

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

JACKSON SAMUAR GABE

**FILTRO MORFOLÓGICO DE EXTRAÇÃO DE ENVOLTÓRIA PARA PROTEÇÃO
CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO DO GERADOR SÍNCRONO**

**Alegrete
2014**

JACKSON SAMUAR GABE

**FILTRO MORFOLÓGICO DE EXTRAÇÃO DE ENVOLTÓRIA PARA PROTEÇÃO
CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO DO GERADOR SÍNCRONO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do
Pampa, como requisito parcial para
obtenção do Título de Bacharel em
Engenharia Elétrica

Orientador: Me. Eduardo Machado dos
Santos

**Alegrete
2014**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

G112f Gabe, Jackson Samuar

Filtro Morfológico de Extração de Envoltórias para Proteção
Contra Perda de Excitação do Gerador Síncrono / Jackson Samuar
Gabe.

61 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) -- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2014.

"Orientação: Eduardo Machado dos Santos".

1. Gerador Síncrono. 2. Perda de Excitação. 3. Oscilação
Estável de Potência. 4. Filtro Morfológico. 5. Envoltória. I.
Título.

JACKSON SAMUAR GABE

FILTRO MORFOLÓGICO DE EXTRAÇÃO DE ENVOLTÓRIA PARA PROTEÇÃO
CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO DO GERADOR SÍNCRONO

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do
Pampa, como requisito parcial para
obtenção do Título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 18, agosto de 2014.

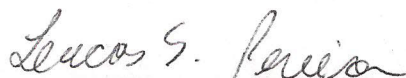
Banca examinadora:



Prof. Me. Eduardo Machado dos Santos
Orientador
UNIPAMPA



Prof. Dr. Felipe Bovolini Grigoletto
UNIPAMPA



Prof. Bel. Lucas Santos Pereira
UNIPAMPA

Dedico este trabalho a minha família, a qual me ensinou que, com trabalho e dedicação, mostramos quem somos e como somos dignos de ter o que temos.

AGRADECIMENTO

Considerando este trabalho de conclusão de curso como resultado de uma caminhada, agradecer pode não ser tarefa fácil, nem justa. Para não correr o risco da injustiça, agradeço a todos que de alguma forma passaram pela minha vida e contribuíram para a construção de quem sou hoje.

Acima de tudo, agradeço a Deus.

E agradeço, particularmente, a algumas pessoas pela contribuição direta na construção deste trabalho:

Aos meus pais Jackson Rudolfo e Roselia e a minha irmã Carina, os quais com muito carinho, conselhos, amor e apoio, não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida.

Ao meu orientador Eduardo Machado dos Santos, pela orientação neste trabalho, críticas construtivas e ensinamentos.

Aos membros e ao Grupo de Energia e Sistemas Elétricos de Potência (GESEP).

Aos meus estimados colegas os quais tornaram-se grandes amigos Maicon, Willian, Criciéle, Fabiana e Haiglan. Os quais estiveram juntos em dias e noites de estudos e trabalhos. Sempre compartilhando conhecimento, histórias, desespero, preocupação e muitas alegrias.

Aos meus amigos Adir, João, Pedro, Rafael, Emerson, Fernando, Pâmela e Renan.

A quem me faz muito bem nos últimos tempos.

A quem esteve comigo durante muitos anos.

“Deixe que o futuro diga a verdade e avalie cada um de acordo com seu trabalho e realizações, o presente pertence a eles mas, o futuro pelo qual eu sempre trabalhei, pertence a mim.”

Nikola Tesla

RESUMO

A maior parte da energia consumida no mundo é produzida através de geradores síncronos. A perda ou a falha de uma dessas máquinas pode afetar diretamente o sistema elétrico, caso este não seja robusto o suficiente para suprir a parcela de geração perdida em um curto espaço de tempo. A robustez do sistema elétrico de potência, além do correto dimensionamento de seus componentes, depende do sistema de proteção que monitora cada equipamento, garantindo a continuidade do fornecimento de energia elétrica. A proteção é feita através de relés, os quais percebem perturbações no sistema, com base nos sinais de tensão e/ou corrente da rede. Ao detectar uma perturbação severa, os relés devem atuar de modo a enviar um sinal para abertura do disjuntor, desconectando o equipamento ou trecho defeituoso do restante do sistema. Este trabalho visa propor uma nova técnica de proteção contra a perda de excitação (PE) dos geradores síncronos, fundamentada em um filtro morfológico para detecção de envoltórias, sendo este capaz de diferenciar oscilações estáveis de potência (OEP) da perda de excitação. A nova técnica baseia-se na análise dos sinais de tensão e corrente nos terminais do gerador, sendo eficaz, robusta, rápida e apresentando boa precisão e desempenho satisfatório na detecção de oscilações de potência e perda de excitação, quando comparada as metodologias tradicionais.

Palavras-Chave: envoltória, filtro morfológico, gerador síncrono, oscilação de potência, perda de excitação.

ABSTRACT

Most of the energy consumed in the world is produced by synchronous generators. The loss or failure of one of these machines can directly affect the electrical system, if it is not robust enough to supply the amount of generation lost in a short time. The robustness of the electric power system, plus the correct dimensioning of the components, depends on the protection system that monitors each device, ensuring continuity of electricity supplying. The protection is done by relays, which realize the system disruption based on the voltage and /or current signals. When a severe disturbance is detected, the relays must act in order to send a signal to open the circuit breaker, unplugging equipment or defective portion from the rest of the system. This work aims to propose a new technique for protection against loss of excitation (PE) of synchronous generators, based on a morphological filter to extract the envelopments of a waveform, which is able to differentiate stable power swings (OEP) from loss of field events. The new technique is based on the analysis of voltage and current signals at the generator terminals, and is effective, robust, fast and showing good accuracy and satisfactory performance on detecting power swings and loss of field, when compared to traditional methodologies.

Keywords: waveform envelopment, filter, synchronous generator, power swing, loss of excitation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema Genérico de Controle do Gerador Síncrono.....	20
Figura 2 - Elementos de um Sistema de Excitação.....	22
Figura 3 - Sistema de Excitação CC	23
Figura 4 - Sistema de Excitação com Diodo Estacionário não Controlado	24
Figura 5 - Sistema de Excitação com Diodo Estacionário Controlado	25
Figura 6 - Sistema de Excitação Sem Escova.....	25
Figura 7 - Sistema de Excitação Estática.....	26
Figura 8 – Sistema onde o Gerador Síncrono opera de Forma Isolada	27
Figura 9 – Comportamento da corrente e tensão de campo durante a perda de excitação	28
Figura 10 – Comportamento da frequência durante a Perda de Excitação.....	28
Figura 11 – Comportamento da Tensão RMS Gerada durante a Perda de Excitação	29
Figura 12 – Comportamento da Corrente RMS durante a Perda de Excitação.....	29
Figura 13 – Comportamento das Potências Geradas durante a Perda de Excitação.....	30
Figura 14 – Sistema onde Geradores Síncronos operam em Paralelo	30
Figura 15 – Frequência do GS1 e GS2 durante a perda de excitação.....	31
Figura 16 – Potência Reativa do GS1 e GS2 durante a Perda de Excitação.....	31
Figura 17 – Sistema para compreensão do comportamento da Resistência e Reatância no Diagrama R-X.....	32
Figura 18 – Característica da Impedância Aparente durante a Perda de Excitação	35
Figura 19 – Característica da impedância aparente durante uma oscilação estável de potência.....	35
Figura 20 – Característica de Operação do relé MHO Proposto por Mason (1949).....	36
Figura 21 – Característica da Impedância Utilizando a Metodologia de Mason.....	37
Figura 22 – Detecção de Perda de Excitação pela Metodologia de Mason(1949).....	37
Figura 23 – Característica de Operação do relé MHO Proposto por Berdy (1975)	38
Figura 24 – Característica da Impedância Utilizando a Metodologia de Berdy.....	39
Figura 25 – Detecção de Perda de Excitação pela Metodologia de Berdy (1975).....	39
Figura 26 – Sistema Teste	40

Figura 27 – Fluxograma do filtro para extração das envoltórias dos sinais de tensão e corrente.	44
Figura 28- Fluxograma de Detecção e Classificação de PE e OEP.....	46
Figura 29 – Sinal de Corrente senoidal de PE do Gerador de 500MVA.....	47
Figura 30 – Sinal de Corrente senoidal de PE do Gerador de 500MVA.....	48
Figura 31 – Envoltórias de Corrente para a PE do Gerador de 500MVA.	48
Figura 32 – Envoltórias de Tensão para a PE do Gerador de 500MVA.	49
Figura 33 – Diferença entre as Envoltórias de Corrente para a PE do Gerador de 500MVA.....	49
Figura 34 – Diferença entre as Envoltórias de Tensão para a PE do Gerador de 500MVA.....	50
Figura 35 – Variação entre as diferenças consecutivas das envoltórias do sinal de Corrente para a PE do Gerador de 500MVA.	50
Figura 36 – Diferença entre as amostras de Tensão de PE do Gerador de 500MVA.	51
Figura 37 – Detalhe das Envoltórias de Corrente da PE do GS de 500MVA com carregamento de 100%.	52
Figura 38 – Detalhe das Envoltórias de Tensão da PE do GS de 500MVA com carregamento de 100%.	52
Figura 39 – Detalhe das Envoltórias de Corrente da OEP do GS de 500MVA com carregamento de 100%.	53
Figura 40 – Detalhe das Envoltórias de Tensão da OEP do GS de 500MVA com carregamento de 100%.	53
Figura 41 – Detalhe do Sinal de Variação entre as Diferenças das Envoltórias do Sinal de Corrente, durante PE do GS de 500MVA com carregamento de 100%.	54
Figura 42 – Detalhe do Sinal de Variação entre as Diferenças das Envoltórias do Sinal de Tensão, durante PE do GS de 500MVA com carregamento de 100%.	55
Figura 43 – Detalhe do Sinal de Diferença entre Amostras de Corrente durante OEP do GS de 500MVA com carregamento de 100%.	56
Figura 44 – Detalhe do Sinal de Diferença entre Amostras Tensão durante OEP do GS de 500MVA com carregamento de 100%.	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comportamento da Resistência e Reatância no Diagrama R-X.....	32
Tabela 2 – Parâmetros dos Geradores Síncronos de 390 MVA e 500MVA.....	40
Tabela 3 – Parâmetros do Transformador.....	41
Tabela 4 – Parâmetros da Linha de Transmissão.....	41
Tabela 5 – Carregamento dos Geradores Síncronos de 390 MVA e 500MVA	41
Tabela 6 – Instantes de Detecção e Confirmação de PE e OEP do Gerador de 390 MVA	57
Tabela 7 – Instantes de Detecção e Confirmação de PE e OEP do Gerador de 500 MVA	57
Tabela 8 – Instantes de Detecção de PE das Metodologias de Mason, Berdy e FMEE.	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GS – gerador síncrono
TR – transformador de potência
LT – linha de transmissão
P – potência ativa
P* – potência ativa de referência
Q – potência reativa
Q* – potência reativa de referência
Z - impedância
V_c – tensão de controle
V_c* – tensão de controle de referência
R – resistência
X – reatância
X₁ – reatância sequência positiva
X₂ – reatância sequência negativa
X₀ – reatância sequência zero
X_d – reatância de eixo direto
X'_d – reatância transitória de eixo direto
X''_d – reatância subtransitória de eixo direto
X_q – reatância de eixo de quadratura
Z – impedância
Z₁ – impedância sequência positiva
Z₂ – impedância sequência negativa
Z₀ – impedância sequência zero
S – potência aparente
FP – fator de potência
PE – perda de excitação
OEP – oscilação estável de potência
FMEE – filtro morfológico de extração de envoltória
TP – transformador de potencial
TC – transformador de corrente
CA – corrente alternada
CC – corrente contínua

