



Grupo de Estudo de Proteção, Medição, Controle e Automação em Sistemas de Potência-GPC

Deteção de Falhas à Terra no Estator de Geradores Síncronos - Estudo de Caso da UHE Fontes Nova

SAVIO TELLES DA SILVA(1); PAULO SILVA LIMA(2); ALEX ARAÚJO NORA DE SOUZA(1); LUÍS CLAUDIO REZENDE PAIVA(1); RENATO STAVARENGO(2); LIGHT ENERGIA(1);SEL(2);

RESUMO

Este trabalho apresenta os conceitos e avalia os benefícios de um novo método para proteção contra falhas à terra no estator de máquinas síncronas aterradas por alta impedância. O sistema de proteção aqui avaliado inclui não só a proteção para falhas à terra, mas também o monitoramento completo do sistema de aterramento e possibilita monitoramento contínuo, podendo ser aplicado para alarme ou desligamento da unidade geradora em condições de falha à terra ou baixa isolamento. A avaliação é feita com base na aplicação deste sistema para proteção e monitoramento das unidades geradoras (UGs) da UHE Fontes Nova da Light Energia.

PALAVRAS-CHAVE

Proteção, falha à terra no estator, aterramento de alta impedância, isolamento de geradores, monitoramento

1.0 - INTRODUÇÃO

Geradores de grande porte são recursos críticos do sistema elétrico, capazes de influenciar na estabilidade de toda uma região geográfica. Dados os níveis de energia envolvidos, o potencial de danos de ativos e os custos envolvidos para reparo do gerador, a proteção de geradores é vista como um ponto chave para garantir uma operação confiável do sistema de potência. A operação indevida de um IED (*Intelligent Electronic Device*) de proteção, seja recusa ou falso disparo é altamente indesejada e pode levar a dispendiosos períodos fora de operação, reparos com alto custo, perda de capacidade de geração e perda de receita.

Este trabalho tem como objetivo mostrar a experiência e os benefícios obtidos pela Light Energia na utilização de um método de proteção para falhas à terra no estator (64S) que trabalha com a injeção de um sinal multi-frequência, com conceito distinto dos métodos tradicionais de injeção. Este sistema de proteção e monitoramento foi implementado nos geradores A, B e C da UHE Fontes Nova, com potência nominal de 51MVA, 62MVA e 51MVA respectivamente, situada no Complexo de Lajes na cidade de Pirai, Rio de Janeiro.

Este trabalho inicia com uma revisão sobre o aterramento do gerador, revisa os métodos mais comuns de detecção de falhas para terra disponíveis e suas limitações. É então apresentado o método sob análise, baseado em injeção de um sinal multi-frequência e os resultados obtidos de sua aplicação.

O trabalho aborda os requisitos de projeto utilizados para esta aplicação e apresenta os resultados práticos obtidos durante o comissionamento e partida dos geradores através de oscilografias e medições coletadas em campo, mostrando os ganhos reais obtidos com a aplicação deste método. São também apresentados os critérios adotados para definição do ajuste dos níveis de alarme e disparo, buscando sempre alcançar a máxima sensibilidade e garantir a segurança do esquema frente às diversas condições de operação da unidade geradora.

2.0 - PROTEÇÃO PARA FALTAS À TERRA NO ESTATOR DE GERADORES

Devido ao modo que são construídas as estruturas dos enrolamentos do estator de máquinas de grande porte, a falta à terra é a mais provável de ocorrer e as faltas internas entre fases são pouco prováveis, a não ser que seja provocada pela ocorrência de dois contatos para terra em fases distintas. O aterramento de alta impedância de um gerador limita a corrente da falta fase-terra em níveis que a integridade dos enrolamentos não é comprometida e a que o ferro do núcleo do estator não seja danificado. Uma outra vantagem deste tipo de aterramento é que as sobretensões transitórias são consideravelmente reduzidas quando comparadas com geradores isolados [1].

O aterramento de alta impedância normalmente é alcançado utilizando um transformador de distribuição (NGT), com o enrolamento primário conectado entre o ponto de neutro do gerador e a terra. Um resistor (NGR) é então conectado no enrolamento secundário. O gerador é então conectado ao sistema no enrolamento DELTA de um transformador elevador (GSU) do tipo Delta-Y para bloquear a contribuição do sistema para faltas à terra no lado de baixa tensão. Este método de conexão e aterramento do gerador é mostrado na Figura 1.

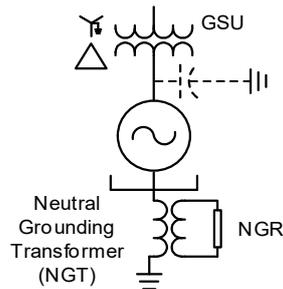


FIGURA 1 – Gerador aterrado por alta impedância utilizando transformador de distribuição

Na ocorrência de uma falta entre fases não há limitação da corrente pelo sistema de aterramento e os danos são catastróficos. Por este motivo, a detecção de um primeiro contato à terra no estator, incluindo cobertura para qualquer falta que ocorra no lado de baixa tensão do transformador elevador, representa uma parte muito importante do conjunto de proteções da unidade geradora. Também é fundamental um monitoramento contínuo de todo sistema de aterramento, incluindo transformador e resistor de aterramento.

