

Proteção Seletiva Contra Falhas à Terra no Estator de Múltiplos Geradores Conectados em Paralelo

Leonardo P. R. Maciel*, Paulo M. da Silveira*, Carlos A. V. Guerrero*
Brian K. Johnson**, Romulo G. Bainy**, Hari P. Challa**
Paulo S. Lima ***

*Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Brasil
(leonardoprezendem@unifei.edu.br, pmsilveira@unifei.edu.br, carlosvillegasguerrero@unifei.edu.br).

**University of Idaho, Moscow, ID 83843 USA
(bjohnson@uidaho.edu, romulo@uidaho.edu, chal1415@vandals.uidaho.edu)

***Schweitzer Engineering Laboratories Inc, Campinas, Brasil
(paulo_lima@selinc.com)

Abstract: The protection against earth faults in the stator of generators is one of the main topics evaluated during the protection studies. In this context, several methods of protection against this type of defect have been developed over the years, however, none of the traditional methods is able to guarantee the selectivity of the protection system in scenarios that consider the operation of multiple generators in parallel, grounded by high impedance. Therefore, this paper proposes a test platform through a real-time simulation scope and evaluates a selective protection scheme against ground faults in the stator of synchronous generators. The results obtained allow us to conclude that the coverage and efficiency of the evaluated method is conditioned to the harmonic level present in each one of the generators that share the same busbar.

Resumo: A proteção contra falhas à terra no estator de geradores é um dos principais tópicos avaliados durante os estudos de proteção. Nesse contexto, diversos métodos de proteção contra esse tipo de defeito foram desenvolvidos ao longo dos anos, entretanto, nenhum dos métodos tradicionais é capaz de garantir a seletividade do sistema de proteção em cenários que consideram a operação de múltiplos geradores em paralelo, aterrados por alta impedância. Diante disso, esse trabalho propõe uma plataforma de teste através de um ambiente de simulação em tempo real e avalia um método seletivo de proteção contra falhas à terra no estator de geradores síncronos. Os resultados obtidos permitem concluir que a abrangência e efetividade do método avaliado está condicionado ao nível de harmônico presente em cada um dos geradores que compartilham o mesmo barramento.

Keywords: 100% Generator Stator Protection; Selective Protection System; Parallelism of Generators; Phase-ground Faults.

Palavras-chaves: Falhas Fase-terra; Paralelismo de Geradores; Proteção 100% do Estator de Geradores; Sistema de Proteção Seletivo.

1. INTRODUÇÃO

Devido a sua função, aos níveis de energia envolvidos, o potencial de danos de ativos e os custos associados à manutenção e substituição dos geradores, a proteção desse equipamento é vista como um ponto chave para garantir uma operação segura do SEP (Silva et al. 2019).

No entanto, assim como os demais componentes do SEP, os geradores estão sujeitos a falhas, internas ou externas a este. Uma falha nos enrolamentos do estator da máquina, por exemplo, geralmente é resultado da deterioração gradual do sistema de isolamento seguida de um outro evento, como falhas externas ou surtos de tensão, danificando assim a isolamento já

enfraquecida. Tal deterioração ocorre devido a diversos processos, incluindo desgaste térmico, elétrico, mecânico e ainda fatores ambientais (Lima et al. 2020).

Nesse contexto, com o objetivo de limitar as correntes de curtos-circuitos à terra e preservar o estado de seus enrolamentos, os geradores de grande porte, tipicamente, possuem um sistema de aterramento de alta impedância, obtido a partir da instalação de um transformador de distribuição no terminal de neutro da máquina, com um resistor (RN) conectado ao terminal secundário deste transformador.

Assim sendo, a proteção para o defeito fase-terra é projetada para realizar a supervisão da tensão de neutro ou a tensão

residual, a partir de técnicas baseadas na medição de grandezas tanto em frequência fundamental quanto harmônica, como as de terceira ordem.

Todavia, as tradicionais técnicas de proteção possuem uma maior confiabilidade quando aplicadas em máquinas que operam isoladas, uma vez que as técnicas atuais enfrentam dificuldades para garantir a seletividade do sistema de proteção em um cenário com múltiplos geradores em paralelo. Por esse motivo, um novo esquema de proteção capaz de garantir seletividade em cenários com unidades geradoras compartilhando o mesmo barramento foi desenvolvido em (Chowdhury et al. 2018).

Diante do exposto, esse trabalho tem o objetivo de avaliar o desempenho do método proposto em (Chowdhury et al. 2018). A partir da técnica conhecida como Hardware-in-the-Loop (HIL), realizaram-se simulações em tempo real no RTDS (Real-Time Digital Simulator), considerando diferentes cenários de operação e, sobretudo, a integração de dispositivos físicos de proteção.

