

Novo Método Para Monitoramento e Proteção de Geradores Aterrados por Alta Impedância

Paulo Lima, Geraldo Rocha, e Renato Stavarengo, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Resumo—Este trabalho tem como objetivo apresentar os conceitos e benefícios de um novo método para monitoramento da isolação elétrica do enrolamento de estator de máquinas síncronas aterradas por alta impedância, seja diretamente por resistor ou através de transformador de aterramento com resistor no secundário. O método proposto inclui 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 isolação.

I. INTRODUÇÃO

Geradores de grande porte são recursos críticos do sistema elétrico. A operação indevida de um IED (Intelligent Electronic Device) de proteção, seja uma recusa de disparo ou um disparo falso, é altamente indesejada e pode levar a máquina a longos e dispendiosos períodos fora de operação, reparos com alto custo, perda de capacidade de geração, perda de receita e comprometimento da estabilidade do sistema.

Este trabalho inicia com uma revisão sobre o aterramento do gerador, revisa os métodos mais comuns de detecção de falhas para terra disponíveis. São apresentados os principais requisitos necessários para o sinal de injeção e, por fim, é apresentado um novo sistema de proteção baseado em injeção de um sinal multi-frequência que possuiu um aumento significativo da cobertura durante a energização do gerador, apresenta uma grande melhora na acurácia de medição e permite aplicação em redundância—principal e retaguarda.

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 entre fases são pouco prováveis, a não ser que seja provocada pela ocorrência de um segundo contato para terra. 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. Normalmente, uma falha no enrolamento é resultado da deterioração gradual do sistema de isolação seguida de um outro evento, como faltas externas ou surtos de tensão, que podem danificar a isolação já enfraquecida. Diversos processos podem produzir deterioração, incluindo desgaste térmico, elétrico, mecânico e ainda fatores ambientais.

O novo método descrito neste trabalho apresenta maior simplicidade de ajustes e comissionamento em relação aos métodos existentes, além de possuir capacidade de monitoramento do resistor de aterramento, medição da

resistência de isolação e capacitância shunt da máquina. Também é apresentado um caso de aplicação onde dois geradores são conectados em paralelo, compartilhando o enrolamento delta do transformador elevador.

II. GERADORES ATERRADOS POR ALTA IMPEDÂNCIA

O foco deste trabalho é em geradores síncronos conectados no sistema elétrico de potência através de um transformador elevador, do tipo Delta-Estrela, com o gerador conectado no enrolamento Delta do transformador.

Geradores de grande porte são preferencialmente conectados ao sistema desta maneira e possuem ainda um aterramento de alta impedância, uma vez que este limita a corrente da falta fase-terra em níveis que a integridade dos enrolamentos não é comprometida e ao mesmo tempo garante que o ferro do núcleo do estator não seja danificado durante um defeito à terra. Uma outra vantagem deste tipo de aterramento é que as sobretensões transitórias são consideravelmente reduzidas quando comparadas com geradores não aterrados[1].

O aterramento de alta impedância normalmente é alcançado utilizando um transformador de distribuição, com o enrolamento primário conectado entre o ponto de neutro do gerador e a terra. Um resistor é então conectado no enrolamento secundário. Este método de conexão e aterramento do gerador é mostrado na Fig. 1.

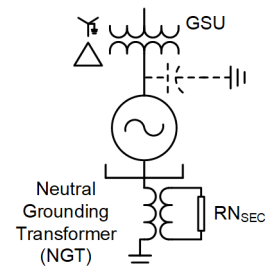


Fig. 1. Gerador aterrado por alta impedância utilizando transformador de distribuição.

A Fig. 1 mostra que o transformador elevador é conectado em delta do lado da máquina. Se houver um transformador de serviços auxiliares entre a máquina e o transformador elevador, este também deve possuir o enrolamento de alta tensão conectado em delta. Devido à estas conexões em delta, existe uma contribuição muito pequena do sistema para faltas à terra internas no gerador e, similarmente, existe uma contribuição muito pequena também do gerador para faltas à terra no sistema. Este tipo de aterramento limita a corrente de falta para defeitos do estator para terra na ordem de 10 A.