2.1 Sobretensão de Neutro (59N)

O elemento 59N é a principal função para detecção de falhas a terra no estator e garante detecção destas falhas para grande parte do enrolamento. Um relé de sobretensão é conectado através do resistor de aterramento, conforme mostrado na Figura 2. Para falhas próximas ao terminal da máquina tem-se uma tensão de neutro próxima a tensão nominal fase-neutro do gerador através do resistor de aterramento, isso garante a sensibilidade deste elemento para detecção da falha. A medida que a falha ocorre mais próxima ao ponto do fechamento do neutro menor é a tensão no NGR. Assim, existe uma faixa do enrolamento, normalmente um trecho de 15% próximo ao ponto de fechamento do neutro, que fica descoberto para proteção contra faltas à terra [2].

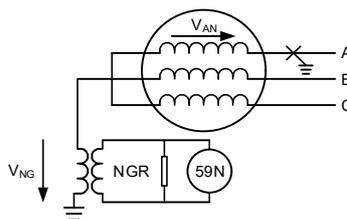


FIGURA 2 – Diagrama trifilar simplificado para um defeito fase A para terra no estator

2.2 Soluções Baseadas na Tensão de Terceiro Harmônico

A distribuição de fluxo no entreferro não é perfeitamente senoidal e contém alguns harmônicos de ordem ímpar, majoritariamente de terceira ordem. Este fluxo de terceiro harmônico induz tensões de terceiro harmônico nos enrolamentos do estator da máquina. Como as grandezas de terceiro harmônico tem um comportamento similar às grandezas de sequência zero a circulação de corrente de terceiro harmônico é confinada no lado de baixa do GSU.

A magnitude da tensão de terceiro harmônico induzida no estator (V_{G3}) depende de diversos fatores, como forma de construção da máquina, condição de carregamento e configuração do sistema. No caso de uma falha a terra no estator este perfil pode mudar completamente, uma vez que o ponto de referência para terra é alterado. A Figura 3

mostra o perfil da tensão de terceiro harmônico ao longo do enrolamento do estator para diferentes condições de carregamento (Figura 3-(a)) e em condições de falha (Figura 3-(b)), onde VN3 é a tensão de terceiro harmônico no ponto do neutro e VT3 é a tensão de terceiro harmônico nos terminais da máquina.

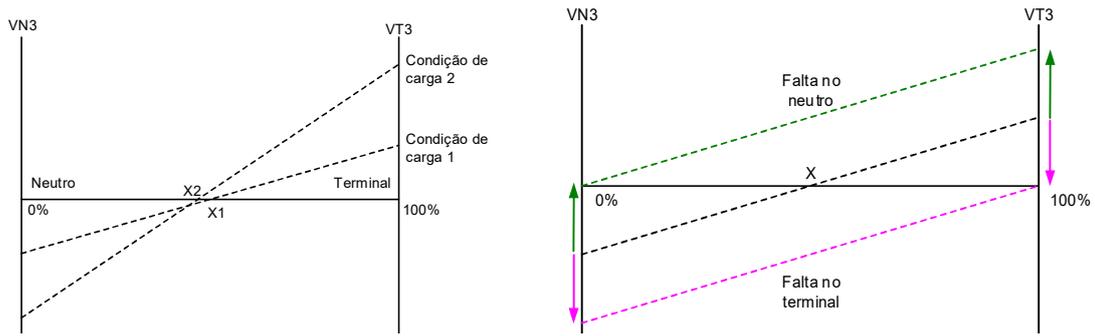


FIGURA 3 – (a) Distribuição de VG3 em condições de carga (b) Distribuição de VG3 em condições de falha

A Figura 3-(a) mostra que durante condição de carga VN3 apresenta um valor negativo. Para uma falha exatamente no ponto de fechamento de neutro a tensão VN3 vai a zero, Figura 3-(b). Pode-se então empregar um relé de subtensão de terceiro harmônico (27N3) que tem como grandeza de operação o módulo de VN3 para detectar falhas próximas ao neutro do gerador, conforme mostrado na Figura 4-(b). Falhas no meio do enrolamento e próximas ao terminal não reduzem o nível de VN3, por esta razão, a função 27N3 é sempre empregada em conjunto com a função 59N para buscar prover cobertura para 100% do estator.

Se transformadores de potencial (TPs) ligados em estrela estão disponíveis nos terminais da máquina, pode-se medir também a tensão VT3 e empregar um sistema de proteção mais robusto em termos de sensibilidade e segurança. Conforme mostrado na Figura 3-(a), de acordo com a condição de carga a tensão de terceiro harmônico muda proporcionalmente nos lados neutro e terminal. Quando há uma falha no terminal ou no ponto de neutro, esta proporcionalidade é quebrada. Assim, uma função de proteção que tenha como grandeza de operação a diferença entre VN3 e VT3 pode ser adotada. A Figura 4-(a) mostra o esquema de proteção diferencial de terceiro harmônico (59D3). Falhas no meio do enrolamento não quebram a relação entre VN3 e VT3, por esta razão, a função 59D3 é sempre empregada em conjunto com a função 59N para buscar prover cobertura para 100% do estator.

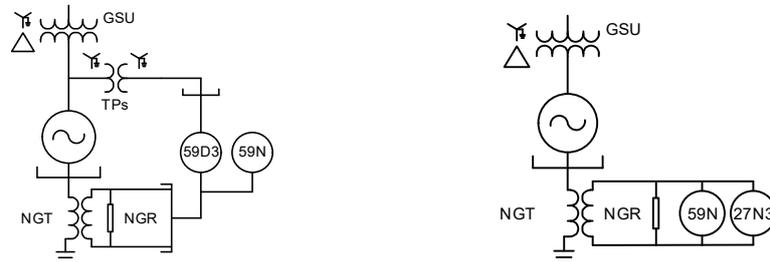


FIGURA 4 – (a) Tensão diferencial de terceiro harmônico (b) Subtensão de terceiro harmônico

A grande dificuldade da utilização destas funções baseadas em terceiro harmônico é que o perfil de VG3 ao longo do enrolamento depende de diversos fatores que só podem ser levantados avaliando diversas condições de operação da máquina. Muitas vezes a cobertura 100% do enrolamento não é alcançada e o monitoramento de baixa isolamento no estator fica comprometido, ou ainda, há condições de operação que estas funções precisam ser bloqueadas, conforme mostrado em [2].