$V_{\text{fase-fase}}$ – tensão medida entre as fases, tensão de linha

$T'd_0$ – constante de tempo transitória de eixo direto

$T''d_0$ – constante de tempo subtransitória de eixo direto

$T''q_0$ – constante de tempo subtransitória de eixo de quadratura

H – constante de Inércia

$P_{S-1,0}$ – parâmetro de saturação

$P_{S-1,2}$ – parâmetro de saturação

B1 - susceptância de sequência positiva

B2 - susceptância de sequência negativa

B0 - susceptância de sequência zero

N – amostras por ciclo

n - amostra

LISTA DE SÍMBOLOS

ω_r – velocidade rotórica

ω_r^* – velocidade rotórica de referência

Δdif – diferença entre amostras

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	17
2 REVISÃO DE LITERATURA	19
2.1 Máquina Síncrona.....	19
2.2 Gerador Síncrono	19
2.3 Princípios de Funcionamento do Gerador Síncrono.....	19
2.4 Características Construtivas	20
2.5 Controles do Gerador Síncrono no Sistema de Potência	20
2.6 Sistemas de Excitação	21
2.7 Elementos de um Sistema de Excitação	21
2.8 Tipos de Sistemas de Excitação	23
2.8.1 Sistemas de Excitação CC.....	23
2.8.2 Sistemas de Excitação CA.....	24
2.8.2.1 Sistemas de Retificadores Estacionários ou Fixos.....	24
2.8.2.2 Sistemas de Retificadores Rotativos ou Girantes.....	25
2.8.3 Sistemas de Excitação Estáticos	26
2.9 Causas da Perda de Campo	26
2.10 Efeitos da Perda de Excitação.....	27
2.11 Proteções do Gerador	33
2.12 Diagrama R-X.....	32
2.13 Proteção Contra Perda de Excitação	33
2.14 Oscilações Estáveis de Potência	34
2.15 Metodologia de Mason (1949).....	36
2.17 Metodologia de Berdy (1975).....	37
3 PARÂMETROS E SIMULAÇÕES	40
3.1 Parâmetros de Simulação.....	40
3.2 Defeito e Falhas	41
4 FILTRO MORFOLÓGICO PARA EXTRAÇÃO DE ENVOLTÓRIAS PARA DETECÇÃO DA PERDA DE EXCITAÇÃO E OSCILAÇÃO ESTÁVEL DE POTÊNCIA (FMEE)	42
4.1 Filtro para a Extração das Envoltórias dos Sinais de Tensão e Corrente....	42

4.2	Detecção de evento no gerador síncrono e diferenciação entre perda de excitação e oscilação estável de potência.....	45
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS	47
5.2	Processamento de sinais pelo FMEE	47
5.2	Tempos de Detecção e Classificação dos sinais do FMEE	51
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	59
7	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	60
	REFERÊNCIAS.....	61

INTRODUÇÃO

Um gerador síncrono é uma fonte de tensão que fornece potência a uma carga com frequência elétrica constante. Sendo a tensão terminal da máquina controlada pelo sistema de excitação, o qual fornece corrente contínua ao enrolamento de campo do gerador, produzindo campo magnético.

Para o gerador síncrono, faz-se necessária uma proteção específica para a perda de excitação, uma vez que o rotor da máquina deve ser energizado com corrente contínua para criação de um campo magnético girante, o qual proporciona a variação de fluxo magnético nas bobinas do estator. Essa variação é necessária para a produção de tensão nos terminais do gerador, sendo que, caso a excitação do rotor seja perdida, não haverá produção de tensão nos terminais do gerador e a produção de energia elétrica da respectiva usina ficará comprometida, bem como a estabilidade do sistema elétrico a ela conectado.

Quando um gerador síncrono perde seu sistema de excitação há enfraquecimento do acoplamento magnético entre o campo do rotor e do estator, pois há um súbito aumento de velocidade do rotor. Assim, a máquina que operava de forma síncrona passa a operar de forma assíncrona, recebendo elevadas correntes reativas do sistema. Essas correntes geram sobreaquecimento, tanto das partes móveis, quanto das partes fixas da máquina (estator), além de um súbito afundamento de tensão na barra da subestação.

Por esses motivos, caso ocorra uma perda de excitação, a proteção do gerador deve atuar o mais rápido possível, de modo a desconectá-lo do sistema, antes que ele seja danificado e que os efeitos do problema afetem a operação de outros equipamentos do sistema elétrico de potência. A proteção específica para perda de excitação é feita com um relé de admitância exercendo a função ANSI 40. Relés de admitância medem a impedância do ponto de instalação até o terminal remoto do sistema, sendo que, durante a operação normal do sistema elétrico, as impedâncias vistas pelo relé encontram-se distantes da região de operação do mesmo, a qual é definida por seus ajustes. Durante uma perda de excitação, a impedância vista pelo relé irá se deslocar do lugar geométrico das cargas para a região de atuação do relé, o qual promoverá a desconexão do gerador não excitado do restante do sistema.

Ainda, vale ressaltar que oscilações de potência no sistema podem ser vistas pela proteção do gerador como uma perda de excitação da máquina, pois durante

essas situações, a impedância vista pela proteção poderá entrar na região de atuação do relé. Isto pode provocar a atuação indevida da respectiva proteção, promovendo a desconexão desnecessária da unidade geradora. Sendo assim, é importante que um relé digital tenha em sua lógica a capacidade de diferenciar oscilações de potência das perdas de excitação, tornando o sistema de proteção mais confiável e garantindo a operação continuada do gerador síncrono frente às oscilações de potência.

Para este trabalho foram analisadas as técnicas de proteção contra perda de excitação de Mason (1949) e Berdy (1975). Sendo que, tais metodologias utilizam relés de admitância, tipo MHO, utilizando como ajustes do relé parâmetros do gerador síncrono. O presente trabalho propõe um Filtro Morfológico de Extração de Envoltórias (FMEE), o qual fundamenta-se na análise dos sinais de tensão e corrente nos terminais do gerador. Além de detectar corretamente a perda excitação, o filtro proposto é capaz de promover a diferenciação entre a perda de excitação e as oscilações estáveis de potência. Essa diferenciação é importante para evitar a atuação indevida da proteção em questão, quando da ocorrência de uma oscilação de potência.

Por fim, vale ressaltar que a metodologia proposta detecta corretamente as perdas de excitação, promovendo a atuação rápida do relé e, conseqüentemente, garantindo a abertura do disjuntor o mais rápido possível, desconectando a máquina do circuito, antes que esta seja danificada ou que a perturbação se propague pelo restante do sistema elétrico de potência.

Este trabalho de conclusão de curso é estruturado da seguinte forma: o segundo capítulo apresenta uma breve revisão dos conceitos de máquinas síncronas, sendo mais detalhados os conceitos relacionados ao sistema de excitação e a proteção contra perda de excitação do gerador síncrono. No capítulo 3 são apresentados os parâmetros de simulação e os defeitos e faltas analisadas. No capítulo 4 é apresentada a nova metodologia de detecção e classificação de PE ou OEP. No capítulo 5, são apresentadas as análises de resultados. Por fim, no capítulo 6, são feitas as considerações finais.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Para elaboração deste trabalho foi realizada uma revisão da literatura abordando os conceitos de geradores síncronos. Nesta seção são apresentados os conceitos do sistema de controle do gerador e os tipos de sistemas de excitação do gerador.

Também, são apresentadas as causas e efeitos que a perda de excitação provoca no sistema elétrico de potência e na máquina síncrona. Além disso, são mostrados os tipos de proteção contra a perda de excitação.

2.1 Máquina Síncrona

Uma máquina síncrona é uma máquina de corrente alternada na qual a frequência da corrente elétrica no estator e no rotor são as mesmas, sendo que o enrolamento da armadura, localiza-se no estator e o enrolamento de campo no rotor.

2.2 Gerador Síncrono

O gerador síncrono é uma fonte de tensão que fornece potência a uma carga com frequência constante. A amplitude da tensão é proporcional à frequência e à corrente de campo. Além disso, a corrente e o fator de potência são determinados pelo sistema de excitação e pelas características do gerador e da carga (FITZGERALD; KINGSLEY Jr.; UMANS, 1996).

2.3 Princípios de Funcionamento do Gerador Síncrono

O campo magnético no gerador síncrono é produzido no rotor, onde está o enrolamento de campo, enquanto que os enrolamentos do estator (enrolamentos de armadura) são induzidas as tensões.

Além disso, o gerador síncrono é alimentado através de escovas estacionárias em contato com anéis coletores, aos quais estão conectadas as bobinas de campo, fornecendo corrente contínua ao rotor.

O rotor funciona como um eletroímã, sendo este acoplado a uma turbina, a qual fornece força motriz, produzindo movimento de rotação. Esse campo magnético

girante irá induzir tensão nos enrolamentos do estator e produzir corrente quando conectado a uma carga.

