

IMPLEMENTAÇÃO DE TÉCNICAS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL PARA IDENTIFICAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE EVENTOS COMO OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA OU PERDA DE EXCITAÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS CONECTADOS A LTS COM FACTS: UM COMPARATIVO COM AS TÉCNICAS TRADICIONAIS DE PROTEÇÃO

Rafael de Sousa Tamburri¹ (IC), Aurélio Luiz Magalhães Coelho (PQ)¹

¹UNIFEI – Campus de Itabira

Palavras-chave: Corrente de Armadura. DSOCA. Geradores Síncronos. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. SVC.

Introdução

No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) viabiliza a interconexão de diferentes subsistemas de cada região em uma única rede, proporcionando, dessa forma, maior flexibilidade no transporte de energia. A tecnologia dos dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) possibilitou novas oportunidades no controle dinâmico de tensão, impedância e fluxo de potência de linhas de transmissão de alta tensão.

A principal forma de geração de energia do Brasil é através de usinas hidrelétricas (UHEs) que tem como seu principal ativo os geradores síncronos, sendo de extrema importância seu pleno funcionamento, evitando que a mesma saia de operação. Vários fatores como faltas, perdas de excitação, rejeições e aumento de carga podem levar a máquina síncrona a sair de sincronismo com o sistema, e consequentemente perder sua estabilidade, sendo assim as proteções dessas máquinas devem prever e proteger esse ativo das contingências do sistema e mantê-la em sincronia com as máquinas do SIN.

O presente trabalho tem como objetivo apresentar a resposta da proteção contra perda de excitação (ANSI 40) em geradores síncronos conectados à uma LT (Linha de Transmissão) compensada por um SVC (*Static Var Compensator*). Para isso, o sistema teste IEEE 9 barras é adaptado para esta representação no *software* de análise de transitórios eletromagnéticos PSCAD (*Power Systems Computer Aided Design*). Um método analítico alternativo para detecção da perda de excitação, baseado na segunda derivada da corrente de armadura do gerador estudado, é implementado no *software* MATLAB e comparado com os métodos tradicionais de proteção contra perda de excitação baseado em impedância.

A relevância do estudo se dá pela ampla utilização contemporânea dos dispositivos FACTS nas linhas de transmissão, o que pode gerar complicações para os sistemas de proteção baseados em trajetória de impedância, pelo fato da inserção dos dispositivos

FACTS modificar os valores de amplitude e ângulo de tensão e corrente do sistema onde são inseridos e, consequentemente, da impedância medida, podendo afetar a operação dos relés de proteção baseados na característica de impedância.

Portanto, em vista desses problemas, os estudos de novas técnicas para proteção na presença de dispositivos FACTS tem sido cada vez mais abordados em estudos científicos, como é o caso de estudos para proteção em caso de perda excitação do gerador síncrono, fugindo dos métodos tradicionais ANSI 40.

A corrente e a tensão de um gerador síncrono ligado a um barramento infinito mudam durante condições anormais, no entanto, o tipo de variação é diferente em cada tipo de condição. Por exemplo, valor da tensão terminal diminui durante LOE (*Loss of Excitation*) e durante alguns curtos-circuitos, e tem um modo de oscilação na condição SPS (Oscilação Estável de Potência). Entretanto, não havia dado atenção ao tipo de aumento da corrente de armadura crescente. Analisando o valor eficaz da corrente de armadura, foi sugerido um novo índice para a proteção contra LOE, relacionado com o tipo de aumento da corrente de armadura (SODAC).

Para cálculo do método desenvolvido foi utilizado a fórmula conhecida como fórmula de diferenças centradas de segunda ordem para aproximar a segunda derivada, sendo está um ótimo meio numérico para aproximação e é bastante utilizada em *softwares* e técnicas de inteligência artificial.

Metodologia

A Figura 1 representa o sistema IEEE 9 barras modelado no *software* PSCAD, em que o dispositivo FACT, no caso um SVC, se encontra conectado à barra 6 do sistema. O gerador 1 conectado à barra 1 foi submetido à uma perda de excitação através da abertura do disjuntor de campo em 12 segundos.