A seção II descreve as tradicionais técnicas empregadas para a proteção contra faltas à terra no enrolamento do estator dos geradores, já a seção III apresenta o método de proteção avaliado, considerando sobretudo a operação de máquinas em paralelo. A seção IV descreve o procedimento utilizado na aplicação prática, a seção V apresenta os resultados e a seção VI aborda as conclusões.

2. PROTEÇÃO CONTRA FALTAS À TERRA NO ESTATOR DE GERADORES

Dentre os tipos de defeito que um gerador está sujeito, um dos mais críticos se trata das faltas à terra no estator, devido ao considerável grau de incidência e por serem as principais causas de danos ao enrolamento da máquina, além de serem precursoras das demais faltas (Chowdhury et al. 2018), (Zielichowski et al. 1999), (Correa et al. 2017).

Diante disso, a proteção contra faltas à terra é considerada um elemento primário do sistema de proteção da unidade geradora.

Ao longo dos anos, foram desenvolvidos diferentes métodos capazes de realizar a proteção do estator dos geradores, sendo os principais deles descritos nos itens subsequentes.

2.1 Proteção de 90 a 95% do Estator

As primeiras técnicas desenvolvidas para detectar faltas à terra no enrolamento das máquinas basearam-se no nível de tensão residual ou na análise da direção da corrente residual, ambas medidas na frequência fundamental (60 Hz).

Nesse contexto, existem diferentes técnicas possíveis para realizar esse tipo de proteção, tais como:

- Relé de sobretensão ligado ao secundário do transformador de potencial (TP) nos terminais da máquina;

- Relé de sobretensão ligado ao secundário do transformador de aterramento;
- Proteção Diferencial de Neutro;
- Proteção Direcional de Corrente de Neutro.

Entretanto, a eficiência desses esquemas está limitada à cobertura de apenas 90 a 95% do estator, uma vez que a ocorrência de defeitos nos 5% do enrolamento mais próximos ao neutro, não geram níveis suficientes de tensão ou corrente em 60 [Hz] para sensibilizar os relés de proteção.

Esse fato fez com que a engenharia buscasse novas soluções capazes de realizar a proteção contra faltas à terra em toda a extensão do enrolamento do estator.

2.2 Proteção de 100% do Estator

Sabe-se que devido a seus aspectos construtivos, as máquinas síncronas geram tensões harmônicas, principalmente, de terceira ordem (Chowdhury et al. 2018). Estas tensões possuem baixas magnitudes se comparadas à tensão nominal da máquina, em frequência fundamental, e a sua amplitude depende de diversos fatores, tais como: a carga conectada nos terminais do gerador, as capacitâncias distribuídas, o sistema de aterramento, dentre outros (Kindermann, 2008).

Além disso, durante uma falta à terra, os valores das tensões de terceiro harmônico no neutro e nos terminais do gerador variam de acordo com o local da falta no enrolamento.

A Fig. 1 ilustra o comportamento da tensão total de terceiro harmônico no estator (V3H) para diferentes patamares de carga (Fig. 1a) e diferentes condições de falta (Fig. 1b), sendo VN3H a tensão de terceiro harmônico no neutro e VT3H a tensão de terceiro harmônico nos terminais da máquina.

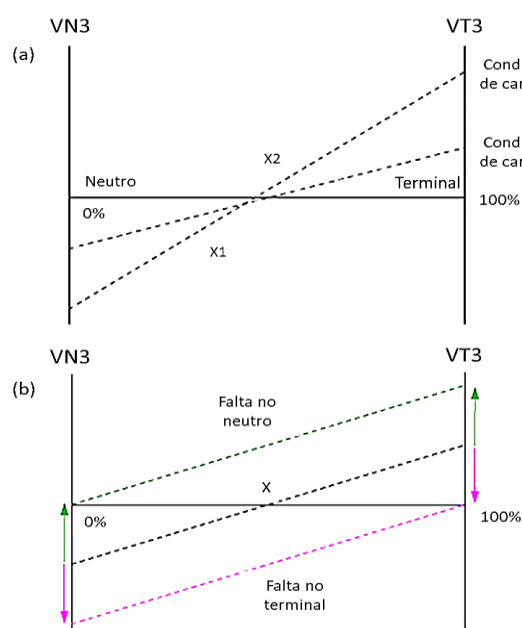


Figura 1 - (a) Distribuição de VG3 em diferentes patamares de carga. (b) Distribuição de VG3 em diferentes condições de falha (Lima et al. 2020).