A tensão primária do transformador de aterramento é, tipicamente, igual a tensão nominal fase-neutro do gerador e seu valor secundário fica na faixa de 120–480 V. Este arranjo permite utilizar um resistor de baixo valor ôhmico e mais robusto, quando comprado com um resistor inserido diretamente entre o neutro do gerador e a terra. A potência do transformador de aterramento e do resistor estão relacionadas com a corrente capacitiva para terra durante uma falta fase-terra. Na prática, o resistor é selecionado de maneira que a potência ativa dissipada pelo resistor seja igual a potência reativa dissipada pela capacitância equivalente do gerador (isto é a soma da capacitância do gerador, cabos, e capacitores de surto) durante uma falta a terra [2].

III. PRINCIPAIS MÉTODOS DE DETECÇÃO DE BAIXA ISOLAÇÃO EM GERADORES ATERRADOS POR ALTA IMPEDÂNCIA

Conforme apresentado na secção anterior, geradores aterrados por alta impedância possuem uma corrente para defeitos à terra bastante limitada, muito inferior à corrente nominal da máquina. Isso dificulta a utilização de métodos baseados na medição de corrente para identificação de baixa isolação no enrolamento do estator. Nesta secção são apresentadas as principais funções para detecção de falhas ou baixa isolação no enrolamento do estator em geradores aterrados por alta impedância.

A. Sobretensão de Neutro

O elemento de sobretensão de neutro (59N) é a principal função para detecção de falhas a terra no estator e garante detecção destas falhas para uma grande parte do enrolamento. Neste esquema um relé de sobretensão é conectado através do resistor de aterramento, conforme mostrado na Fig. 2.

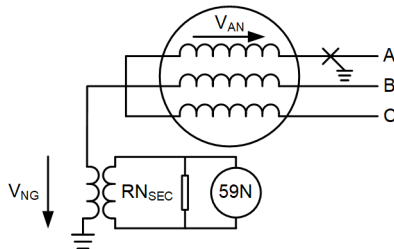


Fig. 2. Diagrama trifilar simplificado para um defeito fase A para terra no estator.

Para falhas na isolação 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 do gerador menor é a tensão no resistor de aterramento. Desta maneira, existe uma faixa do enrolamento que a tensão através do resistor de aterramento não é suficiente para sensibilizar a função e o elemento 59N não pode detectar a falha. Normalmente esta função detecta falhas em 90% do enrolamento e o trecho de 10% próximo ao neutro fica descoberto [2].

B. Soluções Baseadas na Tensão de Terceiro Harmônico

A distribuição de fluxo no entreferro não é perfeitamente senoidal e contém alguns harmônicos de ordem ímpar. O 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, em geradores aterrados por alta impedância a circulação de corrente de terceiro harmônico devido à esta tensão induzida permanece quase que totalmente confinada no lado de baixa tensão do transformador elevador. A malha formada pelo resistor de aterramento e as capacitâncias shunt comportam-se como um divisor de tensão para a tensão de terceiro harmônico, conforme mostrado na Fig. 3.

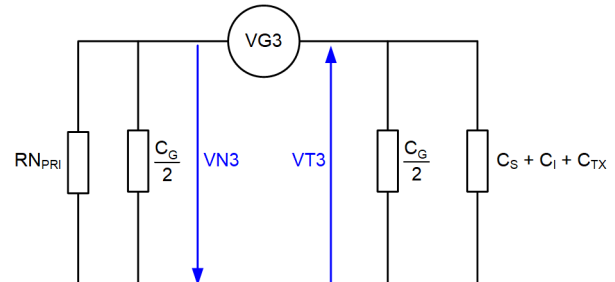


Fig. 3. Circuito equivalente de terceiro harmônico.

A magnitude da tensão de terceiro harmônico induzida no estator (VG3) 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, dependendo do ponto da falha, este perfil pode mudar completamente, uma vez que o ponto de referência para terra é alterado. A Fig. 4 mostra o perfil da tensão de terceiro harmônico ao longo do enrolamento do estator para diferentes condições de carregamento (Fig. 4a) e em condições de falha (Fig. 4b), onde VN3 é a tensão de terceiro harmônico no ponto do neutro e VT3 é a tensão de terceiro harmônico nos terminais da máquina.