Após a configuração do sistema IEEE 9 barras no PSCAD foram realizadas simulações de 25 segundos com

passo de simulação de e 250 μ s de amostragem, de modo a testar as 4 condições de carregamento e analisar o comportamento da máquina, sendo que o último carregamento é o mais pesado e crítico a estabilidade e proteção dos geradores, podendo ser visualizada pela Tabela 1, sendo as barras 5, 6 e 8 as barras de carga do sistema.

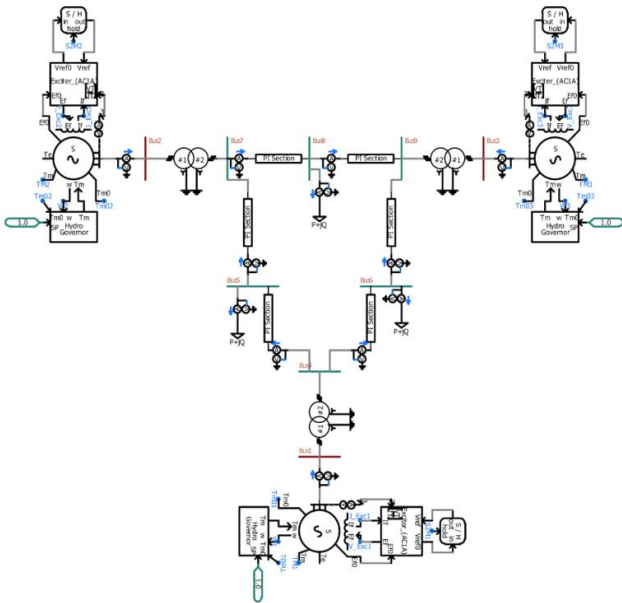


Figura 1 – Sistema IEEE 9 barras no PSCAD

	Barra 5	Barra 6	Barra 8
Carregamento 1	125 + j50 MVA	90 + j30 MVA	100 + j30 MVA
Carregamento 2	175 + j70 MVA	140 + j50 MVA	155 + j55 MVA
Carregamento 3	225 + j70 MVA	190 + j50 MVA	200 + j55 MVA
Carregamento 4	300 + j70 MVA	250 + j50 MVA	260 + j65 MVA

Tabela 1 – Condições das barras de carga do sistema IEEE 9 barras

A técnica analítica DSOCA (Derivada de Segunda Ordem da Corrente de Armadura) implementada no *software* MATLAB possui 1 entrada, sendo ela a corrente de armadura RMS do gerador síncrono (no caso estudado o gerador 1 do sistema IEEE 9 barras) medida pelo relé.

É utilizado dados .out do PSCAD contendo Corrente de Armadura (Estator) do Gerador 1 e o Tempo de Simulação, tais dados foram obtidos a partir do Bloco *Multimeter* no estator de G1 para diferentes situações simuladas com o circuito IEEE 9 barras com e sem a presença do SVC na barra 6.

Um filtro *Butterworth* de segunda ordem passa-baixa com frequência de corte de 5 Hz foi utilizado para suprimir o ruído que pode ocorrer após distúrbios no sistema de energia, principalmente em testes que foram feitos como LOE, oscilação de potência, rejeição de carga e curto-circuito.

A partir dos dados filtrados, foi feito o cálculo da

quantidade “n” de amostras e aplicado dentro de uma função do MATLAB *while* de b, este valendo 2, menor ou igual número de amostras – 1. Dentro da função foi feito o cálculo da fórmula de diferenças centradas de segunda ordem para aproximar a segunda derivada. Dentro do *while* foi salvo as variáveis de DSOCA e tempo para gerar o gráfico de DSOCA para cada caso, além da lógica para identificação de LOE utilizando o DSOCA, na qual o procedimento do método é apresentado na Figura 2.