2.3 Métodos Baseados em Injeção

Os métodos baseados em injeção trabalham independentemente da tensão de terceiro harmônico gerada pela máquina, ou seja, independentemente da condição de carga ou característica construtiva da mesma. Na essência, os métodos baseados em injeção buscam a medição da impedância de isolamento do estator (R_{ISO}) para detectar condições de falha. Como a medição é necessária em qualquer condição operacional da máquina e deve ser realizada continuamente, independente se a máquina está em operação ou não, este “medidor” de impedância deve possuir sua própria fonte e ser imune a variação de frequência durante a entrada em operação da máquina.

2.3.1 Método Baseado em Injeção – Tradicional

Na Figura 5 é representado de maneira simplificada o esquema típico da maioria dos métodos comercialmente disponíveis baseados em injeção, estes utilizam um sinal de injeção de tensão da ordem de 20 a 25 Hz, com um circuito de eletrônica de potência para produzir um sinal de tensão de onda quadrada. Um circuito série ressonante

sintonizado para a frequência de injeção é utilizado para transformar a onda quadrada em senoidal e para evitar que o sinal do sistema de potência realmente danifique a fonte de injeção. Resistores de potência conectados em série também são utilizados para minimizar esta última questão [2].

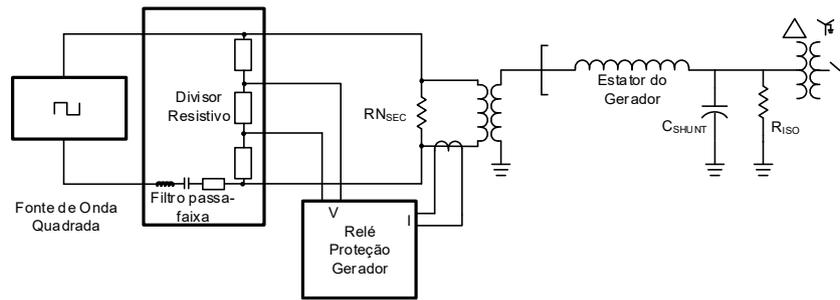


FIGURA 5 – Circuito equivalente do sinal de injeção – método de injeção tradicional

Nos sistemas tradicionais, como na Figura 5, a fonte de tensão e demais componentes trabalham em conjunto com o relé de proteção da máquina e o sistema de injeção de um determinado fabricante só se conecta com o relé de proteção deste mesmo fabricante. A medição de impedância se dá através da relação da tensão V e a corrente I , que são medidas pelo relé de proteção do gerador. A quantidade de dispositivos envolvidos torna estes sistemas bastante complexos e com custo elevado.

A impedância medida é proporcional à resistência de isolamento ou resistência de falta, e não há uma medição exata da resistência de isolamento. Existem dificuldades para monitoramento do NGR, uma vez que a corrente injetada pela fonte de onda quadrada não é medida pelo relé de proteção. O fato destes sistemas operarem com uma única frequência de injeção impõe algumas restrições, tais como impossibilidade de aplicação de proteção redundante e perda de sensibilidade nas aplicações onde existem 2 ou 3 geradores síncronos compartilhando o mesmo GSU.

2.3.2 Novo Método Baseado na Injeção de um Sinal Multi-frequência

A Figura 6 mostra o diagrama simplificado no novo método de injeção e o detalhe interno do sistema de injeção e medição. A solução proposta incorpora em um mesmo dispositivo o sistema de injeção e medição. Para garantir uma medição precisa de R_{ISO} , o novo sistema realiza medição de todas as impedâncias do sistema envolvidas, isso é feito automaticamente durante o comissionamento. Posteriormente este processo será detalhado.

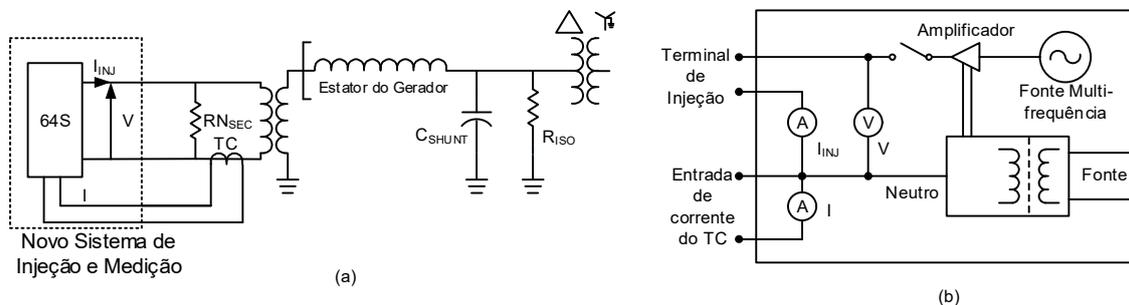


FIGURA 6 – (a) Circuito equivalente do novo sistema de injeção (b) Detalhe interno do novo sistema de injeção

Comparando-se com os sistemas tradicionais, as principais diferenças são:

- Novo sistema utiliza fonte de injeção de corrente ao invés de fonte de injeção de tensão;
- O sistema de injeção e medição estão combinados em um mesmo dispositivo;
- A Figura 6-(b) mostra o esquema simplificado do novo sistema, que é composto de um gerador de sinal multi-frequência, fonte de alimentação, amperímetros para medição da corrente injetada (I_{INJ}) e corrente oriunda do TC de neutro (I), voltímetro para medição da tensão sobre NGR;
- Ao invés de utilizar uma frequência única de injeção, o novo sistema utiliza um sinal multi-frequência. Para um sistema com frequência nominal de 60 Hz, as frequências injetadas são 18, 24 Hz, 36 Hz e 48 Hz.