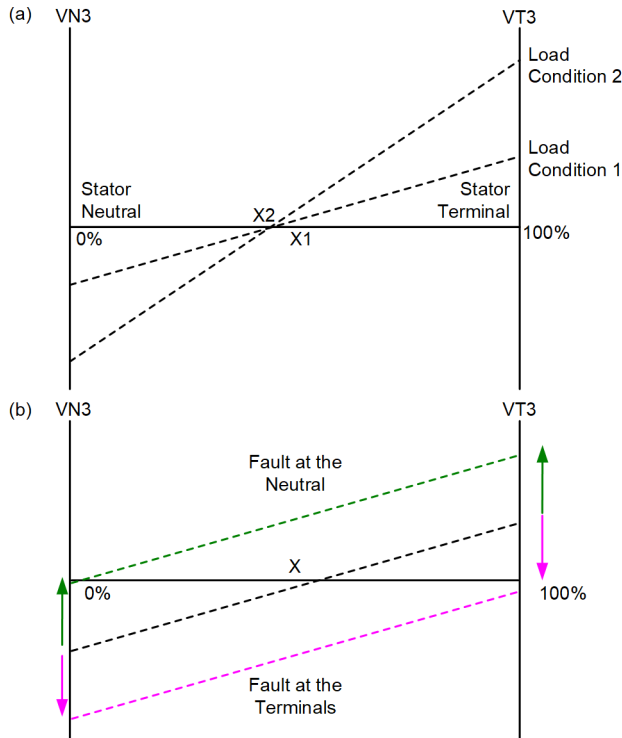


Fig. 4. (a) Distribuição de VG3 em condições de carga. (b) Distribuição de VG3 em condições de falha.

1) Subtensão de Neutro de Terceiro Harmônico e Diferencial de Tensão de Terceiro Harmônico

A Fig. 4 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. 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 Fig. 5a.

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. É preciso fazer uma pesquisa do perfil VG3 do gerador em diversas condições de operação para determinar o pick-up deste elemento e avaliar se 100% do estator está coberto.

Se transformadores de potencial 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 Fig. 4, 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 Fig. 5b 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. Assim como para função 27N3, é preciso

fazer uma pesquisa do perfil VG3 do gerador em diversas condições de operação para determinar o pick-up deste elemento e avaliar se 100% do estator está coberto.

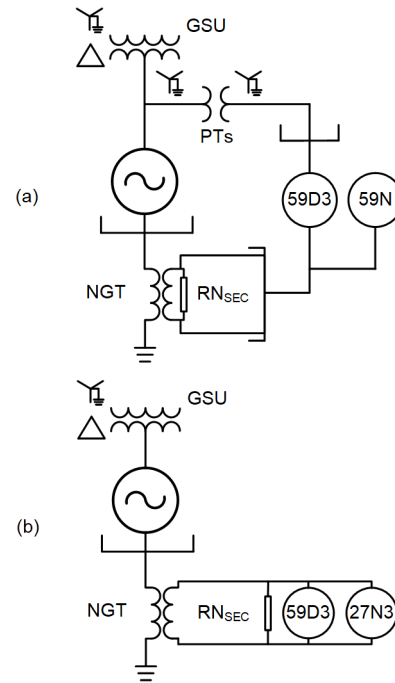


Fig. 5. (a) Subtensão de terceiro harmônico. (b) Tensão diferencial de terceiro harmônico.

C. Métodos Baseados em Injeção

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].

Por outro lado, os métodos baseados em injeção trabalham independentemente da disponibilidade de tensão de terceiro harmônico da máquina, ou seja, independentemente da condição de carga ou característica construtiva da mesma.

A seguir este trabalho descreve o princípio de operação dos métodos baseados em injeção. São apresentadas as principais características e limitações dos métodos baseados em injeção tradicionais, disponíveis comercialmente já a algumas décadas. Estas limitações são as principais motivações para um novo método baseado em injeção, que é apresentado na secção 4 deste trabalho.

D. Princípio de Operação

A Fig. 6 mostra um exemplo de aplicação do método de injeção. Neste exemplo, o sistema de injeção é conectado no resistor do lado secundário do transformador de aterramento. Como a fonte está injetando um sinal através do resistor de aterramento e estamos considerando que o gerador é conectado ao sistema através de um transformador elevador Delta-Estrela, o circuito para o sinal de injeção fica aberto na conexão com o sistema.