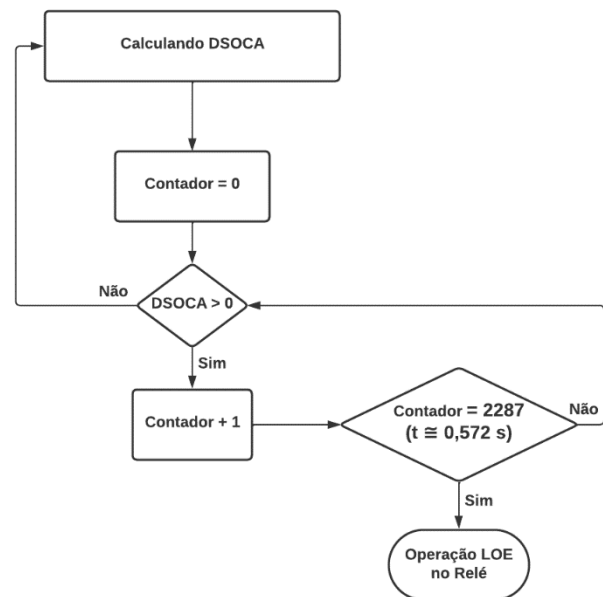


Figura 2 – Fluxograma para o método de detecção proposto

Foi feita uma análise geral para o sistema IEEE 9 barras, o que significa, portanto, que para se utilizar perfeitamente tal técnica deve ser feito uma análise de testes para o sistema em questão. A análise feita em questão, foi testes com diferentes cargas no sistema com e sem a presença dos dispositivos FACTS, para verificar o melhor tempo para distinguir LOE de SPS, rejeição de carga e curto-circuito. O tempo definido foi de aproximadamente 0,572 segundos, o que dá para o contador o valor de 2287.

Resultados e discussão

A Figura 3 apresenta o comportamento da potência ativa e reativa do gerador 1 para ocorrência de uma perda de excitação total ($E_f = 0$ p.u.), com e sem a presença do SVC, na condição de carregamento 3. Os dados de potência estão em p.u em uma base de 100 MVA. A perda de excitação ocorre aos 12 segundos s após o início da simulação, observa-se que sem a presença do SVC a

potência ativa do sistema cai praticamente instantaneamente após a contingência e posteriormente a máquina perde estabilidade. Com a presença do SVC o gerador 1 ainda mantém uma entrega de potência ativa durante alguns segundos, porém, esse fornecimento decai até a máquina perder estabilidade, isso ocorre devido a máquina síncrona atuar como um gerador assíncrono durante a contingência, e o sistema possuir mais uma fonte para consumo desse reativo.

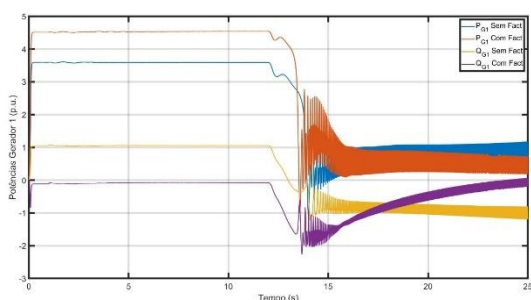


Figura 3 – Comportamento das potências para uma perda total de excitação (carregamento 3)

Pode-se visualizar na Figura 4 a corrente de armadura (sem passar pelo filtro) para a TLOE com carregamento 3 e na Figura 5 o gráfico de DSOCA para a TLOE com carregamento 3. Nota-se que com o carregamento 3, a corrente de armadura inicialmente após a perda de excitação total (TLOE) diminui antes de ter seu valor aumentado, o que é esperado após LOE, tal fato ocorre que à medida que a carga inicial diminui, a variação na corrente de armadura RMS e na potência ativa também diminui.

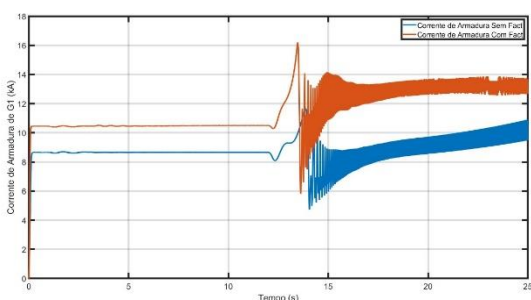


Figura 4 – Corrente de Armadura de G1 para uma perda total de excitação (carregamento 3)