Com todas as impedâncias do sistema conhecidas e com a medição da tensão V e as correntes I e I_{INJ} , o sistema então mede de maneira precisa a resistência de isolamento R_{ISO} , a capacitância C_{SHUNT} e o NGR. Para proteção do estator apenas R_{ISO} é utilizada, as demais medições são utilizadas para registro e monitoramento do sistema de aterramento. O novo sistema apresentado possui os seguintes benefícios e vantagens em relação aos tradicionais:

- O fato do sistema de injeção e medição estarem incorporados no mesmo dispositivo permite que a solução seja independente do modelo ou fabricante do relé de proteção da máquina. Para isso, o dispositivo de injeção e medição possui entradas e saídas digitais, protocolos de comunicação, ajuste via

software, recursos para registro de eventos e sincronismo de tempo de alta precisão.

- O fato de haver disponíveis as grandezas V , I e I_{INJ} permite que o NGR seja continuamente monitorado;
- O sinal multi-frequência faz com que o sistema seja imune a interferências frequência única. R_{ISO} é calculada para as 4 frequências e no caso de variação do em apenas uma delas, a medição é descartada;
- A disponibilidade de quatro frequências permite que seja aplicada proteção redundante. Neste caso, cada dispositivo trabalha com um par independente de frequências de injeção. O mesmo critério pode ser utilizado quando 2 geradores compartilham o mesmo GSU. Estes esquemas são detalhados nas referências [2] e [3].

3.0 - CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA E FILOSOFIA DE PROTEÇÃO

A UHE Fontes Nova possui atualmente a capacidade total de geração instalada de 132 MW divididos em 3 unidades geradoras (A, B e C). Os geradores são conectados no sistema de forma unitária, ou seja, cada gerador está conectado no barramento através de um GSU individual, conforme mostrado na Figura 7-(a). A Tabela 1 traz alguns dados básicos das máquinas.

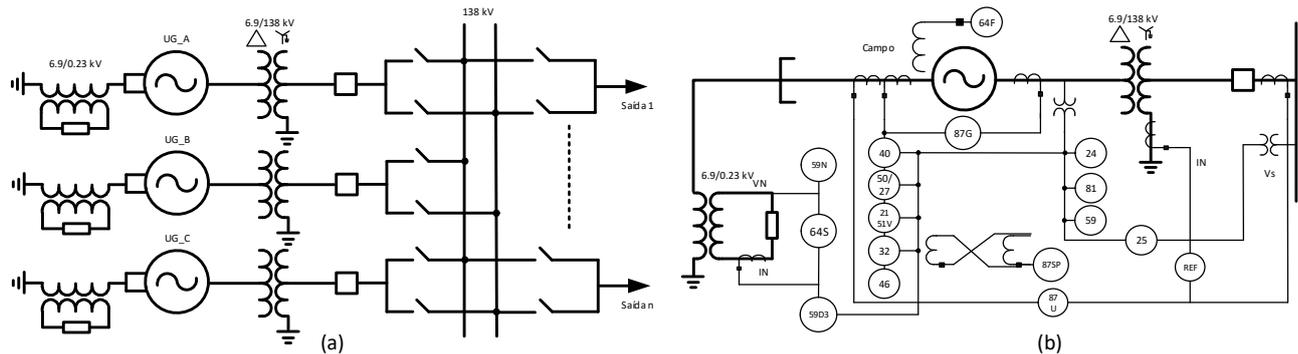


FIGURA 7 – (a) Esquema simplificado (b) Esquema funcional das proteções

Tabela 1 – Dados das Máquinas

	UG-A	UG-B	UG-C
Tensão Nominal	6.6 kV	6.6 kV	6.6 kV
Potência Aparente	51.76 MVA	62 MVA	51.76 MVA
Potência Ativa	43.97 W	43.97 W	43.97 W
Transformador de aterramento	6.9/0.23 kV	6.9/0.23 kV	6.9/0.23 kV
Resistor de aterramento	2 Ω	2 Ω	2 Ω

Todo o sistema de proteção foi modernizado mantendo-se quase que totalmente a filosofia do sistema anterior afim de não impactar na coordenação e seletividade com as proteções dos demais bays do barramento de 138 kV, composto por linhas de transmissão e transformadores. Para proteção de cada UG foi adotado esquema de proteção principal e proteção alternada com relés digitais. Cada UG possui o seguinte esquema de proteção:

- 2 IEDs de proteção do gerador com as seguintes funções: 40, 87G, 51V, 21, 50/27 (energização acidental), 59, 46, 32, 24, 81 e 59N e 64D3 (diferencial de tensão de terceiro harmônico);
- 2 IEDs de proteção diferencial da unidade geradora com as seguintes funções: 87U, 87SP (fase-dividida);
- 1 IED para proteção de faltas à terra no estator (64S) e 1 IED para faltas à terra no rotor (64F)
- Para função 64S o IED trabalha com método de injeção de sinal multi-frequência descrito na seção 2.