2.4 Características Construtivas

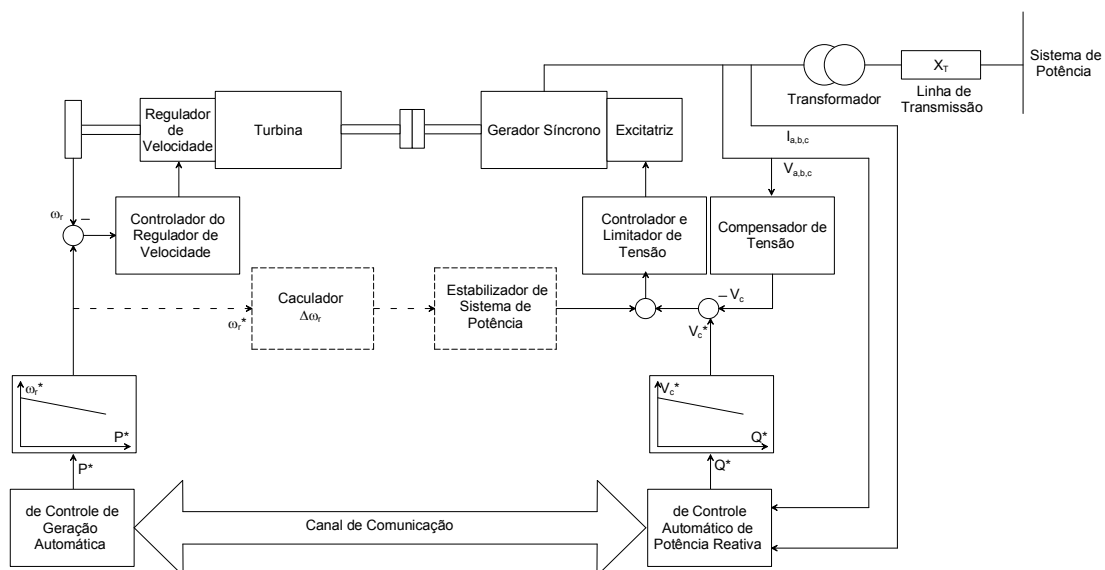
Conforme Chapman (2013), o rotor do gerador síncrono é um eletroímã. Seus polos magnéticos podem ser construídos de duas formas:

- Salientes, os enrolamentos são encaixados nas fendas da superfície do rotor.
- Não salientes, os enrolamentos envolvem o polo.

2.5 Controles do Gerador Síncrono no Sistema de Potência

O controle de potência ativa é dado em função do controle de velocidade do gerador, ao passo que, a potência reativa é dada em função da tensão terminal através do controle da excitação. O princípio de funcionamento do sistema de controle do gerador síncrono, Figura 1, é descrito por Boldea (2006).

Figura 1 - Sistema Genérico de Controle do Gerador Síncrono



Fonte: Boldea (2006, p. 6-3).

Na Figura 1, a referência de potência ativa (P^*) é obtida através do controle de geração automático e a velocidade de referência (ω_r^*) é obtida através da curva da velocidade (frequência) por potência ativa (ω_r^*/P^*). Além disso, o erro de velocidade é obtido da relação entre a velocidade de referência e a velocidade rotórica da máquina (ω_r). Esse erro é processado pelo sistema de controle do regulador de velocidade, que posteriormente regula a velocidade da máquina primária.

Já o controle de potência reativa automático, fornece a potência reativa de referência (Q^*). Assim, a tensão de referência (V_c^*) é obtida através da curva tensão por potência reativa (V_c^*/Q^*). O compensador de tensão mede a tensão terminal e compensa a queda de tensão na impedância de magnetização do gerador síncrono. O erro da tensão e do sinal do estabilizador do sistema de potência são utilizados pelo controlador de tensão, controlando-se assim a tensão de excitação e a tensão terminal.

2.6 Sistemas de Excitação

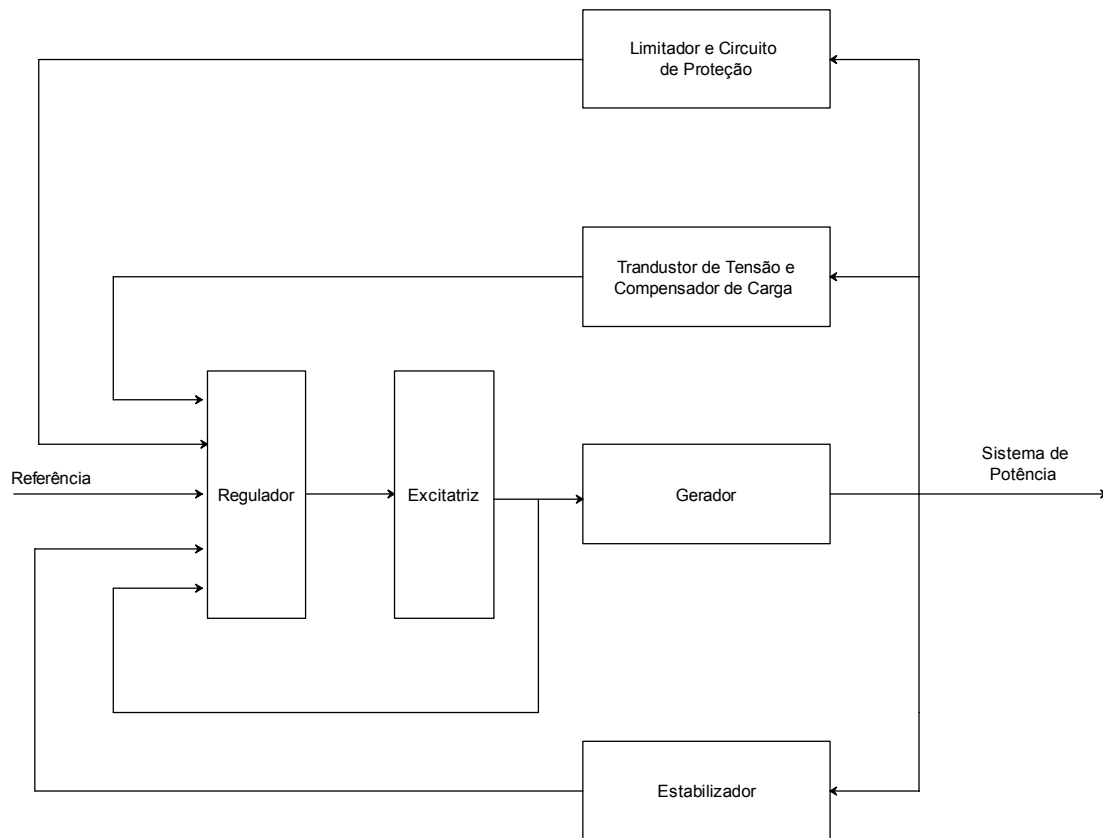
A função básica de um sistema de excitação é fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo da máquina síncrona. Além disso, o sistema de excitação realiza as funções de controle e de proteção para o correto funcionamento do sistema de alimentação.

O sistema de excitação realiza o controle de tensão e corrente de campo. Além disso, assegura que os limites de capacidade da máquina síncrona, do sistema de excitação e de outros equipamentos não sejam ultrapassados. Desta forma, contribui na estabilidade do sistema, devendo responder de forma rápida a perturbações (KUNDUR, 1994).

2.7 Elementos de um Sistema de Excitação

O diagrama de blocos de controle de um sistema de excitação de um gerador síncrono é apresentado na Figura 2.

Figura 2 - Elementos de um Sistema de Excitação



Fonte: Kundur (1994, p. 317).

Segundo Kundur (1994), o funcionamento de cada subsistema da Figura 2 se dão da seguinte forma:

- Excitatriz: responsável por fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo da máquina síncrona.
- Regulador: processa o sinal de referência e os sinais provenientes do estabilizador, do transdutor de tensão e compensador de carga, do limitador e circuito de proteção para controle da excitatriz, além do sinal do sinal de saída da excitatriz pelo circuito de realimentação.
- Transdutor de Tensão e Compensador de Carga: este subsistema retifica e filtra a tensão terminal alternada para um nível contínuo. Além disso, possui a função de controlar o fluxo de potência reativa a partir da tensão terminal do gerador.

- Estabilizador: responsável por fornecer um sinal para o regulador a fim de amortecer as oscilações do sistema de energia.
- Limitador e Circuitos de Proteção: garante que os limites de capacidade da excitatriz não sejam ultrapassados. Dessa forma, limita a tensão terminal e a corrente de campo, controlando a subexcitação ou a sobre-excitação da máquina.

2.8 Tipos de Sistemas de Excitação

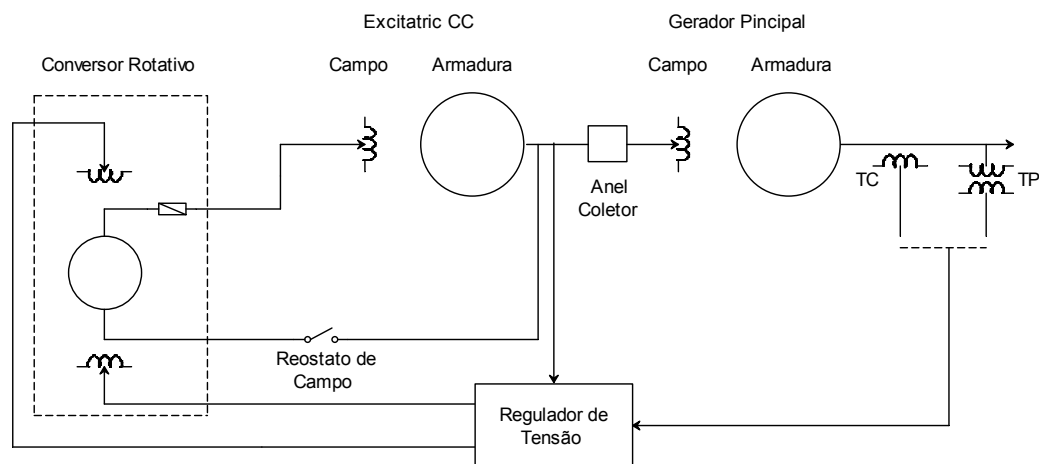
Os sistemas de excitação são classificados da seguinte forma, conforme Kundur (1994):

- Sistema de Excitação CC.
- Sistema de Excitação CA.
- Sistema de Excitação Estático.

2.8.1 Sistemas de Excitação CC

O sistema de excitação CC utiliza um gerador CC como fonte de energia que fornece corrente contínua ao circuito de campo da máquina síncrona através de anéis coletores. A excitatriz pode ser acionada por um motor ou pelo rotor da máquina síncrona. A Figura 3 apresenta um sistema de excitação CC.

Figura 3 - Sistema de Excitação CC



Na Figura 3, o conversor rotativo pode ser considerado como uma combinação de um motor de corrente contínua com um alternador síncrono monofásico. Essa máquina possui dois conjuntos de escovas separados por 90 graus elétricos de distância (KOSOW, 1982).

2.8.2 Sistemas de Excitação CA

Os sistemas de excitação CA utilizam alternadores como fonte da excitatriz. A saída CA da excitatriz é retificada através de retificadores controlados ou não-controlados, para produzir a corrente necessária à produção de campo do gerador. Vale ressaltar que os retificadores podem ser do tipo fixo (também chamado estacionário) ou rotativo.

