Para demonstrar a segurança adicional fornecida por 32QR, testamos a operação com uma unidade off-line, resultando em uma VN de 7.7%, conforme mostrado na Fig. 29.

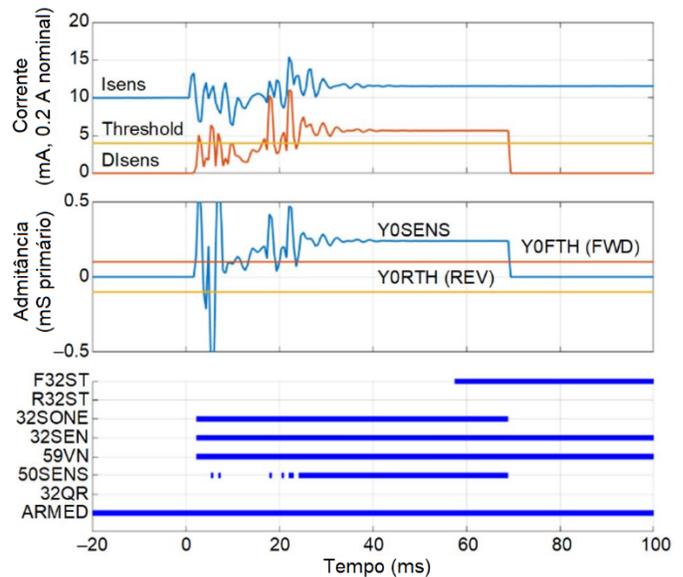


Fig. 27. Declaração à frente pelo relé que protege a unidade com falta (G1)

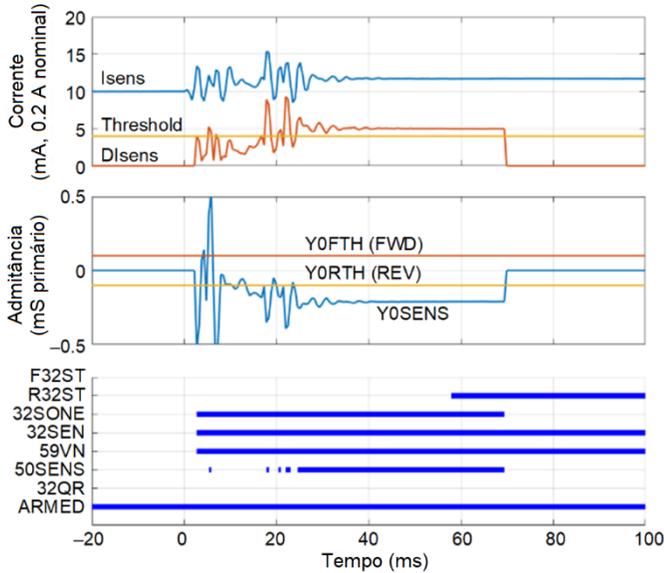


Fig. 28. Declaração reversa pelo relé que protege a unidade sem falta (G2)

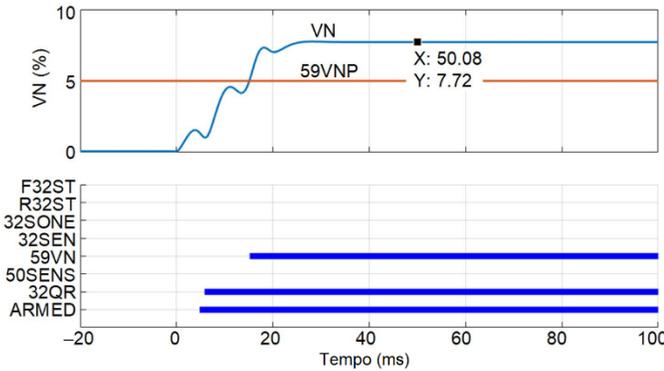


Fig. 29. Segurança para falta à terra nos terminais de alta tensão do GSU

Quando múltiplas unidades estão em paralelo, a impedância de sequência-zero no lado de baixa tensão do GSU é pequena, resultando em uma VN pequena. No entanto, o elemento tem que ser protegido para os casos em que as unidades não estão em paralelo ou quando as impedâncias da rede são desfavoráveis, tal como se houver uma capacitância entre-enrolamentos do GSU extremamente alta.