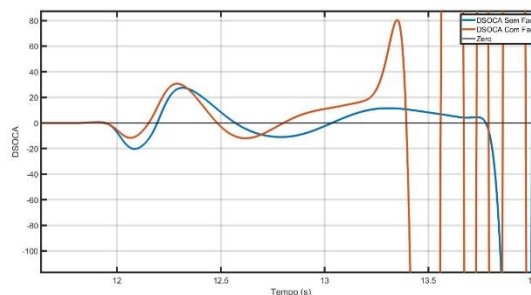


Figura 5 – DSOCA para uma perda total de excitação (carregamento 3)

O tempo de identificação com DSOCA para TLOE no carregamento 3 foi de 1,60675 segundos sem SVC e 1,3735 segundos com SVC, devido a presença do SVC influenciar a resposta após uma perda de excitação, podendo resultar em um aumento da corrente de carga devido à necessidade de compensar a queda de tensão, logo era esperado que com a presença de SVC houvesse uma melhor facilidade de identificação.

Para a melhor comparação do método DSOCA, pode ser visualizado tempos de identificação encontrados anteriormente nesse projeto de pesquisa, tanto com o método tradicional ANSI 40 offset positivo, quanto com o método de RNA [21]. A Tabela 2 apresenta a comparação dos tempos de atuação de DSOCA, com a segunda zona de proteção ANSI 40 e com o método da RNA, testados para TLOE nos carregamentos 1 a 4.

Carregamento	SVC	TRIP DSOCA (s)	TRIP ANSI 40 (s) [21]	TRIP RNA (s) [21]
1	Sem	2,5975	4,73	3,18
1	Com	2,3395	4,93	3,22
2	Sem	2,6	2,82	1,5
2	Com	1,46675	2,91	1,813
3	Sem	1,60675	2,10	1,5
3	Com	1,3735	1,99	1,627
4	Sem	NO TRIP	1,61	1,55
4	Com	2,00025	2,15	1,67

Tabela 2 – Tempos de atuação DSOCA, ANSI 40 e RNA para TLOE

Pode-se visualizar na Tabela 2, que o efeito do SVC sobre os tempos de identificação de DSOCA e entre ANSI 40/RNA são inversos. Além disso, DSOCA apresenta melhor tempo de atuação que o método ANSI 40 offset positivo para todos os casos menos o caso de carregamento 4 sem SVC, que houve falha de identificação por parte do método.

Conclusões

A partir dos resultados encontrados, foi verificado que o método DSOCA é uma ótima alternativa para proteção de perda de excitação, tanto total quanto parcial, principalmente na presença de dispositivos FACTS, já

que diferentemente dos métodos tradicionais, um SVC não gera atraso para o tempo de identificação, no caso ele o torna ainda mais rápido.

Também é importante salientar, que a falha do método para o carregamento 4 não é o pior dos cenários, já que tal caso é bem difícil de ocorrer, mas para estudos futuros deve ser analisado meios para que essa situação não ocorra e dessa forma o método tenha 100% de eficácia para todas as cargas sendo essa situação sem dispositivos FACTS, já que com a presença do SVC o método não teve nenhuma falha.

O método DSOCA, não precisa de treinamento e com a utilização de um método numérico para o cálculo da segunda derivada, com o avanço do processamento de dados, este não é prejudicial, nem geraria um atraso para o relé numérico que o utilizasse. Outro ponto que deve ser citado é a necessidade de somente uma variável local, no caso a corrente de armadura, que é facilmente adquirida a partir de um TC.

Agradecimentos

O autor expressa seus agradecimentos ao órgão de fomento PIBIC, responsável pelo apoio financeiro fornecido.

Agradecimento ao professor orientador Dr. Aurélio Luiz Magalhães Coelho pelo suporte, conhecimento compartilhado e oportunidade concebida.

Por fim, agradecimento à Universidade Federal de Itajubá - Campus Itabira por prover toda estrutura para conclusão deste projeto.