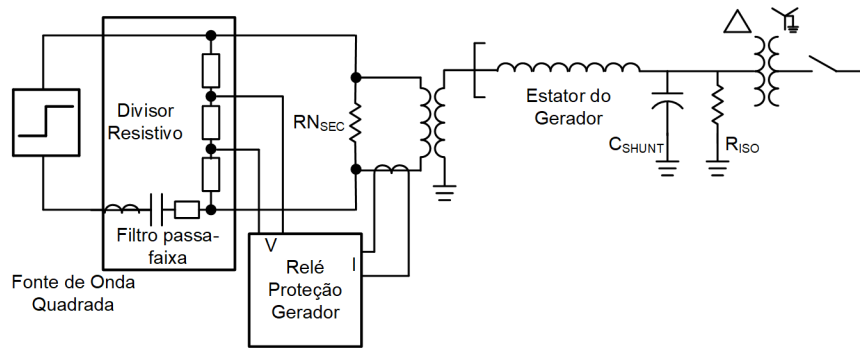


Fig. 6. Circuito equivalente do sinal de injeção-método de injeção tradicional.

Na essência, os métodos baseados em injeção buscam a medição da impedância de isolamento do estator (RISO) para detectar condições de falha e/ou baixa isolamento. 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. A presença da capacitância shunt dificulta a medição da resistência de isolamento. Sinais de baixa frequência são preferencialmente utilizados (tipicamente de 10 até 120 Hz), uma vez que a capacitância seria um curto-circuito para alta frequência.

E. Características e Limitações dos Métodos Tradicionais Baseados em Injeção

Na Fig. 6 é representado de maneira simplificada o esquema 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]. Um outro projeto mais recente utiliza um sinal de injeção de 87 Hz para sistemas de 50 Hz, melhorando a habilidade do sistema para lidar com a interferência da frequência do gerador durante startup da máquina [3].

Nos sistemas atuais, a fonte de tensão e demais componentes trabalham em conjunto com o relé de proteção da máquina e como não há uma padronização internacional para a frequência de injeção, 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, conforme mostrado na Fig. 6. A quantidade de dispositivos envolvidos-fonte de onda quadrada, módulo divisor resistivo e filtro passa-faixa-torna estes sistemas bastante complexos e com custo elevado.

Normalmente, a impedância medida é proporcional a resistência de isolamento ou a resistência de falta no caso de um defeito no estator, não havendo uma medida exata da resistência de isolamento e capacitância shunt. Há também dificuldades para

monitoramento do resistor de aterramento e diferenciação entre uma falha no estator da máquina de uma falha no sistema de aterramento, uma vez que a corrente que circula pela fonte de onda quadrada não é medida pelo relé de proteção.

Adicionalmente, o fato destes sistemas operarem com uma única frequência de injeção impõe algumas restrições e limitações nas aplicações, tais como:

- Não imunidade do sistema de injeção à interferência de sinais de mesma frequência provenientes do sistema de potência ou ruídos;
- Impossibilidade de aplicação de redundância, uma vez que a frequência de injeção do dispositivo principal influenciaria no dispositivo redundante;
- Impossibilidade ou perda de sensibilidade nas aplicações onde existem 2 ou mais geradores síncronos compartilhando o mesmo transformador elevador.

IV. NOVO MÉTODO BASEADO EM INJEÇÃO DE UM SINAL MULTIFREQUÊNCIA

A Fig. 7 mostra o diagrama simplificado no novo método de injeção. A solução proposta incorpora em um mesmo dispositivo o sistema de injeção e medição.

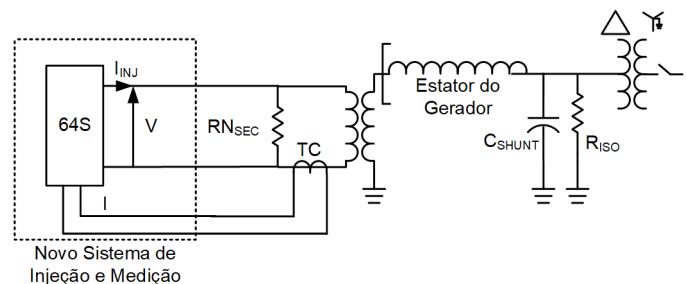


Fig. 7. Circuito equivalente do sinal de injeção-novo método.