2.8.2.1 Sistemas de Retificadores Estacionários ou Fixos

Com retificadores estacionários, a saída CC alimenta o circuito de campo do gerador principal através de anéis coletores. No sistema de retificadores não-controlados é utilizado o regulador para controlar a corrente alternada do circuito de campo da excitatriz, conforme a Figura 4. Por outro lado, no sistema de retificadores controlados, o regulador é utilizado para controlar a tensão CC da saída da excitatriz, como pode ser visto na Figura 5.

Figura 4 - Sistema de Excitação com Diodo Estacionário não Controlado

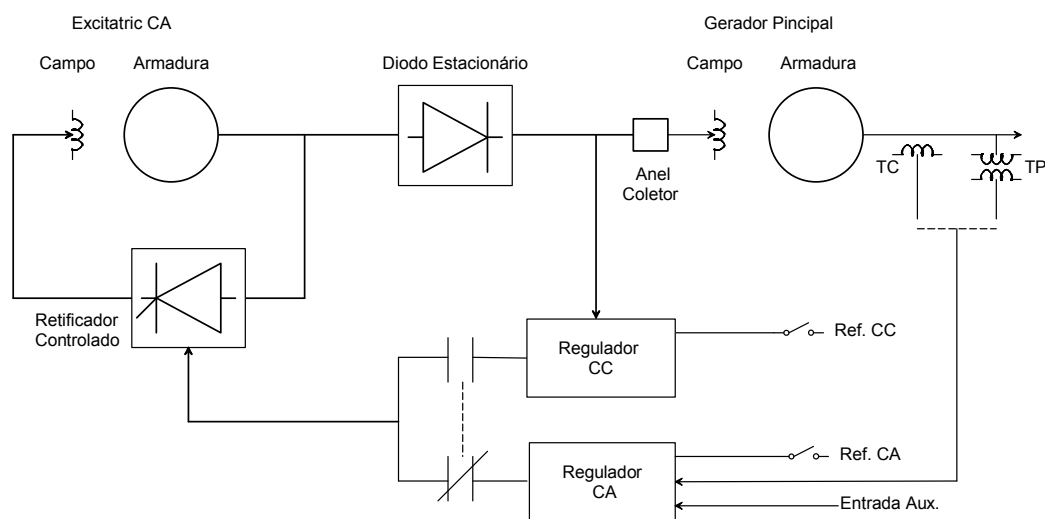
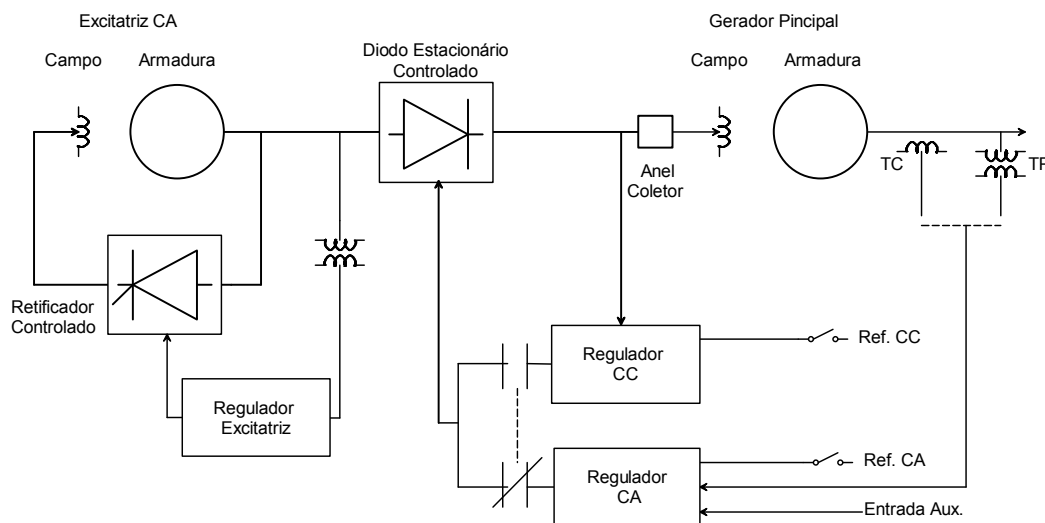


Figura 5 - Sistema de Excitação com Diodo Estacionário Controlado

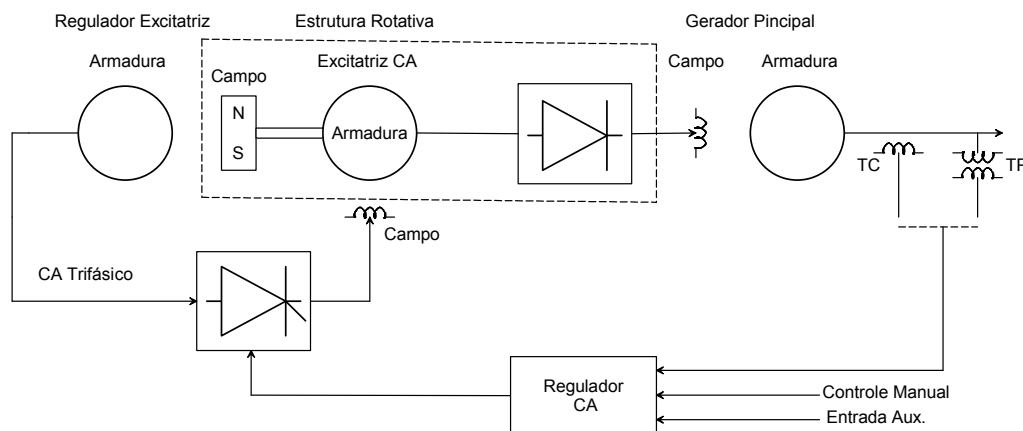


Fonte: Kundur (1994, p. 322).

2.8.2.2 Sistemas de Retificadores Rotativos ou Girantes

Nestes retificadores, os anéis coletores e as escovas são eliminados. Dessa forma, a saída CC da excitatriz é conectada diretamente ao campo do gerador principal. Na Figura 6, é possível verificar que a armadura da excitatriz CA e os retificadores giram com o rotor do gerador principal.

Figura 6 - Sistema de Excitação Sem Escova

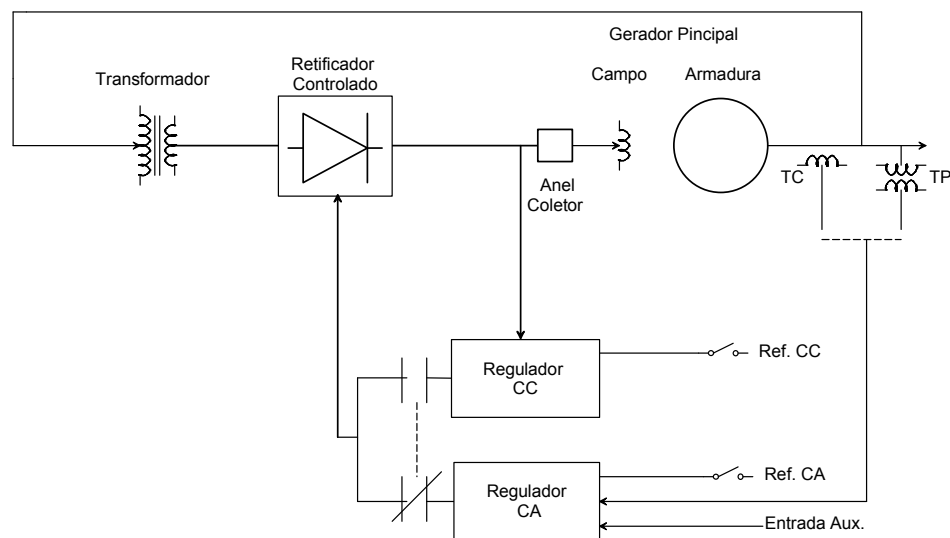


Fonte: Kundur (1994, p. 323).

2.8.3 Sistemas de Excitação Estáticos

Nestes sistemas, todos os elementos são estáticos ou estacionários. Os retificadores, controlados ou não, fornecem a corrente de excitação diretamente ao circuito de campo do gerador através dos anéis coletores. Os retificadores são alimentados pelo gerador principal através de um transformador ou dos enrolamentos auxiliares do gerador. Assim, rebaixam a tensão a um nível adequado. Na Figura 7, é apresentado um sistema de excitação estático com retificador controlado.

Figura 7 - Sistema de Excitação Estática



Fonte: Kundur (1994, p. 324).

2.9 Causas da Perda de Campo

Segundo o manual da *IEEE Guide for AC Generator Protection C37.102™* (2007), a fonte de excitação do gerador síncrono pode ser parcialmente ou completamente removida pelas seguintes falhas e defeitos:

- Abertura acidental do disjuntor do circuito de campo do gerador.
- Curto-circuito no enrolamento de campo (*flash over* dos anéis coletores).
- Falha do regulador de tensão.
- Perda da alimentação do sistema de excitação.

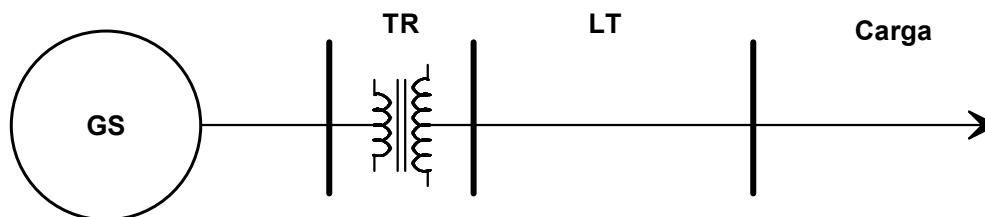
2.10 Efeitos da Perda de Excitação

Quando um gerador síncrono perde seu sistema de excitação ou está subexcitado, há enfraquecimento do acoplamento entre o campo magnético do rotor e o campo magnético do estator. Desta forma, o rotor começa a girar com uma velocidade diferente da nominal devido ao ajuste do regulador de velocidade, o qual está ajustado para entregar a mesma quantidade de potência mecânica. Assim, a máquina acelera, perde o acoplamento magnético e a potência ativa gerada é reduzida.

A máquina que operava como gerador síncrono passa a operar como gerador assíncrono, consumindo reativos do sistema. Elevadas correntes reativas são induzidas nos enrolamentos de campo, no rotor e nos amortecedores, gerando aquecimento do rotor, o qual depende do carregamento da máquina. Logo, a pior situação é quando a máquina opera a plena carga. Se o sistema não for capaz de compensar a potência reativa drenada e a redução da potência ativa gerada pela máquina, o sistema fica sujeito à perda de sincronismo (CROSSMAN; LINDEMUTH; WEBB, 1942).

A fim de demonstrar os efeitos da perda de excitação do gerador síncrono, foi realizada a simulação de um sistema, utilizando o software DigSILENT PowerFactory®. O sistema teste é apresentado na Figura 8, no qual o gerador síncrono opera de forma isolada.