Assim sendo, os esquemas de proteção de 100% do estator são baseados em técnicas de terceiro harmônico e pode ser obtida de diferentes formas:

- Proteção de Sub/sobretensão de Terceiro Harmônico;
- Proteção Diferencial de Terceiro Harmônico;
- Métodos Baseados em Injeção Harmônica.

2.3 Paralelismo de Geradores

Sistemas elétricos providos de geração própria, típico de grandes instalações industriais, comumente possuem múltiplos geradores conectados ao mesmo barramento, ou seja, máquinas que operam em paralelo.

Nesse cenário, sabe-se que na ocorrência de um defeito em algum dos geradores, não existe diferença entre a tensão VT3H da máquina defeituosa e VT3H da máquina não defeituosa (Reis Filho et al. 2010), assim como as tensões em frequência fundamental de todas as máquinas também permanecem idênticas (Chowdhury et al. 2018).

Desta forma, caso ocorra um curto-circuito fase-terra no enrolamento de um dos geradores, principalmente nos defeitos mais próximos ao neutro (0 a 10%), os relés de ambas as máquinas poderão atuar, acarretando assim na perda de seletividade da proteção dos geradores.

Nesse contexto, a estratégia mais utilizada atualmente consiste em realizar o trip em um gerador pré-determinado e, caso a falta persista, efetua-se o desligamento sequencial e temporizado das outras máquinas em paralelo, até que o defeito seja eliminado (Chowdhury et al. 2018). No entanto, esse método possui uma eficácia variável, uma vez que não se elimina totalmente a probabilidade de desligar indevidamente uma máquina sadia.

3. MÉTODO AVALIADO

Conforme exposto na seção II, evidencia-se que, apesar da consolidação de diferentes esquemas de proteção contra faltas à terra no estator de geradores, esta prática ainda enfrenta desafios de confiabilidade quando aplicada a múltiplas máquinas em paralelo, aterradas por alta impedância.

Diante disso, o estudo realizado em (Chowdhury et al. 2018) propõe uma lógica de trip escalonado baseado em tendências, ou seja, ao invés de realizar o trip em uma máquina pré-determinada, a lógica identifica o gerador com maior probabilidade de estar sob defeito para que este seja o primeiro a ser desconectado do circuito.

De modo geral, esse método realiza a comparação entre a distribuição da tensão fundamental e de terceiro harmônico, no neutro e no terminal, individualmente, para todas as máquinas conectadas em paralelo.

Em concordância com (Chowdhury et al. 2018), durante um defeito fase-terra em qualquer local do estator do gerador, as

tensões da máquina sob defeito obedecem a razão contida em (1).

$$\frac{VN1}{VG1} = \frac{VN3}{VG3} \quad (1)$$

Em que VN1 representa a tensão de neutro em frequência fundamental e VG1 a tensão de sequência positiva. Já VN3 representa a tensão de terceiro harmônico no neutro e VG3, a tensão total (terminal + neutro) produzida pela máquina.

Por outro lado, a característica presente em (1) não é válida para as máquinas sadias. Portanto, essa diferença no comportamento das tensões pode ser utilizada para distinguir a máquina defeituosa daquela não defeituosa.

Além disso, é importante ressaltar que, se ambas as máquinas produzem o mesmo nível de terceiro harmônico em regime permanente, a característica contida em (1) será válida para ambas as máquinas, comprometendo assim a eficácia do esquema de seletividade proposto em (Chowdhury et al. 2018).

Assim sendo, com o intuito de realizar o trip escalonado baseado em tendência, ao calcular-se a variável 87V31 a partir da equação (2) para cada uma das máquinas, o maior resultado encontrado indica o gerador sob defeito (Chowdhury et al. 2018).

$$87V31 = 1 - \left| \frac{VN3}{VG3} - \frac{VN1}{VG1} \right| \quad (2)$$

Contudo, cabe destacar que o trabalho realizado em (Chowdhury et al. 2018) avaliou a função 87V31 através de simulações off-line em um circuito modelado no Simulink.

4. AVALIAÇÃO PRÁTICA

A análise prática do presente trabalho tem como objetivo avaliar a metodologia proposta em [3]. Para isso, primeiramente, fez-se necessário o desenvolvimento de uma plataforma de teste, a qual foi obtida a partir da modelagem de um sistema elétrico no RSCAD, *software* do RTDS. Posteriormente avaliou-se o desempenho da função 87V31 frente a seletividade do sistema de proteção contra faltas à terra no estator de geradores que compartilham o mesmo barramento através da simulação em tempo real de diferentes cenários de operação.