4.0 - ANÁLISE DE DADOS DE CAMPO E DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DA FUNÇÃO 64S

4.1 Processo de Calibração em Campo

Durante o comissionamento é realizado um processo de calibração do equipamento. O objetivo deste procedimento é que o IED possa medir a impedância do cabo que liga o IED até o resistor de aterramento (Z_{WIRE}) e a impedância do transformador de aterramento e respectivos cabos (Z_{NGT}), conforme mostrado na Figura 8. Assim, torna-se possível medir com maior precisão R_{ISO} . O processo de calibração ocorre na seguinte sequência:

- Medição da impedância total do sistema, com todas conexões e ajustes do valor do NGR e relação de transformação do NGT e local de instalação do TC já feitos;
- Coloca-se curto sobre o resistor de aterramento, Figura 8-(a), e mede-se a impedância do cabo Z_{WIRE} ;
- Retira-se o curto sobre o resistor e coloca-se um curto no fechamento do neutro do gerador, Figura 8-(b), e mede-se a impedância Z_{SHORT} , que é a impedância do resistor até o terminal do NGT;

- Retira-se o curto do fechamento do neutro e mede-se novamente a impedância total do sistema Z_OPEN ;
- As impedâncias são armazenadas na memória do IED.

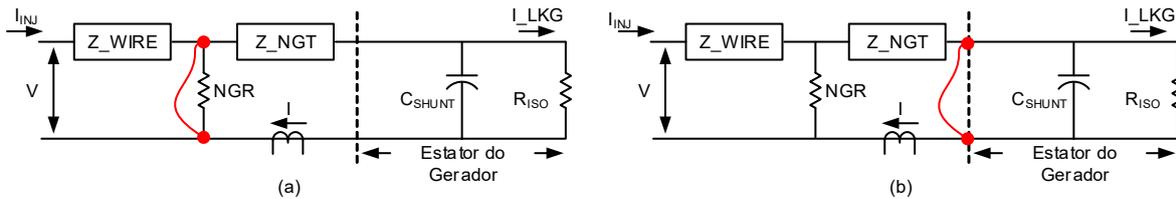


FIGURA 8 – (a) Curto-circuito sobre NGR (b) Curto-circuito no primário do NGT

As medições são realizadas individualmente para cada uma das frequências injetadas. Como exemplo, a Tabela 2 mostra os valores destas impedâncias medidas para o gerador B durante o processo de calibração.

Tabela 2 – Resultado do Processo de Calibração em Campo – Gerador B

	18Hz	24Hz	36Hz	48Hz
Z_WIRE	0.3914-j0.0019	0.3913-j0.0024	0.3911-j0.0035	0.3908-j0.0046
Z_SHORT	0.3011+j0.1171	0.3019+j0.1528	0.3090+j0.2331	0.3136+j0.3110
Z_OPEN	0.4305-j3.5237	0.3205-j2.4465	0.2635-j1.4289	0.2656-j0.9160

Para garantir que nenhum defeito foi introduzido no sistema durante o processo de calibração o IED realiza a medição da impedância total do sistema no início e no final processo. Se o valor da primeira impedância apresentar uma variação superior a 5% em relação a impedância final o IED envia uma mensagem de alarme.

4.2 Ajustes da Função 64S

O pickup da função 64S deve ser ajustado com uma margem de segurança em relação a resistência de isolamento normal da máquina. Geradores novos devem possuir uma resistência de isolamento bem superior à 100 k Ω , fundo de escala de medição do IED utilizado no projeto. Geradores antigos podem apresentar medições mais baixas de resistência de isolamento, dependendo da idade e condições do enrolamento [4]. Normalmente os níveis de trip e um pickup entre 1 e 10 k Ω é adequado tanto para unidades novas como antigas [4]. Assim, pode-se definir um nível mais baixo para trip, entre 1 e 3 k Ω , e um nível mais elevado para alarme, entre 4 e 10 k Ω .

Uma boa prática é utilizar as medições realizadas pelo IED durante o comissionamento para verificar qual a resistência de isolamento atual da máquina e, a partir deste parâmetro, determinar os ajustes. O fabricante do IED em questão sugere que o ajuste para alarme seja de no máximo 75% do valor observado para R_{ISO} durante o comissionamento e o valor máximo deste ajuste é 10 k Ω .

Para avaliar a resistência de isolamento foi utilizado o recurso de memória de massa do IED, configurado para realizar os registros das grandezas análogicas a cada 1 minuto. A Figura 9-(a) mostra as medições R_{ISO} e C_{SHUNT} para o Gerador B durante um período de 6 horas (360 medidas) e a Figura 9-(b) mostra as medições destas mesmas grandezas para o Gerador C, durante o mesmo período.

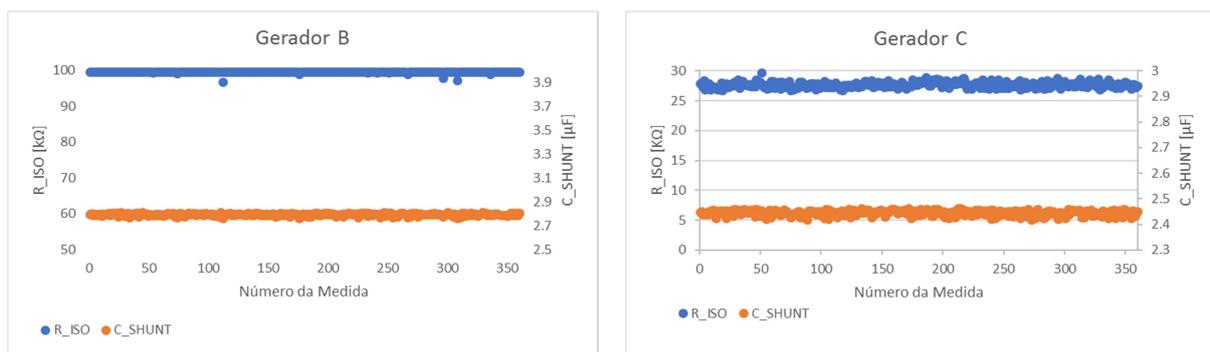


FIGURA 9 – Resistência e capacitância de isolamento medidas durante 6 horas (a) Gerador B (b) Gerador C