Figura 8 – Sistema onde o Gerador Síncrono opera de Forma Isolada

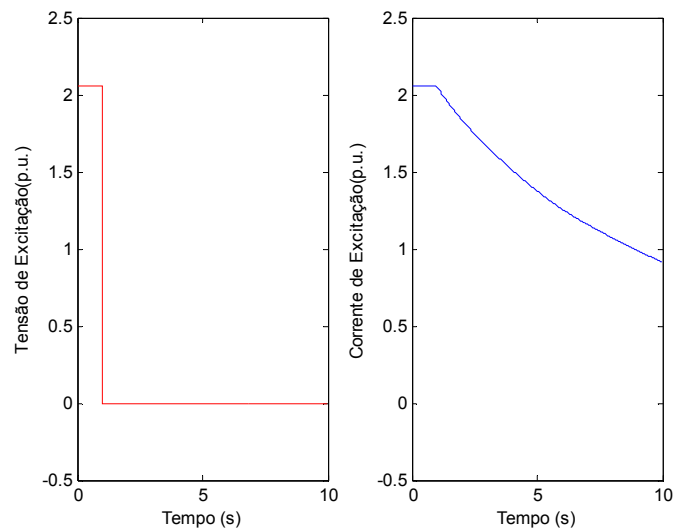


Fonte: Autoria própria.

Nesse sistema, foi simulada uma perda de excitação total da máquina síncrona em $t=1s$, como pode ser visto na Figura 9. Quando o gerador síncrono perde a

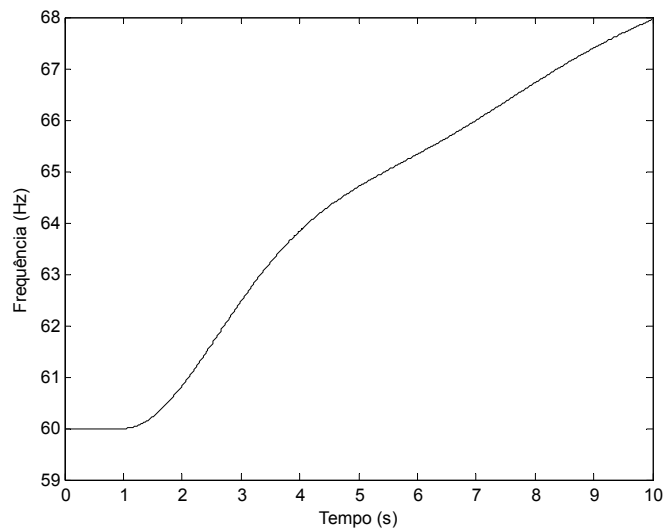
excitatriz, a máquina acelera devido ao regulador de velocidade estar ajustado para entregar a mesma potência mecânica. Assim, a frequência elétrica, a qual é controlada pela máquina primária, cresce na mesma proporção que a velocidade rotórica da máquina, conforme a Figura 10.

Figura 9 – Comportamento da corrente e tensão de campo durante a perda de excitação



Fonte: Autoria própria.

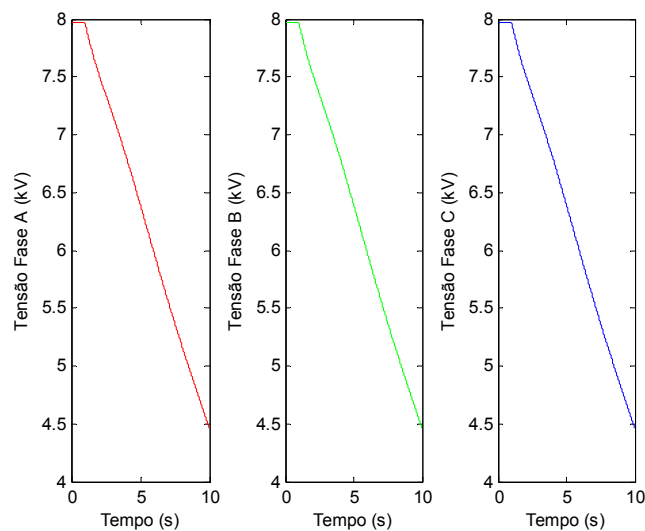
Figura 10 – Comportamento da frequência durante a Perda de Excitação



Fonte: Autoria própria.

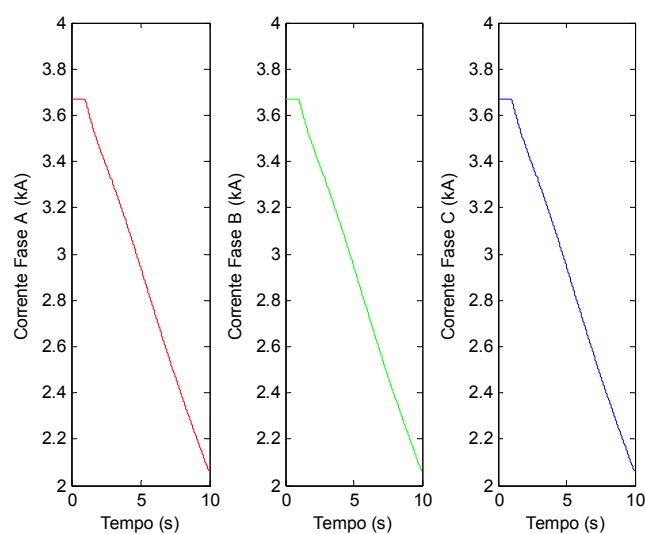
Dessa forma, a perda de excitação do gerador ocasiona um súbito afundamento de tensão e corrente nos terminais da máquina, conforme as Figuras 11 e 12. Assim, as potências geradas diminuem gradativamente conforme o apresentado na Figura 13.

Figura 11 – Comportamento da Tensão RMS Gerada durante a Perda de Excitação



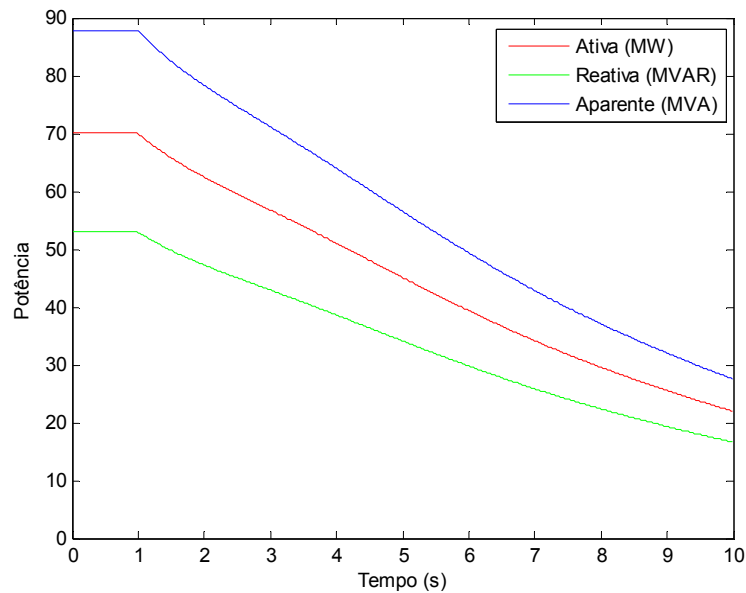
Fonte: Autoria própria.

Figura 12 – Comportamento da Corrente RMS durante a Perda de Excitação



Fonte: Autoria própria.

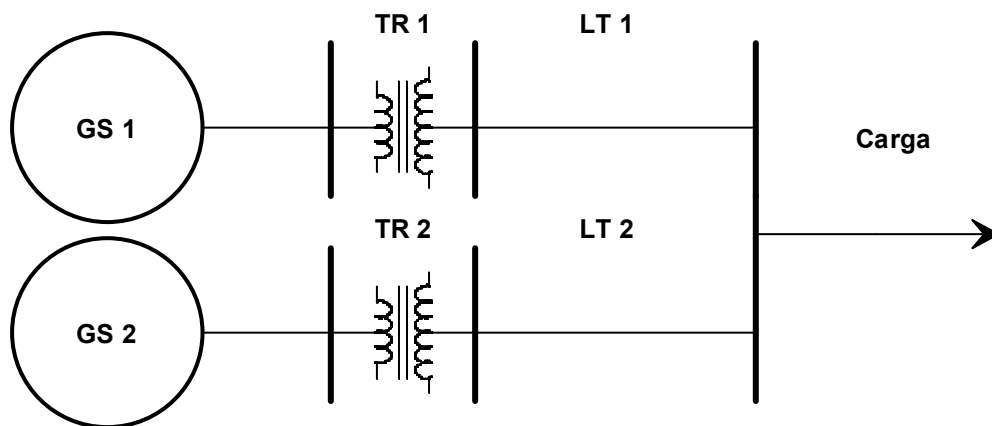
Figura 13 – Comportamento das Potências Geradas durante a Perda de Excitação



Fonte: Autoria própria.

Para analisar o comportamento de um gerador síncrono operando em paralelo com outros geradores, o sistema da Figura 14 foi simulado utilizando o software DigSILENT PowerFactory®. Para este sistema, as máquinas possuem os mesmos parâmetros de operação e foram obtidos os dados para a perda de excitação do GS 1. b

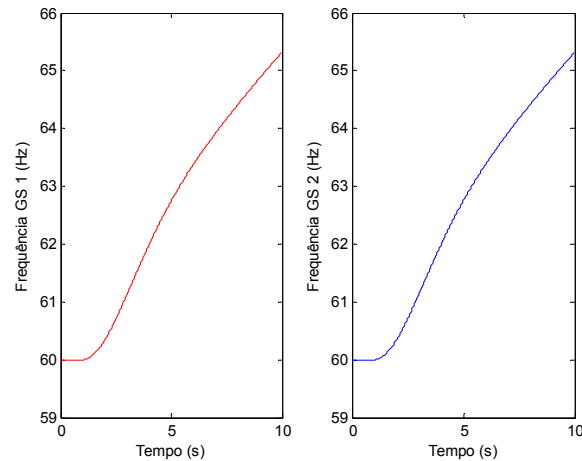
Figura 14 – Sistema onde Geradores Síncronos operam em Paralelo



Fonte: Autoria própria.

Neste caso, durante a perda de excitação, a máquina GS1, que operava de forma síncrona, passa a operar de forma assíncrona. Sendo assim, a máquina perde o sincronismo e afeta as máquinas paralelas, ocasionando a perda do sincronismo das demais máquinas, como mostrado na Figura 15.