Para o esquema de trip escalonado baseado em tendência mostrado na próxima seção, uma declaração à frente (F32ST) é 1, uma declaração reversa (R32ST) é 0, e nenhuma declaração (default) é 0.5.

C. Trip Escalonado Baseado em Tendência

O processo de trip escalonado convencional é mostrado usando o exemplo de quatro unidades da Fig. 30. Cada unidade recebe uma classificação arbitrariamente. A Unidade A é desligada em primeiro lugar, seguida pela Unidade B, Unidade C e Unidade D, após temporizações intencionais. O método é seletivo se a falta estiver na Unidade A porque os disjuntores subsequentes não serão desligados após a falta à terra ser eliminada.

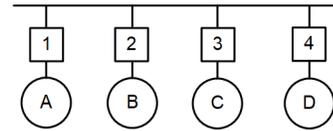


Fig. 30. Esquema de trip escalonado convencional

O método de trip escalonado baseado em tendência simplesmente usa os métodos de seletividade (32S e/ou 87V31) para reordenar a sequência das unidades desligadas com base em qual unidade tem maior probabilidade de ter o defeito. O método requer a transmissão de uma única grandeza analógica para todas as unidades que compartilham a barra e, no pior caso (ex., durante uma falha de comunicação), comporta-se de forma similar ao método de trip escalonado convencional.

A Fig. 31 demonstra o esquema de trip escalonado baseado em tendência. Os números indicados ao lado das várias unidades correspondem ao fator de tendência (“bias factor”) de um esquema de seletividade. Uma declaração à frente (F32ST) é 1, uma declaração reversa (R32ST) é 0, e nenhuma declaração (desconhecida) é 0.5. A ordem do trip escalonado baseado em tendência começa com a Unidade B porque ela tem o valor mais alto (1). Como ambas a Unidade A e a Unidade D têm o mesmo valor (0.5), a classificação default é obedecida e a Unidade A desliga em segundo lugar, seguida pela Unidade D. A Unidade C desliga por último.

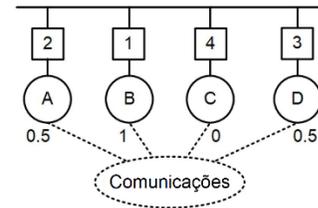


Fig. 31. Esquema de trip escalonado baseado em tendência

Se ambos 32S e 87V31 forem aplicados, eles se complementam para fornecer um fator de tendência para o trip escalonado. O valor analógico transmitido para os outros relés é calculado como em (15) para garantir que não haja sobreposição entre os casos, e 87V31 influencia (“bias”) a indicação fornecida por 32S.

$$BIAS = \frac{2}{3} \cdot 32S + \frac{1}{3} \cdot 87V31 \tag{15}$$

Por exemplo, para uma falta metálica diretamente no neutro da Unidade B da Fig. 32, 32S é igual a 0.5 devido à insensibilidade para faltas do lado do neutro. Contudo, 87V31 é igual a 1 para a unidade com falta e outro valor para as unidades sem falta, produzindo um intervalo global de 0.33 a 0.66 conforme (15). A ordem do trip escalonado baseado em tendência é Unidade B, Unidade A, Unidade D e, em seguida, Unidade C. Por outro lado, se a falta estivesse no terminal, 87V31 seria insensível, enquanto 32S forneceria a seletividade desejada.

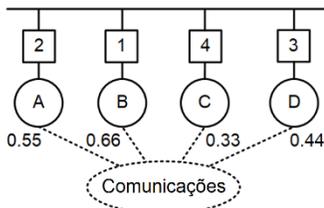


Fig. 32. Esquema de trip escalonado baseado em tendência com 32S e 87V31

Para manter a simplicidade do esquema no caso de uma falha de comunicação, o esquema reverte prontamente para a ordem pré-determinada definida pelo esquema de trip escalonado convencional.