Para o Gerador B o valor observado de R_{ISO} é sempre o fundo de escala do IED (100 k Ω) e o valor para C_{SHUNT} é de 2.8 μ F. Para o Gerador C o valor observado de R_{ISO} é de 28 k Ω e o valor para C_{SHUNT} é de 2.45 μ F. A diferença entre as resistências de isolamento das máquinas B e C era esperada, pois a máquina B foi modernizada recentemente e o enrolamento do estator foi feito. O Gerador A apresentou resultado de resistência de isolamento similar ao Gerador C. Foram ajustados dois níveis para função 64S, um nível de alarme de 10 k Ω para todas as máquinas e um nível de trip de 3 k Ω para as máquinas A e C e 5 k Ω para a máquina B.

A resistência de isolamento reportada pelo relé 64S durante condições normais de operação da máquina muitas vezes surpreende aqueles familiarizados com os valores encontrados durante testes de resistência de isolamento de geradores, que tipicamente são da ordem de centenas de MΩ. Esta diferença deve-se ao fato que os testes de isolamento são realizados com os enrolamentos do estator isolados da terra e com tensão DC da ordem de 1 a 10 kV. Já o relé 64S realiza as medições com a máquina em operação, com as capacitâncias de isolamento conectadas e utiliza tensão AC da ordem de 50 a 150 V primários, induzida através do NGT [3].

Outro parâmetro que deve ser definido é a corrente de injeção. O IED em questão permite que a corrente injetada seja de no mínimo 0.5 A e no máximo 5 A. O critério para definição deste parâmetro é que o nível da tensão desenvolvida no primário do transformador de aterramento quando o gerador está fora de serviço esteja dentro dos parâmetros de segurança da empresa responsável pela operação e manutenção da usina. Por outro lado, quanto maior o valor da corrente de injeção melhor é a relação sinal-ruído. O fabricante do IED recomenda um valor de 50 V para a tensão primária, porém este pode ser alterado de acordo com os critérios e políticas de segurança da empresa. A máxima tensão induzida nos terminais do gerador pode ser calculada de acordo com a Equação 1.

$$VN_{\text{Primário}} = NGT_{\text{RAT}} * NGR * I_{\text{INJ}} \quad [\text{V}] \quad (\text{Equação 1})$$

No projeto foi definida a corrente de injeção de 2.5 A, que resulta em uma tensão primária de 143.4 V. O IED permite que a injeção seja interrompida por um comando externo, que poder ser por uma entrada digital física ou via comunicação. Neste caso, foi inserida uma chave no painel para acionar/desligar o sinal de injeção.

4.3 Monitoramento do Resistor de Aterramento

Falhas no NGR pode comprometer o aterramento da máquina. No caso de uma falha à terra com resistor em curto-circuito não haveria mais um limitador para a corrente, o que causaria enormes danos à máquina. Caso ocorra a abertura do NGR o sistema passaria a operar isolado, elevando os níveis de sobretensão transitórias durante uma falta para terra. A falha mais comum em um NGR é a abertura, os elementos resistivos rompem-se em um momento de condução de alta corrente, estresse mecânico ou corrosão devido as condições ambientes. Já o resistor em curto é geralmente causado por circuitos provisórios deixados durante a manutenção [5]. Dada a importância da integridade do NGR, o IED em questão possui incorporado a função de monitoramento deste. O valor do NGR é calculado continuamente, de acordo com a Equação 2.

$$NGR = \frac{V - I_{\text{INJ}} * Z_{\text{WIRE}}}{I_{\text{INJ}} - I} \quad [\Omega] \quad (\text{Equação 2})$$

A Figura 10 mostra o registro feito pelo IED do Gerador C para o NGR durante um período de 24 horas. O valor é de 2.07 Ω, bem próximo do valor ajustado para o NGR, de 2 Ω. A função pode ser habilitada para alarme ou desligamento da máquina. No projeto foi utilizada para alarme e a decisão de parada do gerador ou não é tomada pela operação. Foi definido um nível de 1 Ω para alarme de curto-circuito e 3.5 Ω para alarme de circuito aberto.

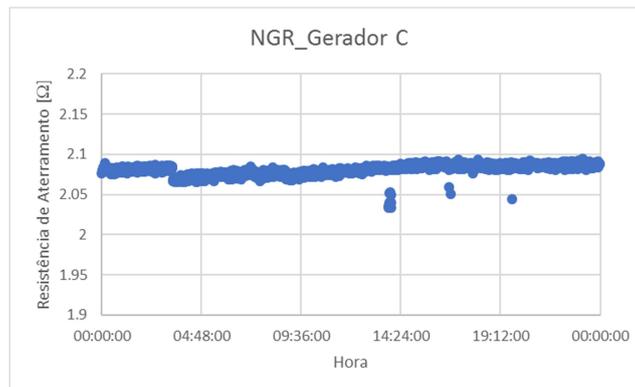


FIGURA 10 – Medida do resistor de aterramento (NGR) por um período de 24h

4.4 Simulação de Falha no Gerador B

Um dos benefícios do novo método é a facilidade de comissionamento, uma vez que o processo de calibração dispensa que outros testes sejam realizados, como uso de uma década resistiva conectada ao enrolamento do gerador. No comissionamento foi realizada apenas uma simulação de falha no estator do Gerador B. Com gerador desenergizado e isolado foi colocado um curto-circuito no ponto de fechamento do neutro, conforme mostrado na Figura 11-(a). A Figura 11-(b) mostra a oscilografia registrada pelo IED.