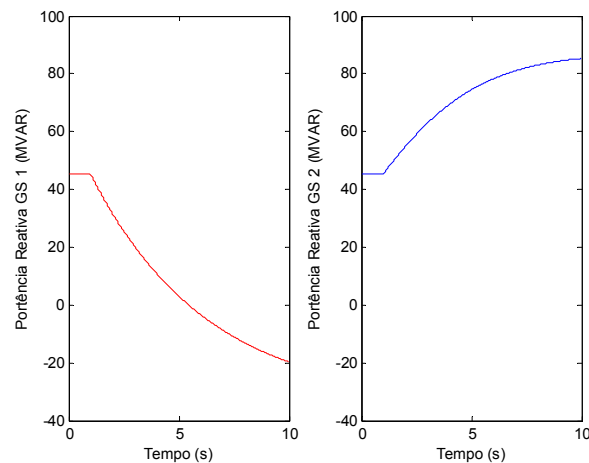
Figura 15 – Frequência do GS1 e GS2 durante a perda de excitação



Fonte: Autoria própria.

Além disso, durante a perda de excitação o gerador 1 deixa de fornecer e passa a consumir potência reativa do sistema, conforme ocorrido na situação anterior. Na Figura 16, são apresentados os comportamentos das potências reativas dos geradores.

Figura 16 – Potência Reativa do GS1 e GS2 durante a Perda de Excitação



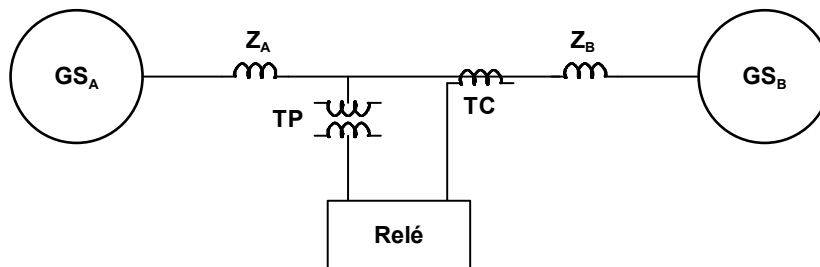
Fonte: Autoria própria.

A partir da Figura 16, pode-se observar que GS 2 deve fornecer potência suficiente para alimentar a carga e suprir a demanda de reativos da máquina subexcitada (GS 1).

2.12 Diagrama R-X

O diagrama de impedâncias ou diagrama R-X apresenta os componentes de impedância, sendo que a resistência está representada no eixo das abcissas e a reatância no eixo das ordenadas. Além disso, demonstra o comportamento da impedância vista pelo elemento de proteção. O sistema da Figura 17 foi simulado em DigSILENT PowerFactory® demonstrar esse comportamento. Na Tabela 1, são apresentadas as condições de funcionamento do sistema e a polaridade da resistência e da reatância vistas pelo relé que protege o Gerador Síncrono A (GS_A), em função do sentido do fluxo de potência.

Figura 17 – Sistema para compreensão do comportamento da Resistência e Reatância no Diagrama R-X



Fonte: Mason (1956, p. 140).

Tabela 1 – Comportamento da Resistência e Reatância no Diagrama R-X

Condição	R	X
Potência Ativa de A para B	+	
Potência Ativa de B para A	-	
Potência Reativa de A para B		+
Potência Reativa de B para A		-

Fonte: Mason (1956, p. 141)

As equações que descrevem o comportamento da resistência (R) e da reatância (X) no diagrama R-X são dadas nas Equações 1 e 2, sendo propostas por Mason (1956). As equações são válidas para qualquer condição trifásica equilibrada.

$$R = \frac{V_{fase-fase}P}{P^2 + Q^2} \quad (1)$$

$$X = \frac{V_{fase-fase}Q}{P^2 + Q^2} \quad (2)$$

2.11 Proteções do Gerador

A falha ou saída não planejada de um gerador pode acarretar em graves consequências ao sistema elétrico caso este não possua geradores para substituir a unidade defeituosa. Segundo Mamede Filho; Mamede (2011), o gerador é, com certeza, o elemento do sistema elétrico de potência que está mais sujeito à falhas. Portanto, o sistema de proteção torna-se mais complexo. Pode-se salientar que:

... não existem relés e esquemas que propiciem total proteção ao gerador. Assim, a atuação de qualquer função da proteção para alguma falha que ocorra internamente ao gerador é inútil do ponto de vista de danos ao gerador. A proteção apenas reduzirá a área de abrangência da falha (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011, p.337).

Ainda segundo Mamede Filho; Mamede (2011) o sistema de proteção dos geradores deve atender aos seguintes requisitos e características:

- Evitar a ocorrência de defeitos.
- Na ocorrência de defeito, minimizar os danos recorrentes.
- Não atuar para faltas além da zona de proteção.
- Limitar a corrente de defeito fase-terra para valores que os equipamentos suportem.
- Operar com extrema rapidez para defeitos internos ao gerador.

O relé de admitância, também conhecido como relé MHO, possui como finalidade, na proteção do gerador, evitar que o gerador opere de forma instável e/ou fora de sincronismo. Este relé é instalado nos terminais do gerador sendo que, a

operação ocorre para condições específicas, através da monitoração da impedância aparente (BLACKBURN; DOMIN, 2007).

2.13 Proteção Contra Perda de Excitação

O sistema de excitação, durante operações normais do sistema, deve garantir que a tensão terminal esteja na faixa de $\pm 0,5\%$ do valor ajustado desde a operação a vazio até a operação a plena carga, mantendo a frequência na faixa de $\pm 5\%$. Durante oscilações estáveis de potência o sistema de excitação deve manter 20% do valor máximo, quando a tensão dos terminais do gerador atingir 20% da tensão nominal (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Há duas preocupações principais quanto à perda de excitação do gerador. A proteção deve assegurar que a atuação seja rápida para evitar danos ao gerador e não atuar desnecessariamente durante oscilações estáveis de potência e perturbações transitórias (DIAS; ELKATEB, 1992).

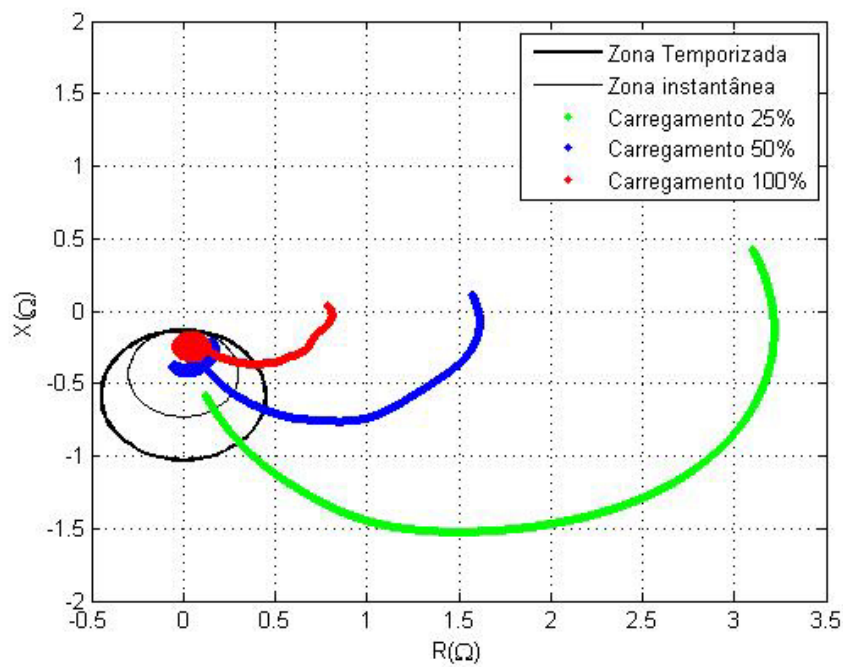
A Figura 18 apresenta a característica da impedância aparente durante a perda de excitação em um diagrama R-X. Nessa figura, são apresentadas as características para diferentes carregamentos do gerador.

Independentemente do carregamento do gerador, a impedância apresenta um comportamento bem definido partindo do primeiro quadrante, movendo-se em direção ao quarto quadrante e entrando na região de atuação do relé MHO. Ainda, a partir da Figura 19, é possível verificar que quanto maior o carregamento, mais severa é a condição de perda de excitação.

2.14 Oscilações Estáveis de Potência

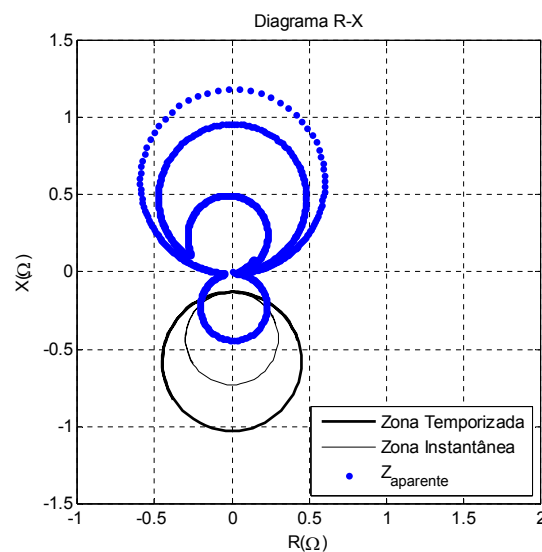
Conforme Mason (1956), as oscilações de potência são picos de energia que ocorrem após a remoção de um curto-circuito ou quando ocorre a conexão em paralelo de geradores que não estão sincronizados. A Figura 19 apresenta a característica de uma oscilação de potência em um diagrama R-X.

Figura 18 – Característica da Impedância Aparente durante a Perda de Excitação



Fonte: Autoria própria.

Figura 19 – Característica da impedância aparente durante uma oscilação estável de potência.



Fonte: Autoria própria.

Analisando o comportamento da impedância aparente durante a perda de excitação (Figura 18) e durante a oscilação de potência (Figura 19), é possível verificar que a característica da impedância na perda de excitação é bem definida, partindo do

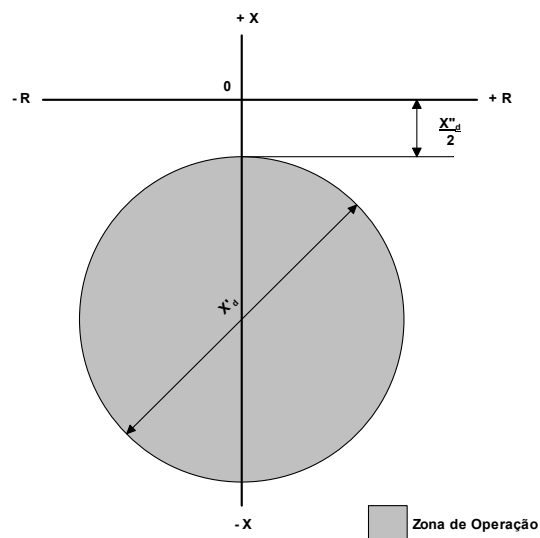
primeiro quadrante em direção ao quarto quadrante. Já na oscilação de potência, o comportamento da impedância aparente vista pelo relé MHO é imprevisível, podendo passar por todos os quadrantes.