4.1 Plataforma de Teste

A plataforma de teste desenvolvida contempla um circuito elétrico composto por dois geradores idênticos (31,25 MVA; 13,8 kV), conectados ao mesmo barramento e dividindo igualmente o suprimento à carga do sistema. Conforme mencionado, tal circuito foi modelado no software do RTDS e tem sua representação na Fig. 5.

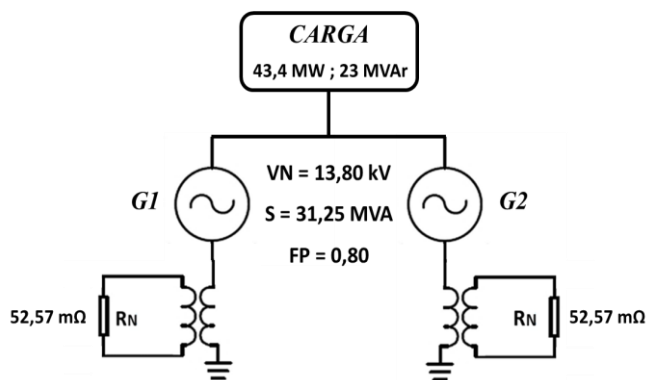


Figura 5 – Sistema Teste Utilizado nas Simulações

As máquinas síncronas foram modeladas a partir de dados reais de turbogeradores acoplados a uma turbina a gás. Além disso, modelou-se também o sistema de aterramento, constituído por um transformador de 50 MVA, (13.800 – 240 V), conectado ao terminal de neutro da máquina e que possui um resistor acoplado ao secundário.

Em adição, cabe destacar que o modelo de gerador disponível no RSCAD não é capaz de gerar tensão harmônica por si próprio. Assim sendo, foi necessário modelar um circuito auxiliar responsável por gerar a tensão de terceiro harmônico. Tal modelagem foi baseada no circuito disponível na biblioteca do RSCAD, descrito (Dehkordi, 2010), e utiliza como principais parâmetros de entrada:

- Tensão Nominal do Sistema (VNOM): 13,8 [kV];
- Potência Ativa dos Geradores: 21,7 [MW];
- VG3HMAX: 8% VNOM;
- VG3HMIN: 2% VNOM;
- Impedância de Aterramento (RN): 52,57 [mΩ SEC];
- Local do Defeito no Estator: 0 a 100%.

Como variáveis de saída, o circuito auxiliar de terceiro harmônico possui quatro nós: três que representam a tensão dos terminais da máquina e um que representa a tensão do neutro, ambos em 180 Hz e com magnitudes proporcionais aos dados de entrada.

Cada nó de saída desse circuito auxiliar é somado ao respectivo nó de tensão do circuito fundamental. Logo, os novos nós, compostos por tensão fundamental e harmônica, são enviados para os dispositivos de proteção

Por fim, com o intuito de manter fidelidade a análise proposta nesse trabalho, os circuitos auxiliares de terceiro harmônico foram conectados da mesma forma que o circuito em frequência fundamental, ou seja, em paralelo.

4.2 Esquema de Teste de Hardware-in-the-Loop

De modo geral, simuladores digitais em tempo real são equipamentos capazes de simular fenômenos transitórios eletromagnéticos pertinentes ao SEP (Guerrero, 2011).

Além disso, este equipamento disponibiliza respostas em tempo real para aplicações em malha fechada, popularmente conhecidas como HIL. Desta forma, dispositivos de controle e proteção, tais como IEDs (Intelligent Electronic Devices), podem ser conectados aos simuladores como o intuito de emular-se a operação de um sistema elétrico real. A Fig. 6 ilustra a configuração do HIL realizada neste trabalho.

As condições operativas do circuito, emuladas no software do RTDS através da interface homem-máquina (IHM), foram enviadas ao simulador a partir de sinais digitais. O envio dos sinais analógicos (tensão dos terminais e do neutro de cada gerador) do simulador para os IEDs foi realizado através da interface low level presente nos dispositivos de proteção. Já a comunicação entre os IEDs, para a implementação do esquema de proteção coordenado, foi estabelecida através de mensagens GOOSE, conforme definido na norma IEC-61850. Por fim, no que diz respeito ao envio dos comandos de trip, realizou-se a conexão entre as saídas binárias dos IEDs e as respectivas entradas digitais do RTDS.

Além disso, é importante ressaltar que a equação (2) foi implementada algebricamente em cada IED, a partir das variáveis de tensão disponíveis no software do equipamento. Cada IED é responsável pelo cálculo da função 87V31 para o respectivo gerador protegido e por compartilhar o resultado com o outro IED. Após o envio e recebimento de tal informação, uma lógica modelada em cada IED é responsável por identificar qual gerador possui o maior valor atribuído à função 87V31 e emitir o sinal de trip à essa máquina.