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. Por motivos de segurança, o nível da corrente de injeção deve ser selecionado de maneira que a tensão desenvolvida no primário do transformador de aterramento seja de no máximo 50 V quando o gerador está fora de serviço;
- O sistema de injeção e medição estão combinados em um mesmo dispositivo;

- A Fig. 8b 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 (IINJ) e corrente oriunda do TC de neutro (I), voltímetro para medição da tensão secundária do transformador de aterramento (V). Assim, além da tensão V e a corrente I, tem-se também disponível a corrente injetada IINJ; Ao invés de utilizar uma frequência única de injeção, o novo sistema utiliza um sinal multi-frequência. Para um sistema de 60 Hz, as frequências injetadas são 18, 24 Hz, 36 Hz e 48 Hz. A Fig. 8a mostra o sinal de injeção composto das quatro frequências.

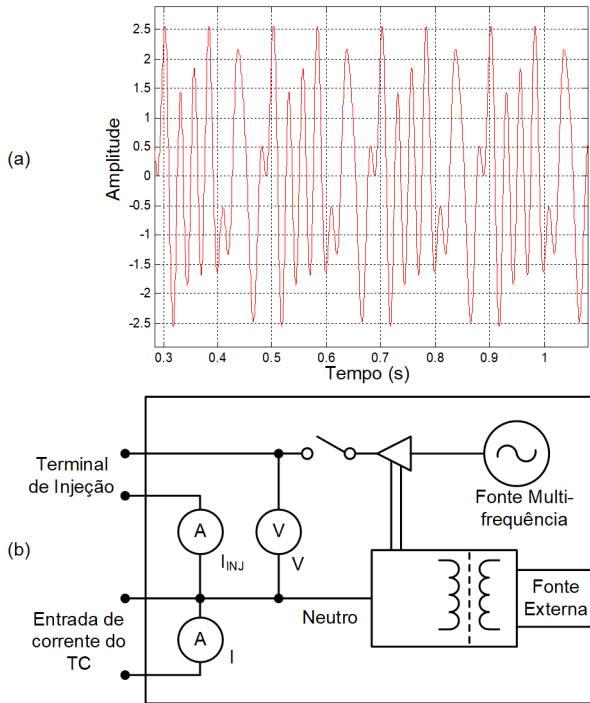


Fig. 8. (a) Sinal de injeção multi-frequência (b) Esquema simplificado no novo sistema de injeção.

Para garantir uma medição precisa de RISO, o novo sistema realiza medição de todas as impedâncias do sistema envolvidas, isso é feito automaticamente durante o comissionamento. Para entender como se dá o processo de medição ver Fig. 9a. Curto-circuitando o resistor de aterramento, o sistema mede a impedância do cabo utilizado para conectar o injetor ao resistor, Z_WIRE. Retira-se o curto-circuito do resistor e coloca-se um curto-circuito no lado primário do transformador de aterramento, assim o sistema mede a impedância do transformador de aterramento, Z_NGT. A impedância do resistor de aterramento, NGR, é um ajuste.

Com todas as impedâncias do sistema conhecidas e com a medição da tensão V e as correntes I e IINJ, o sistema então mede de maneira precisa a resistência de isolamento RISO, a capacitância CSHUNT e o resistor de aterramento NGR. Para o monitoramento da isolamento do estator, apenas a resistência de isolamento é utilizada para gerar alarmes e/ou desligamento do gerador, as demais medições são utilizadas para registro e monitoramento do sistema de aterramento.

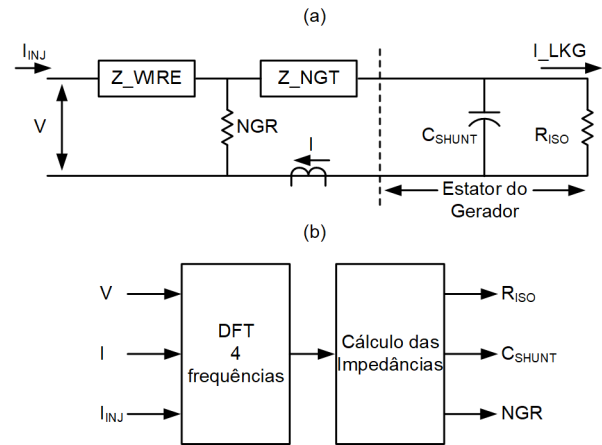


Fig. 9. (a) Diagrama de impedâncias (b) Bloco de processamento de sinais simplificado.