2.15 Metodologia de Mason (1949)

A metodologia de Mason (1949) utiliza o relé de distância do tipo MHO, o qual monitora a tensão e a corrente nos terminais do gerador. Sua operação ocorre quando a impedância vista por este dispositivo adentra na região de atuação delimitada no diagrama R-X.

A Figura 20 apresenta a característica operacional do relé MHO exercendo a função ANSI 40 (proteção contra perda de excitação) no diagrama R-X. Seus parâmetros de operação são dados em função das características do gerador. O círculo de operação do relé MHO para esta aplicação tem centro de coordenadas $(0, X'd/2 + X''d/2)$, onde $X'd$ representa a reatância transitória de eixo direto da máquina e $X''d$, a reatância subtransitória de eixo direto da máquina.

Figura 20 – Característica de Operação do relé MHO Proposto por Mason (1949)

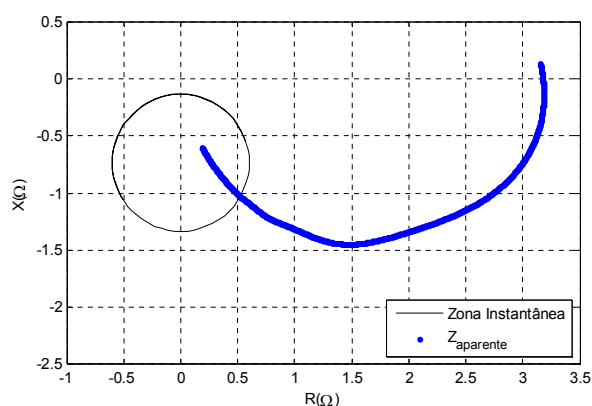


Fonte: Berdy (1975, p. 1457).

O eixo positivo de R significa que o gerador fornece potência ativa ao sistema sendo e o eixo negativo consome potência ativa. O eixo positivo de X significa que o gerador fornece potência reativa ao sistema e o eixo negativo representa o consumo.

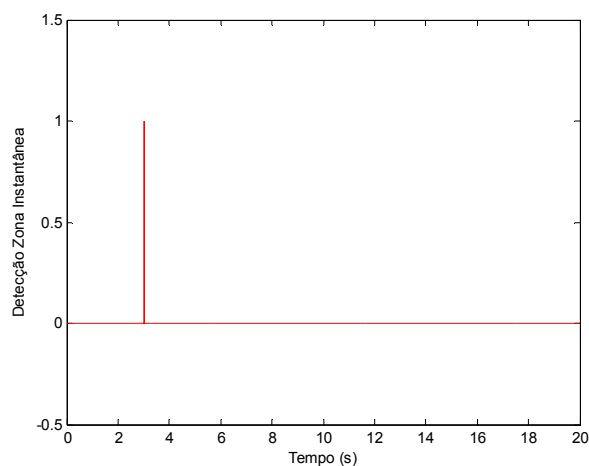
Para demonstrar o funcionamento da metodologia desta metodologia, a Figura 21 mostra um exemplo da característica da impedância aparente no diagrama R-X durante uma PE de um Gerador de 390MVA com carregamento de 25%. Quando a impedância aparente entra na zona de ajuste do relé, este envia um sinal para a abertura do disjuntor, conforme a Figura 22, desconectando o gerador do sistema.

Figura 21 – Característica da Impedância Utilizando a Metodologia de Mason.



Fonte: Autoria própria.

Figura 22 – Detecção de Perda de Excitação pela Metodologia de Mason(1949)



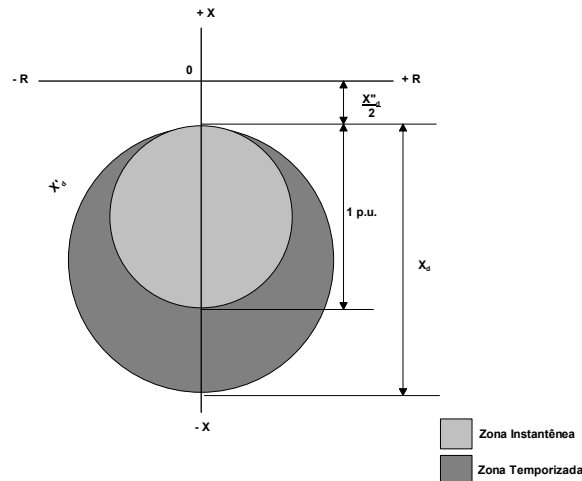
Fonte: Autoria própria.

2.17 Metodologia de Berdy (1975)

A metodologia proposta por Mason (1949) apresenta operação indevida durante situações de oscilações estáveis de potência e transitórios. Desta forma,

Berdy (1975) propôs que a seleção e aplicação da proteção de perda de excitação deve considerar os efeitos da oscilação estável de potência e do desempenho do regulador de tensão. A Figura 23 apresenta a metodologia que utiliza dois relés MHO com características definidas.

Figura 23 – Característica de Operação do relé MHO Proposto por Berdy (1975)

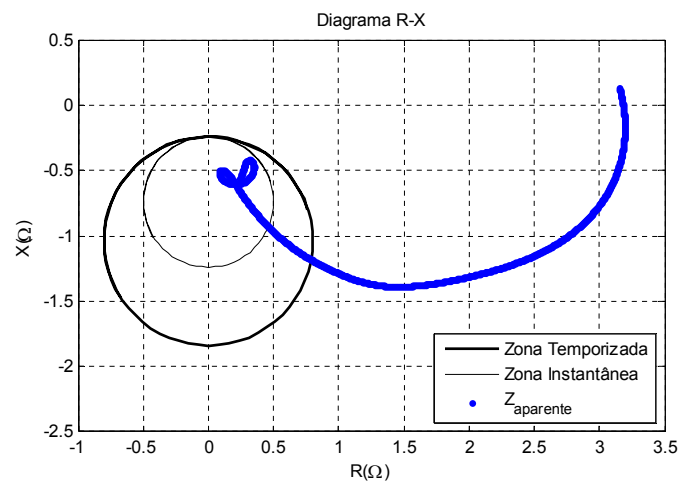


Fonte: Berdy (1975, p. 1463).

Na proposta de Berdy, um relé possui atuação instantânea ajustado com diâmetro de 1 p.u. na base do gerador. Além disso, possui um segundo relé com atuação temporizada ajuste igual à reatância de eixo direto do gerador síncrono. Esta configuração permite a proteção quando ocorre a perda de excitação em condições mais severas e a seletividade em algumas condições de oscilação de potência e transitórios, já que a atuação da zona temporizada ocorrerá apenas depois de transcorrido o intervalo de tempo ajustado.

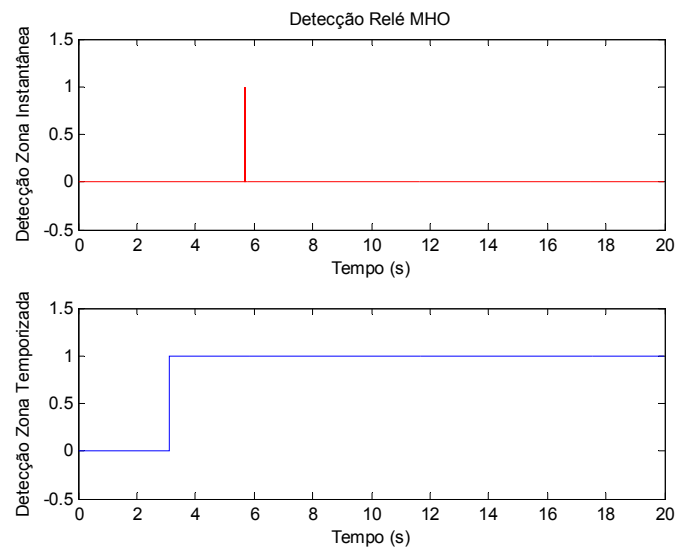
Na Figura 24, pode ser visto o comportamento da impedância aparente durante uma PE do gerador de 500MVA com carregamento de 25%, utilizando a metodologia de Berdy. Na Figura 25, são mostradas as atuações das zonas instantânea e temporizada.

Figura 24 – Característica da Impedância Utilizando a Metodologia de Berdy.



Fonte: Autoria própria.

Figura 25 – Detecção de Perda de Excitação pela Metodologia de Berdy (1975).

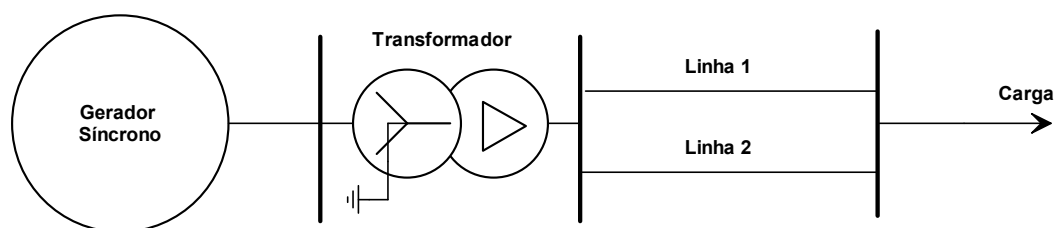


Fonte: Autoria própria.

3 PARÂMETROS E SIMULAÇÕES

Para obtenção dos dados de perda de excitação do gerador síncrono e de oscilações estáveis de potência, utilizando o software DigSILENT Power Factory®, foram realizadas simulações para o sistema da Figura 26. A simulação utiliza como taxa de amostragem 96 amostras/ciclo.

Figura 26 – Sistema Teste



Fonte: Autoria própria.

3.1 Parâmetros de Simulação

Para as simulações foram utilizados dois geradores síncronos de diferentes características, conforme apresentado Tabela 2. As características do transformador e das linhas de transmissão são apresentadas nas Tabelas 3 e 4.

Tabela 2 – Parâmetros dos Geradores Síncronos de 390 MVA e 500MVA

Parâmetro	Gerador 390 MVA	Gerador 500 MVA	Parâmetro	Gerador 390 MVA	Gerador 500 MVA
V (kV)	13,8	13,8	X_0 (p.u.)	0,1400	0,1100
FP	0,96	0,96	T'_{do} (s)	5,0	6,1
X_d (p.u.)	1,2000	1,6000	T''_{do} (s)	0,1000	0,1050
X'_d (p.u.)	0,2700	0,4800	T''_{qo} (s)	0,09	0,18
X''_d (p.u.)	0,1800	0,3000	H (s)	5,5	4,0
X_q (p.u.)	0,7000	0,9500	$P_{S-1,0}$ (p.u.)	0,0790	0,1800
X_2 (p.u.)	0,2100	0,2860	$P_{S-1,2}$ (p.u.)	0,3490	0,3333

Fonte: Gazen et al. (2010).