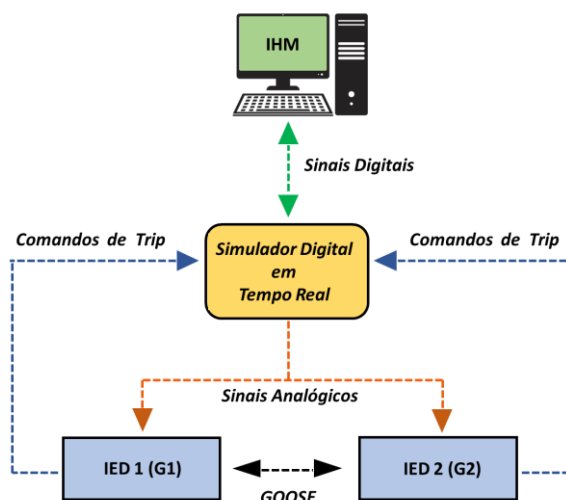


Figura 6 – Arquitetura do HIL

4.3 Cenários Avaliados

Conforme mencionado na seção III, o comportamento distinto entre as tensões da máquina sob defeito e a sadia, só é válido quando as máquinas conectadas ao mesmo barramento produzem níveis diferentes de terceiro harmônico em regime permanente.

Diante disso e com o objetivo de validar a eficácia da função 87V31, foram avaliados diferentes cenários de geração de terceiro harmônico durante as simulações de faltas, os quais estão contidos na Tabela 4.

Além disso, cabe destacar que para todos os cenários da Tabela 4, considerou-se a operação do circuito com carga nominal, conforme exposto na Fig. 5.

Tabela 4 – Cenários Considerados nas Simulações

Cenários	VG3_Máx (p.u)	
	G1	G2
1	0,50	1,00
2	0,75	1,00
3	0,90	1,00
4	1,00	1,00
5	1,00	0,90
6	1,00	0,75
7	1,00	0,50

5. RESULTADOS

Os resultados foram obtidos a partir da simulação de curto-circuitos francos, em todo o enrolamento do estator do gerador G1, de 0 a 100%.

A Tabela 5 apresenta os resultados obtidos no cálculo da função 87V31 para todos os cenários da Tabela 4. A coluna M representa o percentual do enrolamento em que a falta foi aplicada. Os resultados destacados em azul representam uma atuação seletiva do sistema de proteção (valor obtido para G1 maior do que o obtido para G2). Já os resultados destacados em vermelho representam os casos em que o valor encontrado para G2 foi maior ou igual ao obtido para G1, ou seja, atuação não seletiva.

Do Cenário 1, é possível observar que o resultado da função 87V31 de G1 foi maior do que em G2 para faltas entre 0 e 50% do estator. O Cenário 2 apresenta um maior resultado de 87V31 para G1 em faltas aplicadas entre 0 e 30%. Já o Cenário 3, evidencia a eficiência dessa função somente para faltas aplicadas entre 0 e 15% do enrolamento.

Conforme esperado, o Cenário 4 apresenta o mesmo valor calculado na função 87V31 para ambas as máquinas, uma vez que não existe diferença no comportamento das tensões da máquina sob defeito e da máquina sadia, quando estas geram níveis iguais de tensão de terceiro harmônico em regime permanente.

Por fim, nos Cenários 5, 6 e 7 nota-se um comportamento padrão, em que a função 87V31 mostrou-se eficiente na

proteção seletiva de quase todo o estator, ou seja, para faltas que ocorrem entre 0 e 95% do enrolamento.

Com o intuito de evidenciar a atuação do sistema de proteção, foram obtidas as oscilografias capturadas pelo IED associado à G1. A Fig. 7 apresenta a oscilografia de uma atuação seletiva de *trip* em G1 ($87V31_R1 > 87V31_R2$), comportamento obtido para todas simulações destacadas em azul na Tabela 5.

Por outro lado, a oscilografia contida na Fig. 8 apresenta situação prejudicial a seletividade do sistema de proteção, uma vez que o valor encontrado para função avaliada em G2 foi maior ou igual ao calculado para G1 ($87V3_R2 > 87V3_R1$), conforme mostrado no gráfico (b). Tal comportamento é válido para todas as simulações destacadas em vermelho na Tabela 5.

As Figuras 7 e 8, bem como a Tabela 5 encontram-se no Apêndice A.