## V. CONCLUSÃO

Geradores de grande porte, que são frequentemente aterrados através de alta impedância, requerem proteção terra estator 100%. No entanto, muitos desses geradores compartilham uma barra comum e não podem obter esta proteção usando métodos tradicionais. Neste artigo, aprimoramos as duas abordagens que têm sido usadas para proteger geradores conectados à unidade para facilitar a proteção de faltas à terra 100% para unidades que compartilham uma barra.

Os esquemas de terceiro harmônico podem deparar com problemas causados pela circulação de terceiros harmônicos provenientes das unidades em paralelo e por uma variação na impedância no lado do terminal. Usamos um esquema de comunicação para obter informações das unidades em paralelo para abordar este problema.

Os esquemas de injeção não podem ser aplicados com sensibilidade devido às fontes de aterramento que compartilham uma barra comum. A medição das correntes das unidades paralelas aumenta a sensibilidade do esquema. Ao aplicar múltiplos relés em esquemas de injeção para proteger as unidades em paralelo, é necessário usar relés que injetam frequências diferentes para evitar uma operação incorreta. Tais relés estão disponíveis atualmente.

Após uma falta à terra ter sido detectada, o problema subsequente consiste em determinar a unidade com falta. Discutimos duas opções que fornecem seletividade.

Primeiro, para uma unidade com uma falta metálica, as equações de operação correspondentes ao esquema de terceiro harmônico e um esquema de sobretensão de neutro normalizado com a tensão de sequência-positiva fornecem a mesma relação. Exploramos este fenômeno para fornecer seletividade.

Em segundo lugar, os relés modernos são frequentemente equipados com entradas de correntes sensíveis. Usamos a entrada de corrente sensível para medir a corrente de sequência-zero das resistências de aterramento e capacitância da rede para distinguir faltas internas e externas. Baseando-se nos dados do sistema de 73 geradores aterrados através de alta impedância de uma concessionária dos Estados Unidos, o elemento tipicamente detecta faltas em 90% do enrolamento do estator.

O primeiro método de seletividade tem melhor desempenho para faltas mais próximas ao neutro, enquanto o segundo método funciona melhor para faltas mais próximas dos terminais. Usando comunicações, esses dois métodos complementares podem ser usados para reordenar, baseando-se em tendência, o esquema de trip escalonado convencional e obter um trip seletivo dos disjuntores.

## VI. APÊNDICE

Usamos o exemplo de uma unidade *cross-compound* com uma unidade HP aterrada através de alta impedância e uma unidade LP não aterrada compartilhando uma barra comum para demonstrar o esquema diferencial de terceiro harmônico compensado para unidades com um alto grau de incompatibilidade (“mismatch”) de VG3. A rede de terceiro harmônico é mostrada na Fig. 33. Observe que a medição da tensão no neutro da unidade LP ( $VN3_{LP}$ ) através de um TP é necessária.

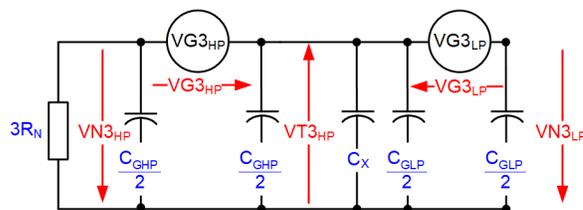


Fig. 33. Circuito equivalente para unidades *cross-compound*

Considere a proteção para a unidade HP. Como ela compartilha uma barra comum com a unidade LP, a abordagem para maximizar a disponibilidade consiste em resolver o circuito usando um princípio do diferencial de tensão de terceiro harmônico com a forma geral de (16) [4]. Este método requer o conhecimento da relação das impedâncias de terceiro harmônico adjacentes às unidades protegidas, as quais são tipicamente obtidas através da medição de VN3 e VT3. A implementação do esquema diferencial compensado é mostrada de (16) até (22), onde 64G2N opera se houver um desvio significativo dos valores do diferencial de terceiro harmônico do neutro e terminal em relação aos valores esperados.