Referências

- [1] CHAPMAN, Stephen, J. **Fundamentos de máquinas elétricas**, 5. ed. Porto Alegre: Amgh Editora LTDA., 2013.
- [2] WEG, **DT-5 Características e Especificação de Geradores**. Disponível em [http://www.weg.net/br/Media-Center/Central-de-Downloads/Resultado-da-Busca/\(group\)/2](http://www.weg.net/br/Media-Center/Central-de-Downloads/Resultado-da-Busca/(group)/2). Acesso em 04/06/2023
- [3] ALMEIDA, A. T. L.. **Máquinas Síncronas**. Itajubá: Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 2000. p.
- [4] S. JAMALI, A. KAZEMI e H. SHATERI, **Measured impedance by distance relay for inter phase faults with TCSC on a double circuit line.**, em 2008 Australasian Universities Power Engineering Conference, 2008.
- [5] N. H. a. L. Gyugyi, **Understanding FACTS: Concepts and Technology of**, em IEEE Press, New York, 2000.
- [6] FRONTIN, S. O. **Equipamentos de Alta tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas**. Brasília: Goya Editora Ltda, 2013 935 p.
- [7] ALMEIDA, F. A. F. **Compensadores estáticos de reativos empregados em redes de baixa tensão com geradores distribuídos de energia**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade Estadual Paulista (UNESP),

Sorocaba, 2016.

- [8] COELHO, A. L. M. **Um sistema integrado de testes de funções de proteção de geradores síncronos associadas aos limites de excitação de um modelo de AVR implementado em ambiente de simulação digital em tempo real**. Tese de Doutorado em Engenharia elétrica. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.
- [9] IEEE PES, **IEEE Guide for AC Generator Protection**. IEEE Std. C37. 102TM, 2006.
- [10] MORAIS, A. P. **Avaliação do desempenho dos métodos de proteção contra perda de excitação em geradores síncronos: Uma contribuição utilizando a teoria dos conjuntos nebulosos**. Dissertação de Mestrado. Universidade federal de Santa Maria, Santa Maria, 2008.
- [11] SHI, Z. **Investigation on Generator Loss of Excitation Protection in Generator Protection Coordination**. Master Tesis, KTH – Vetenskap Och Konst, Sweden, 2010.
- [12] MASON, C. R. **New Loss-of-Excitation Relay for Synchronous Generators**. AIEE Transaction. Vol. 68, Part II, pp. 1240-1245, 1949.
- [13] BERDY, J. **Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators**. IEEE Transactions. Vol. 94. n° 5, pp. 1457-1463, 1975.
- [14] COELHO, A. L. M., CARRER C. E. B., GUERRERO C. A. V., SILVEIRA P. M. **Avaliação da proteção e controle de Subexcitação de Geradores síncronos em um ambiente de simulação em tempo real**, XII Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC), novembro de 2014, Rio de Janeiro.
- [15] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL). **Multifunction Generator Relay**, SEL 300G Instruction Manual.
- [16] N. Noroozi, H. Yaghibi, and Y. Alinejad-Beromi, **Analytical technique for synchronous generator loss-of-excitation protection**, IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 11, no. 9, pp. 2222–2231, 2017.
- [17] A. L. M. Araujo, **Análise numérica engenharia mecânica e de materiais**, Coimbra, Portugal, 2002
- [18] BÉRARD, J. P. **IEEE 9 Bus System Example**. 2013. Disponível em: http://www.kios.ucy.ac.cy/testsystems/images/Documents/Dat a/IEEE9_model_documentation_R0.pdf. Acesso em setembro de 2020.
- [19] Mahamedi, B., Zhu, J.: **A novel approach to detect symmetrical faults occurring during power swings by using frequency components of instantaneous three-phase active power**, IEEE Trans. Power Deliv., 2012, 27, (3), pp. 1368–1375.
- [20] Mechraoui, A., Thomas, D.W.P.: **A new blocking principle with phase and earth fault detection during fast power swings for distance protection**, IEEE Trans. Power Deliv., 1995, 10, (3), pp. 1242–1248.
- [21] H.G. Silva, A.L.M. Coelho, I.P. Faria, B.G. Araujo, **ANN based impedance trajectory detection approach for loss of excitation protection of synchronous generators connected to transmission lines with SVCs**, Electric Power Systems Research, Volume 213, 2022, 108766, ISSN 0378-7796.