6. CONCLUSÕES

Geradores elétricos de grande porte, tipicamente são aterrados através de alta impedância e necessitam de proteção contra faltas à terra no enrolamento do estator. Logo, foram apresentadas as principais técnicas de proteção utilizadas para esse tipo de defeito, especialmente os métodos capazes de proteger 100% do estator.

No entanto, existem sistemas elétricos em que os geradores compartilham o mesmo barramento, fator responsável por reduzir a confiabilidade das tradicionais técnicas de proteção contra faltas à terra no estator da máquina.

Diante disso, esse trabalho propôs a modelagem de um sistema elétrico capaz de emular a geração de diferentes níveis de tensão de terceiro harmônico. Assim sendo, avaliou-se o desempenho do método de proteção proposto em (Chowdhury et al. 2018), considerando sobretudo, simulações digitais em tempo real e o uso de dispositivos físicos de proteção.

No que diz respeito a garantia da seletividade do sistema de proteção, pode-se afirmar que a eficiência da função 87V31 está diretamente relacionada com a diferença no nível da tensão de terceiro harmônico produzida pelos geradores em paralelo.

Entretanto, os resultados comprovam que tal função é eficiente para as faltas que ocorrem entre 0 e 15% do enrolamento estatístico, desde que exista uma diferença percentual maior ou igual a 10% no nível de terceiro harmônico produzido pelas máquinas.

Nesse contexto, cabe destacar que a faixa de cobertura da função 87V31 pode ser ampliada, uma vez que existam dados confiáveis da medição do nível de terceiro harmônico produzido pelos geradores que compartilham o mesmo barramento. Assim, recomenda-se como boa prática, realizar a medição em campo do nível de harmônico gerado por cada máquina, com o intuito de otimizar o percentual de proteção

da função 87V31, uma vez que os dados oriundos dessas medições podem ser facilmente ajustados na plataforma de teste desenvolvida neste trabalho.

REFERÊNCIAS

- Silva, S. T., Lima, P. S., Souza, A. A. N., Paiva, L. C. R., Stavarengo, R. (2019). Detecção de Faltas à Terra no Estator de Geradores Síncronos - Estudo de Caso da UHE Fontes Nova. XXV SNPTEE (Seminário Nacional de Produção e Transmissão), Belo Horizonte, Brasil.
- Lima, P. S., Rocha, G., Stavarengo, R. (2020). Novo Método para Monitoramento e Proteção de Geradores Aterrados por Alta Impedância. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- Chowdhury, R., Finney, D., Fischer, N., Young, L., Skendzic, V., Patel, S. (2018). Stator Ground Protection for Multiple High-Impedance Grounded Generators Sharing a Common Bus. Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Estados Unidos da América.
- Zielichowski, M., Fulczvk, M. (1999). Influence of Load on Operating Conditions of Third Harmonic Ground-Fault Protection System of Unit Connected Generators. IEEE Proc. Gener. Tranrm. Discr., volume 146 (3), 241- 248.
- Correa, P. I. D., Silveira P. M., Coelho, A. L. M. (2017). Simulação em Tempo Real para Teste e Análise da Proteção contra Faltas a Terra em 100% do Estator de Geradores Síncronos. Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE.
- Kindermann, G. (2008). Proteção de Sistemas Elétricos. Volume 3.
- Reis Filho, F. A., Silva Filho, J. J. (2010). Estudo Comparativo entre Esquemas de Proteção de Faltas à Terra para Geradores. IEEE-Latin América, São Paulo, Brasil.
- Dehkordi, A. B. (2010). Testing a Generator Protection Relay Using RTDS. RTDS Technologies Inc. Appendix C.
- Guerrero, C. A. V. (2011). Uso do RTDS em Testes de Esquemas de Teleproteção Aplicando o Padrão IEC 61850. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, Itajubá, Brasil.