$$64G2N = RAT_{EQ} \cdot |VT3_{HP}| - |VN3_{HP}| > 64G2NP \quad (16)$$

$$RAT_{EQ} = \left| \frac{VN3_{CALC}}{VT3_{CALC}} \right| \quad (17)$$

$$VN3_{CALC} = VG3_{HP} - VT3_{CALC} \quad (18)$$

$$VT3_{CALC} = VG3_{HP} \cdot \left( \frac{1}{1 + RAT_{HP}} \right) + VG3_{LP} \cdot \left( \frac{1}{1 + RAT_{LP}} \right) \quad (19)$$

$$VG3_{HP} = VT3_{HP} + VN3_{HP} \quad (20)$$

$$RAT_{HP} = \frac{\frac{C_{GHP}}{2} + C_X + C_{GLP}}{\frac{C_{GHP}}{2} + \frac{1}{3j\omega R_N}} \quad (21)$$

$$\text{RAT}_{LP} = \frac{\frac{C_{GLP}}{2} + C_X + C_{GHP} + \frac{1}{3j\omega R_N}}{\frac{C_{GHP}}{2} + \frac{1}{3j\omega R_N}} \quad (22)$$

Ambos  $\text{RAT}_{LP}$  e  $\text{RAT}_{HP}$  são ajustes do relé (valores complexos) associados à relação  $V_{N3}/V_{T3}$  para as unidades durante uma operação saudável.  $64G2P_{COMP}$  pode ser definido com base em princípios similares ao do Esquema B [4], mas como a rede de sequência-zero é mais forte com várias máquinas compartilhando uma barra, um valor limite menor de 1% da  $V_{LN}$  pode ser usado (ao invés de 1.75% [4]).

Este esquema detecta apenas faltas no lado do neutro e é adaptativo. Sua disponibilidade depende do nível de terceiro harmônico produzido pela unidade HP e da relação do terceiro harmônico produzido pela unidade LP em relação à unidade HP.

Usando (16) a (22) para um exemplo de  $C_{GHP} = 0.3$  uF,  $C_{GLP} = 0.2$  uF,  $C_X = 0.1$  uF e  $R_N = 2$  k $\Omega$ , obtemos a Fig. 34. Se a unidade HP protegida em nosso exemplo produzir  $VG_{3HP} = 2\% V_{LN}$ , então uma cobertura de 5% no lado do neutro está disponível se  $VG_{3LP}$  for menor do que 6% ( $2\% V_{LN} \cdot 3.00$ ).

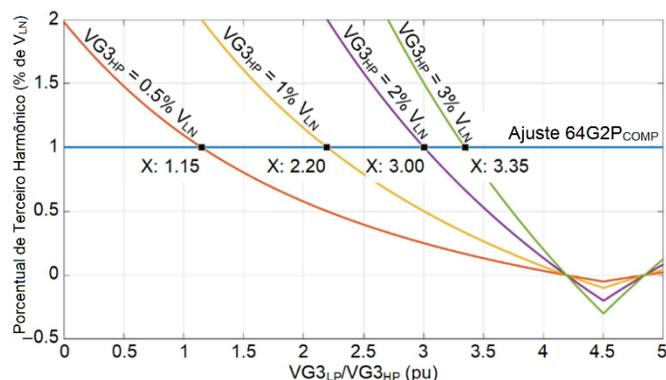


Fig. 34. Disponibilidade do esquema diferencial compensado como uma função das tensões de terceiro harmônico produzidas pelas unidades HP e LP

Observe que este esquema requer o alinhamento da  $VG_3$  recebida da unidade em paralelo com a  $VG_3$  produzida pela unidade protegida. A abordagem mais simples consiste em transmitir o fasor  $V_{T3}$  (que é idêntico para todas as unidades que compartilham a barra) e, em seguida, efetuar o alinhamento.