O novo sistema apresentado possui os seguintes benefícios e vantagens em relação aos sistemas anteriores:

- 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, ou seja, é uma solução totalmente independente. 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. No caso de detecção de falhas ou condições de alarme, o sistema pode tomar uma ação de disparo e/ou reportar informações para o sistema SCADA;
- O fato de haver disponíveis as grandezas V, I e IINJ permite que o resistor de aterramento seja continuamente monitorado e que falhas no sistema de aterramento sejam diferenciadas de falhas no estator do gerador;
- A utilização de um sinal multi-frequência faz com que o sistema seja imune a interferências de frequência única. A resistência é calculada para as quatro frequências e no caso de variação do valor em apenas uma delas, esta medição é descartada;
- A disponibilidade de quatro frequências permite que sejam aplicados dispositivos redundantes, para proteção principal e alternada. Neste caso, cada dispositivo trabalha com um par independente de frequências de injeção, de maneira que um módulo não interfira no outro. Este esquema é mostrado na Fig. 10a;
- Pode-se também aplicar este novo esquema nos casos onde dois geradores compartilham o mesmo transformador elevador, conforme mostrado na Fig. 10b. Assim como no caso anterior, cada módulo utiliza um par de frequências distinto e é necessário que ambos os módulos tenham a leitura da corrente de neutro de cada unidade geradora, de maneira a garantir maior precisão na medição de impedância.

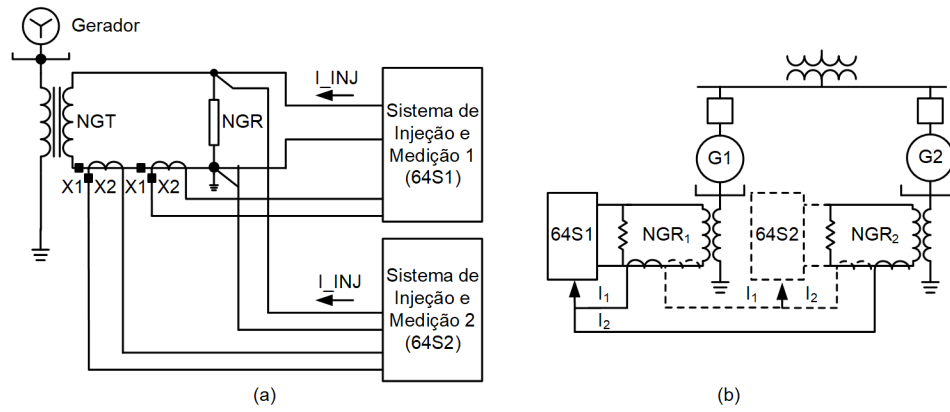


Fig. 10. (a) Aplicação com redundância (b) Aplicação com 2 máquinas em paralelo.

V. CONCLUSÕES

Pode-se concluir que através da metodologia proposta é possível realizar um monitoramento contínuo não somente da resistência de isolamento da máquina, mas também da capacitância shunt e de todo o sistema de aterramento, incluindo transformador de aterramento, resistência e cabos. O método proposto apresenta medições estáveis durante qualquer condição de operação da máquina, seja desconectada do sistema e não excitada, excitada e não conectada no sistema, conectada no sistema durante condições normais e adversas de operação, como durante um evento de rejeição de carga.

Graças ao desenvolvimento da tecnologia de hardware, é possível melhorar consideravelmente a precisão e confiabilidade das medições, 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.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] IEEE 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] Z. Gajić, T. Bengtsson, H. Johansson, J. Menezes, S. Roxenborg, M. Sehlstedt, "Innovative Injection-Based 100% Stator Earth-Fault Protection," proceedings of the *CIGRE SC B5 Conference: Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation*, Yakaterinburg, Russian Federation, June 2013.