Apêndice A

Tabela 5 – Resultados da Função 87V31

M (%)	87V31													
	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6		Cenário 7	
	G1	G2	G1	G2	G1	G2	G1	G2	G1	G2	G1	G2	G1	G2
0%	0,996	0,502	0,998	0,754	0,999	0,903	0,999	0,999	0,998	0,892	0,998	0,677	0,998	0,023
10%	0,987	0,566	0,985	0,790	0,985	0,925	0,984	0,984	0,982	0,885	0,982	0,915	0,982	0,318
15%	0,975	0,605	0,973	0,816	0,973	0,943	0,973	0,973	0,972	0,878	0,970	0,955	0,971	0,478
20%	0,960	0,642	0,959	0,842	0,959	0,961	0,959	0,959	0,956	0,866	0,956	0,826	0,956	0,642
30%	0,93	0,723	0,930	0,897	0,929	0,997	0,929	0,929	0,927	0,848	0,927	0,692	0,927	0,870
40%	0,9	0,801	0,900	0,951	0,900	0,960	0,900	0,900	0,900	0,832	0,901	0,700	0,900	0,701
50%	0,875	0,875	0,875	0,999	0,875	0,927	0,876	0,876	0,877	0,822	0,877	0,710	0,877	0,383
60%	0,857	0,939	0,861	0,962	0,861	0,904	0,862	0,862	0,865	0,821	0,862	0,732	0,865	0,467
70%	0,856	0,985	0,862	0,940	0,863	0,895	0,864	0,864	0,865	0,833	0,864	0,768	0,864	0,572
80%	0,874	0,986	0,880	0,935	0,883	0,902	0,883	0,883	0,882	0,862	0,885	0,820	0,882	0,694
90%	0,916	0,981	0,923	0,955	0,922	0,931	0,921	0,921	0,920	0,912	0,929	0,894	0,921	0,835
100%	0,994	0,991	0,991	0,998	0,995	0,994	0,995	0,995	0,993	0,996	0,993	1,000	0,992	0,993

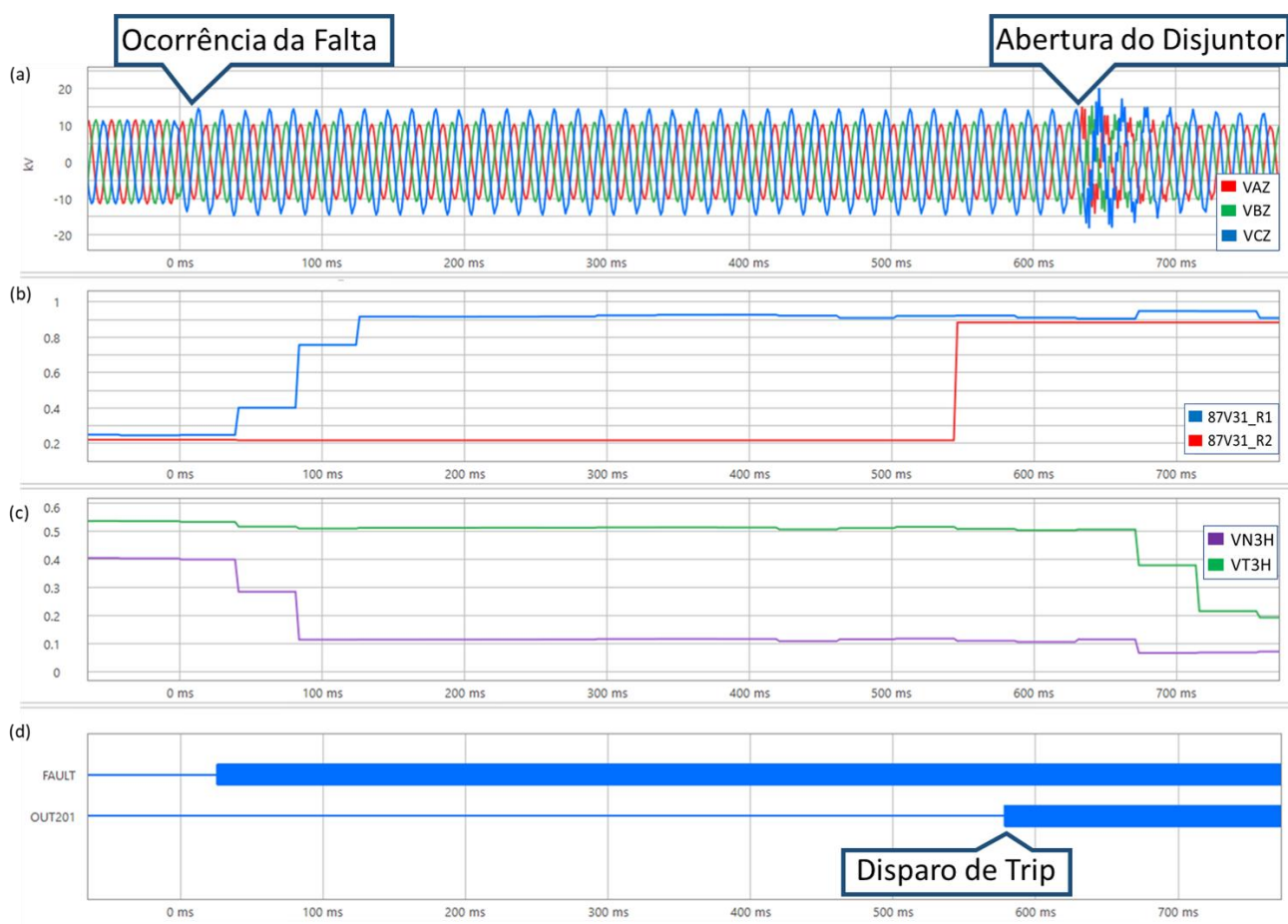


Figura 7 – (a) Tensão Fundamental nos Terminais de G1; (b) Comparação da Função 87V31; (c) Tensão de Terceiro Harmônico em G1; (d) Variáveis Digitais do IED 1