O esquema diferencial compensado pode ter uma disponibilidade significativamente maior do que o esquema da relação de bloqueio descrito na Seção II. Isto requer a sincronização do canal e a complexidade aumenta significativamente à medida que mais unidades compartilham a barra.

## VII. RECONHECIMENTO

Agradecemos ao Eric Eastment e Matt Westerdale do Bureau of Reclamation dos Estados Unidos por propiciar a inspiração e fornecer os dados do sistema para partes deste trabalho. Agradecemos também ao Paulo Lima por compartilhar os dados de campo.

## VIII. REFERÊNCIAS

- [1] N. Klingerman, D. Finney, S. Samineni, N. Fischer, and D. Haas, "Understanding Generator Stator Ground Faults and their Protection Schemes," proceedings of the 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 2016.
- [2] C. V. Maughan, "Incapability of Analog Relay Protection to Detect Generator Stator Winding Ground Failures at Neutral End," proceedings of the 2013 IEEE Electrical Insulation Conference, Ottawa, ON, Canada, June 2013.
- [3] P. Soñez, F. Vicentini, V. Skendzic, M. Donolo, S. Patel, Y. Xia, and R. C. Scharlach, "Injection-Based Generator Stator Ground Protection Advancements," proceedings of the 41st Annual Western Protective Relay Conference, October 2014.
- [4] R. Chowdhury, D. Finney, and N. Fischer, "Comparison of Third-Harmonic Stator Ground Protection Schemes," proceedings of the 14th International Conference on Developments in Power System Protection, Belfast, United Kingdom, March 2018.
- [5] IEEE Power System Relaying Committee, "IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators," *IEEE Power & Energy Society*, August 2011. Available: <http://resourcecenter.ieee-pes.org/pes/product/tutorials/PESTP1001>.
- [6] R. J. Alcantara and F. G. Garcia, "100% Stator Ground Fault Protection – A Comparison of Two Protection Methods," Lund Institute of Technology, 2006. Available: [https://www.myprotectionguide.com/uploads/7/3/0/1/73017921/5223\\_100-statorgroundfaultprotection.pdf](https://www.myprotectionguide.com/uploads/7/3/0/1/73017921/5223_100-statorgroundfaultprotection.pdf)
- [7] T. Bengtsson, A. Gajić, H. Johansson, J. Menezes, S. Roxenborg, and M. Sehlstedt, "Innovative Injection-Based 100% Stator Earth-Fault Protection," proceedings of the 11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection, Birmingham, UK, April 2012.
- [8] N. Klingerman, L. Wright, and B. Cockerham, "Field Experience With Detecting an Arcing Ground Fault on a Generator Neutral Point," proceedings of the 42nd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2015.
- [9] IEEE Standard C37.102, IEEE Guide for AC Generator Protection.
- [10] G. Druml, "Détection de Défauts à la Terre Très Résistants Sur les Réseaux Compensés [Detecting High-Ohmic Earth Faults in Compensated Networks]," *Revue de Electricité et de Electronique*, Vol. 2, Issue 68, January 1996.
- [11] J. Roberts, D. Hou, F. Calero, and H. Altuve, "New Directional Ground-Fault Elements Improve Sensitivity in Ungrounded and Compensated Networks," October 2001. Available: <https://selinc.com>.

## IX. BIOGRAFIAS

**Ritwik Chowdhury** recebeu seu diploma de bacharel em engenharia da University of British Columbia e seu mestrado em engenharia da University of Toronto. Ele ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. em 2012, onde trabalhou como engenheiro de aplicação e, atualmente, trabalha como engenheiro de potência líder. Ele é autor de vários artigos técnicos sobre proteção e controle de sistemas de potência. Seus interesses incluem a análise e controle de geradores e respectivos sistemas, chaveamento controlado, e proteção de gerador e linha. Ele contribui ativamente para o desenvolvimento de normas IEEE PSRC e é um engenheiro profissional registrado na província de Ontário.