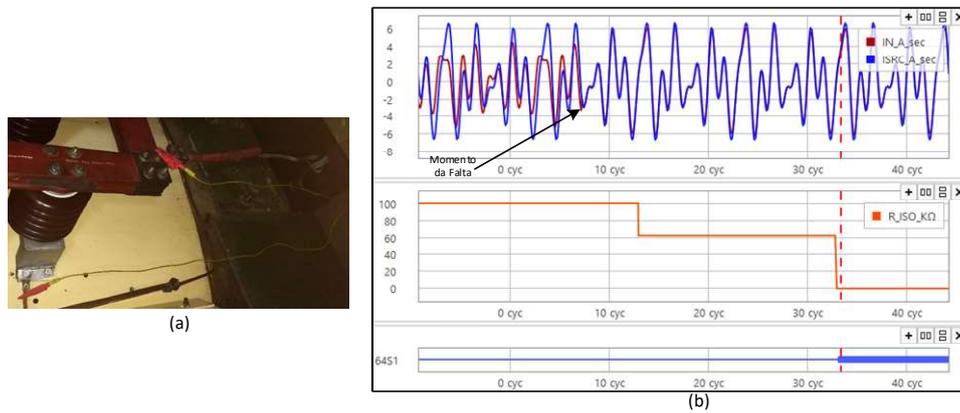


FIGURA 11 – Simulação de falha no ponto de neutro do Gerador B (a) Imagem da falha (b) Oscilografia

Na oscilografia IN_A é a corrente medida pelo TC de neutro e ISRC_A é a corrente injetada pelo IED. Antes da falta estas correntes possuem valores diferentes, uma vez que uma parcela de ISRC_A retorna através NGR e outra parcela retorna através das capacitâncias da máquina e é medida pelo TC de neutro. Quando a falha é inserida o estator passa a ser um caminho com impedância muito inferior ao NGR e praticamente toda corrente retorna pelo defeito, assim IN_A passa a ser igual a ISRC_A. Antes do defeito o valor de R_ISO é de 100 kΩ, há então uma primeira variação para 60 kΩ e posteriormente para 0 Ω. Esta variação gradual de R_ISO é explicada pela janela de dados de 20 ciclos que o IED utiliza para a medição: em um primeiro momento a janela contém amostras de pré-falta e falta, resultando em um valor intermediário de R_ISO. Quando a janela de 20 ciclos possui somente dados de falta o valor medido fica então correspondente com a resistência de isolamento real. A função 64S atua em aproximadamente 400 ms após o início do defeito, um tempo muito baixo para este tipo de proteção.

4.5 Evento Real Detectado em Campo

No terminal do Gerador C existe uma derivação que alimenta uma barra de 6.6 kV. Esta barra é uma alternativa de alimentação para o serviço auxiliar e todas as conexões nesta são através de transformadores Delta-Y. Durante o comissionamento todos os testes foram realizados com disjuntor (DJ) desta barra aberto. No dia 28/01/2019 aproximadamente às 9:02h houve necessidade de manobra deste DJ pela operação e a barra de 6.6 kV foi conectada aos terminais do Gerador C. A impedância medida pelo IED de proteção 64S ficou abaixo de 10 kΩ e um alarme foi enviado ao sistema de supervisão. A Figura 12 mostra o registro de memória de massa do IED antes (região em azul) e após (região em vermelho) a manobra do DJ.

64S UG C		Date: 30/01/2019 Time: 16:30:36.975 Time Source: External						
#	DATE	TIME	INS_RES	INS_CAP	FLDRES	MES_NGR	I_SRC	VN3_MAG
3320	28/01/2019	09:11:01.402	10.271	2.669	4764.100	2.069	2.481	6.286
3321	28/01/2019	09:10:01.382	10.143	2.679	4258.400	2.075	2.480	6.313
3322	28/01/2019	09:09:01.298	10.269	2.694	4350.300	2.070	2.481	6.317
3323	28/01/2019	09:08:01.326	10.047	2.693	5201.300	2.083	2.480	6.331
3324	28/01/2019	09:07:01.305	10.020	2.685	4672.000	2.083	2.480	6.331
3325	28/01/2019	09:06:01.308	10.021	2.691	4504.000	2.083	2.481	6.304
3326	28/01/2019	09:05:01.371	9.970	2.687	4779.300	2.088	2.480	6.310
3327	28/01/2019	09:04:01.365	9.622	2.630	5029.200	2.105	2.480	6.278
3328	28/01/2019	09:03:01.313	9.584	2.645	4695.200	2.108	2.480	6.289
3329	28/01/2019	09:02:01.306	29.510	2.503	4903.600	2.083	2.476	6.104
3330	28/01/2019	09:01:01.370	29.635	2.502	4858.400	2.083	2.475	6.118

FIGURA 12 – Registro de memória de massa do IED 64S do Gerador C

Antes da manobra do DJ o valor da resistência de isolamento (INS_RES) era de 29 kΩ, próximo ao observado no comissionamento para o Gerador C. Quando o DJ é fechado a resistência vai abaixo do nível de alarme e há um pequeno incremento no valor da capacitância shunt (INS_CAP), conforme esperado. O pessoal de manutenção confirmou um problema de baixa isolamento em um dos cubículos no barramento de 6.6 kV.