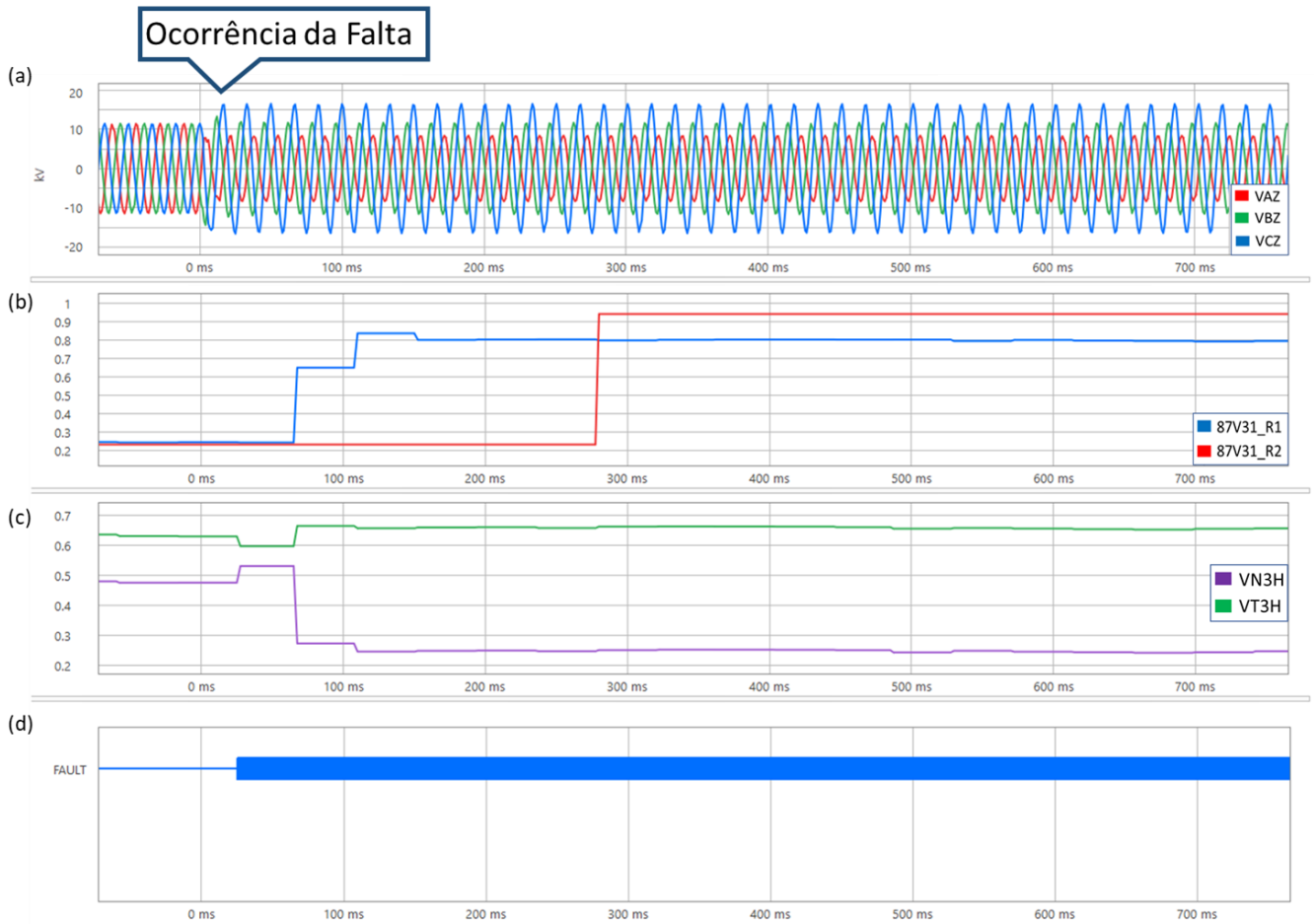


Figura 8 - (a) Tensão nos Terminais de G1; (b) Comparação da Função 87V31; (c) Tensão de Terceiro Harmônico em G1; (d) Variáveis Digitais do IED 1