**Dale Finney** recebeu seu diploma de bacharel em engenharia da Lakehead University e seu mestrado em engenharia da University of Toronto. Ele começou sua carreira na Ontario Hydro, onde trabalhou como engenheiro de proteção e controle. Atualmente, o Sr. Finney ocupa a posição de engenheiro de potência principal na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. O Sr. Finney detém mais de 10 patentes e é autor de mais de 30 artigos na área de proteção de sistemas de potência. Ele é membro do comitê principal e presidente do subcomitê de máquinas rotativas do IEEE PSRC. Ele é membro sênior do IEEE e um engenheiro profissional registrado na província de Nova Scotia.

**Normann Fischer** recebeu um Diploma Superior em Tecnologia, com louvor, da Technikon Witwatersrand, Johannesburg, África do Sul, em 1988; um B.S.E.E. com louvor, da University of Cape Town em 1993; um M.S.E.E. da University of Idaho em 2005; e um Ph.D. da University of Idaho em 2014. Ele ingressou na Eskom como técnico de proteção em 1984 e foi engenheiro de projetos sênior no departamento de projetos de proteção da Eskom por três anos. Em seguida, foi trabalhar na IST Energy como engenheiro de projetos sênior em 1996. Em 1999, Normann ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., onde atualmente é um *fellow engineer* na divisão de pesquisas e desenvolvimento. Ele foi um engenheiro profissional registrado na África do Sul e membro do South African Institute of Electrical Engineers. Atualmente, ele é membro sênior do IEEE e membro da American Society for Engineering Education (ASEE).

**Jason Young** formou-se pela University of Waterloo em 2006 com um B.A.Sc. em engenharia elétrica. Ele ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. em 2006, onde atualmente atua como engenheiro de aplicação em Smiths Falls, Ontário, Canadá. Ele é autor de vários artigos técnicos e guias de aplicação relacionados à proteção de sistemas de potência. Seus interesses incluem geradores, motores e transformadores, e a respectiva proteção. Ele é um engenheiro profissional registrado na província de Ontário e membro do IEEE.

**Veselin Skendzic** é um engenheiro de pesquisas principal na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Ele recebeu seu B.S. em engenharia elétrica da FESB, University of Split, Croácia; seu M.S. da ETF, Zagreb, Croácia; e seu Ph.D. da Texas A&M University. Ele tem mais de 25 anos de experiência em problemas relacionados à proteção de sistemas de potência e projetos de circuitos eletrônicos. Ele é um IEEE Fellow, escreveu diversos artigos técnicos, detém mais de 20 patentes, e contribui ativamente para o desenvolvimento de normas IEEE e IEC. Veselin é membro da IEEE PES e do IEEE PSRC, e *ex-chairman* do PSRC Relay Communications Subcommittee (H).

**Subhash Patel** recebeu seu B.S.E.E. e B.S.M.E. da Maharaja Sayajirao University, Baroda, Índia, em 1965 e 1966, respectivamente. Ele trabalhou para a Brown Boveri Company na Índia antes de vir para os Estados Unidos em 1967. Ele recebeu um M.S. (E.E.) da University of Missouri - Rolla, em 1969, e ingressou na Illinois Power Company em Decatur, Illinois, onde foi o principal responsável pela proteção dos sistemas de potência. Ele esteve na General Electric de 1979 a 1999, onde ocupou vários cargos na área de proteção e controle, bem como em usinas de energia baseadas em pacotes de turbinas a gás. Em 1999, Subhash ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. como engenheiro de aplicação de campo e é, atualmente, engenheiro de potência principal na Pensilvânia. Ele é um IEEE Life Member e está envolvido com IEEE PES, SA e PSRC SC-J. Ele é um engenheiro profissional registrado nos estados de New Hampshire e Illinois e autor de vários artigos apresentados em seminários de sistemas de relés de proteção.