A Figura 13 é o registro da memória de massa do IED de proteção do gerador, que está configurado para registrar as medidas a cada 15 minutos. Pose-se observar que ocorre aumento na tensão de terceiro harmônico no neutro (VN3_MAG), redução na tensão de terceiro harmônico no terminal (VPX3_MAG) da máquina e que há uma variação na relação entre estas tensões (V3X/V3N). Este comportamento é típico de uma falta nos terminais da máquina, porém, a pequena variação não é suficiente para ultrapassar o pickup da função 59D3.

DATA	HORA	P3X [kW]	S3X [MVA]	VPX3_MAG [V]	VN3_MAG [V]	V3X/V3N
28/01/19	08:45:01	25020.95	25.71	172.19	177.665	0.969183576
28/01/19	09:00:02	25311.2	25.97	173.563	179.29	0.968057337
28/01/19	09:15:01	25214.79	25.87	154.503	183.407	0.842405143
28/01/19	09:30:01	25137.87	25.85	156.808	185.815	0.84389312
28/01/19	09:45:01	25432.24	26.06	155.922	184.449	0.845339362

FIGURA 13 – Registro de memória de massa do IED 59D3 do Gerador C

Este evento deixa claro que a sensibilidade do elemento 64S é muito superior a sensibilidade dos métodos tradicionais baseados em terceiro harmônico, sem comprometer a segurança da proteção.

5.0 - CONCLUSÃO

Graças ao desenvolvimento da tecnologia de hardware foi possível melhorar consideravelmente a precisão e confiabilidade das medições do sistema de monitoramento da isolação, mesmo em um ambientes e condições de operação hostis, mantendo os custos baixos. O novo sistema permite também novas aplicações, como nos casos onde dois ou mais geradores compartilham o mesmo transformador elevador ou ainda aplicações com proteção redundante. O fato do sistema de injeção e medição estarem incorporados em um mesmo dispositivo, torna a solução totalmente independente do modelo ou fabricante do relé de proteção da unidade geradora, além de permitir novas possibilidades de monitoramento, como o monitoramento do resistor de aterramento.

Os dados de campo apresentados comprovam a segurança e sensibilidade do IED empregado, assim como os ganhos em termos de um monitoramento mais completo. Outros pontos como a facilidade de testes, com redução do tempo de comissionamento, e disponibilidade de relatórios de eventos como perfil de carga e oscilografia dedicada podem ser destacados.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AIEE Committee, "Application Guide for the Grounding of Synchronous Generator Systems," Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Power Apparatus and Systems, Part III, Vol. 72, Issue 2, January 1953.
- [2] Nathan Klingerman, Satish Samineni, Normann Fischer and Derrick Haas, "Understanding Generator Stator Ground Faults and Their Protection Schemes", Published in the proceedings of the 70th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, Georgia, April 2016.
- [3] Ritwik Chowdhury, Dale Finney, Normann Fischer, Jason Young, Veselin Skendzic, and Subhash Patel, "Stator Ground Protection for Multiple High-Impedance Grounded Generators Sharing a Common Bus", proceedings of the 45th Annual Western Protective Relay Conference Spokane, Washington October 16–18, 2018.
- [4] 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.
- [5] D. Selkirk, M. Savostianik, K. Crawford, "The Dangers of Grounding Resistor Failure", IEEE Industry Applications Magazine, Sept/Oct. 2010.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Savio Telles da Silva é formado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em 2010. Atuou na área de estudos de proteção de alimentadores e linhas de transmissão na empresa Ampla SA no período de 2008 a 2011 e desde então é Engenheiro de Campo na empresa Light Energia SA. Trabalha no setor de engenharia de geração, com gerenciamento de projetos de modernizações, reformas, pesquisa e desenvolvimento e estudos na área de proteção e controle de sistemas elétricos.

Paulo Lima é formado em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Itajubá em 2012 e especialista em Automação de Sistemas Elétricos pelo INATEL em Santa Rita do Sapucaí em 2015. É instrutor da Universidade SEL e autor de diversos artigos técnicos nas áreas de transmissão, distribuição e geração de energia elétrica. Desde 2018 atua como coordenador da equipe de Engenharia de Aplicação e Suporte técnico da SEL Brasil.

Renato Stavarengo é formado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Itajubá em 2015. Atualmente é Engenheiro de Proteção no departamento de Engenharia e Serviços da SEL Brasil.

Alex Araujo Nora de Souza é formado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência no Centro Universitário de Volta Redonda (UniFOA) em 2016. Possui formação técnica em Eletrotécnica pelo Instituto Nossa Senhora Medianeira de Educação com conclusão em 2010. Atualmente é técnico de campo sênior na empresa Light Energia SA, onde adquiriu experiência na área de automação e controle de subestações e usinas hidrelétricas. Atua na área de proteção de sistemas elétricos desde 2014, trabalhando no desenvolvimento de plataformas de testes para IEDs.

Luís Cláudio Rezende Paiva é formado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistema Elétrico de Potência pela Universidade de Barra Mansa (UBM). Atua como técnico de campo sênior na empresa Light Energia SA desde 2007. Trabalha na área de proteção de sistemas elétricos de potência, desenvolvendo atividades de comissionamento e manutenção.