Tabela 3 – Parâmetros do Transformador.

Parâmetro	Transformador
S (MVA)	510
V (kV)	13,8/500
X_1, X_2, X_0 (p.u.)	0,19

Fonte: Gazen et al. (2010).

Tabela 4 – Parâmetros da Linha de Transmissão

Parâmetro	Linha de Transmissão
V (kV)	500
Z_1, Z_2 (Ω)	0,0212+j0,1162
Z_0 (Ω)	0,0848+j0,4649
B1, B2 (μ S)	72,2566
B0 (μ S)	72,4453

Fonte: Gazen et al. (2010).

Tabela 5 – Carregamento dos Geradores Síncronos de 390 MVA e 500MVA

Carregamento	Gerador 390 MVA	Gerador 500 MVA
25 %	93,60 + j27,30 MVA	120,00+ j35,00 MVA
50 %	187,20 + j54,60 MVA	240,00 + j70,00 MVA
75 %	280,80 + j81,90 MVA	360,00 + j105,00 MVA
100 %	374,40 + j109,20 MVA	480,00 + j140,00 MVA

Fonte: Autoria própria.

3.2 Defeito e Falhas

Através do Software DigSILENT PowerFactory®, foram realizadas as simulações de perda de excitação do gerador síncrono e de oscilações estáveis de potência. A perda de excitação total do gerador, ocasionado por um defeito no sistema de excitação da máquina, ocorre em $t=0,5$ s. A oscilação estável de potência é realizada através da simulação de um curto-circuito trifásico no lado de alta tensão dos terminais do transformador, em $t=0,5$ s sendo removido em $t=0,75$ s.

4 FILTRO MORFOLÓGICO PARA EXTRAÇÃO DE ENVOLTÓRIAS PARA DETECÇÃO DA PERDA DE EXCITAÇÃO E OSCILAÇÃO ESTÁVEL DE POTÊNCIA (FMEE)

A nova metodologia de detecção da perda de excitação e diferenciação em relação às oscilações estáveis de potência do gerador síncrono é com o auxílio dos operadores morfológicos de dilatação e erosão, os quais permitem a extração das envoltórias dos sinais de corrente e tensão processados.

Uma vez que os sinais de tensão e corrente, nos terminais do gerador síncrono, sob condições de perda de excitação ou de oscilação estável de potência possuem envoltórias características, é possível diferenciar a condição a qual a máquina está exposta através do processamento dos sinais dessas envoltórias.

Este capítulo descreve a metodologia proposta para detecção das perdas excitação e oscilações estáveis de potência, bem como apresenta os operadores utilizados e os demais procedimentos necessários para realização desta tarefa. Ao final, um fluxograma da metodologia é apresentado.

4.1 Filtro para a Extração das Envoltórias dos Sinais de Tensão e Corrente

O filtro morfológico para extração das envoltórias utiliza operadores da morfologia matemática, inspirados na metodologia proposta de WU *et al.* (2009) para remoção das componentes DC das correntes de curto-circuito. Tais operadores auxiliam na extração das envoltórias das formas de onda dos sinais de corrente e tensão nos terminais do gerador síncrono. A utilização dos operadores morfológicos se justifica uma vez que estes são capazes de detectar anomalias nos sinais processados, além de extrair ou expandir elementos constituintes das referidas formas de onda.

O filtro processa duas janelas, sendo uma para valores de tensão e a outra para valores de corrente de uma das fases do sistema, cada uma contendo $N/6$ amostras, onde N representa o número de amostras por ciclo, conforme a Equação (3).

$$W_1(n) = [x_0 \ x_1 \ x_2, x_3 \ \dots \ x_n] \quad (3)$$

Em (3), n representa a amostra atual. Essa janela é móvel e a cada nova amostra, o primeiro termo da janela, correspondente a posição x_0 , é descartado e os demais são deslocados para a esquerda. Assim, a amostra atual é colocada na posição x_n .

Em cada janela, são aplicados os operadores morfológicos básicos de erosão e dilatação, sendo estes modificados para a extração dos sinais das envoltórias das formas de onda da corrente e tensão, respectivamente. A SE adotada nesta aplicação é nula, de modo a não alterar os valores máximo e mínimos dos sinais processados. Dessa forma os operadores de dilatação e erosão são dados, respectivamente, de acordo com as Equações (4) e (5).

$$W_{1(V ou I)}(n) \oplus SE = \max(W_{1(V ou I)}(n)) \quad (4)$$

$$W_{1(V ou I)}(n) \ominus SE = \min(W_{1(V ou I)}(n)) \quad (5)$$

Com os resultados obtidos a partir das Equações (4) e (5), para cada sinal, um sinal $Y(n)$ é extraído a partir da média aritmética da soma dos valores de erosão, dada conforme a Equação (6):

$$Y(n) = \frac{(W_{1(V ou I)}(n) \oplus SE + (W_{1(V ou I)}(n) \ominus SE))}{2} \quad (6)$$

Os valores de $Y_i(n)$ e $Y_v(n)$ são separados em valores maiores do que zero, que compõem a pré-envoltória superior, e em valores menores do que zero, os quais compõem a pré-envoltória inferior, conforme as Equações (7) e (8).

$$Pré_Env_{superior(V ou I)}(n) = Y_{(V ou I)}(n), \text{ para } Y_{(V ou I)}(n) > 0 \quad (7)$$

$$Pré_Env_{superior(V ou I)}(n) = Y_{(V ou I)}(n), \text{ para } Y_{(V ou I)}(n) < 0 \quad (8)$$

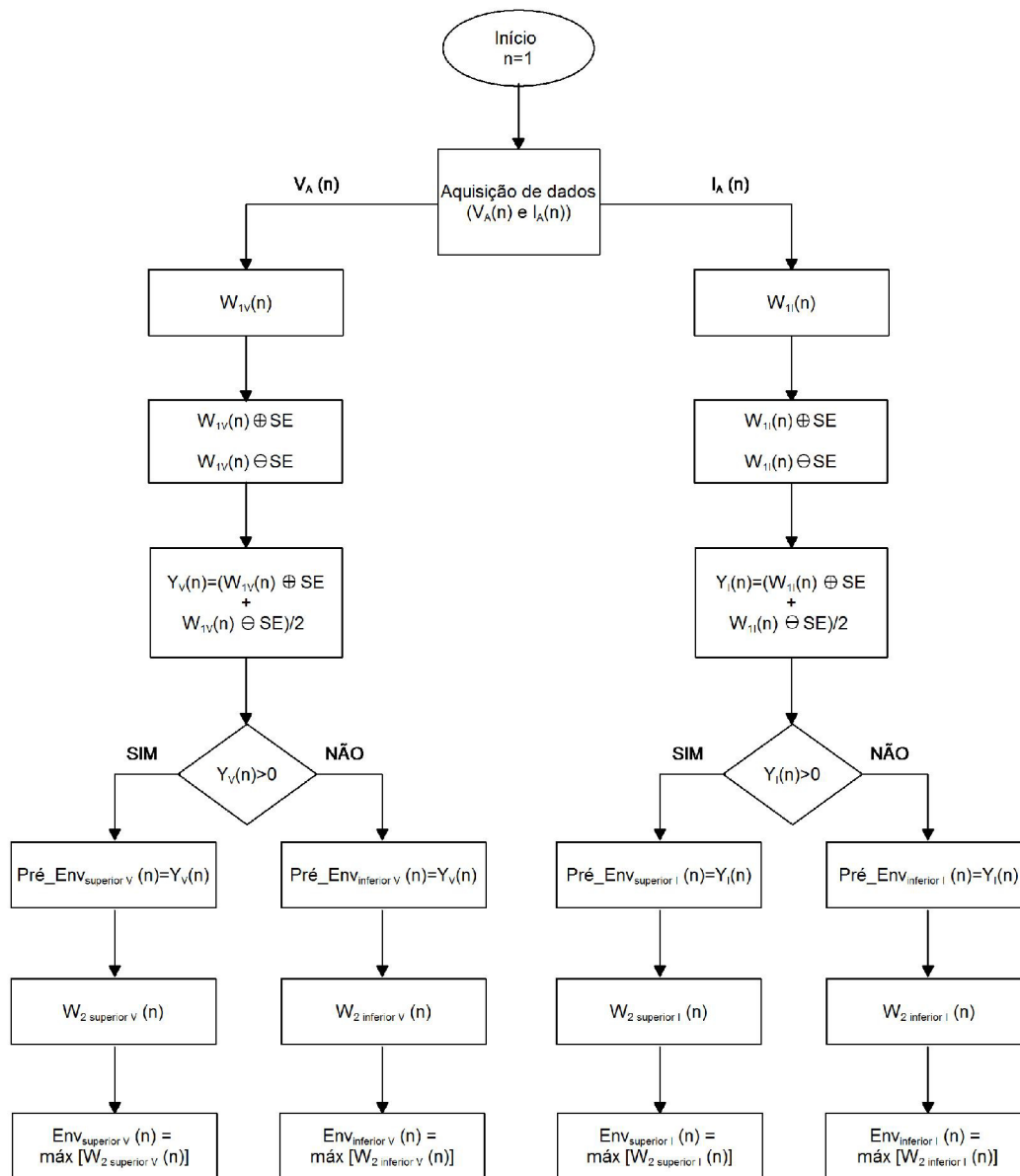
Para evitar possíveis oscilações numéricas decorrentes da amostragem, os valores das pré-envoltórias são alocados em uma janela móvel $W_2(n)$, com comprimento igual a $5 \cdot N$ (isto equivale a uma janela de 5 ciclos), atualizada de forma similar ao ocorrido com $W_1(n)$. Por fim, as envoltórias superior e inferior de cada sinal são extraídas a partir das Equações (9) e (10).

$$Env_{superior}(V ou I)(n) = \text{máx}[W_{2 superior}(V ou I)(n)] \quad (9)$$

$$Env_{inferior}(V ou I)(n) = \text{máx}[W_{2 inferior}(V ou I)(n)] \quad (10)$$

A Figura 27 apresenta o fluxograma do filtro para extração das envoltórias dos sinais de corrente e tensão.

Figura 27 – Fluxograma do filtro para extração das envoltórias dos sinais de tensão e corrente.



Fonte: Autoria própria.

4.2 Detecção de evento no gerador síncrono e diferenciação entre perda de excitação e oscilação estável de potência

De posse das envoltórias extraídas conforme o exposto na Seção 4.1, é feita a detecção e classificação dos eventos no gerador síncrono. A metodologia proposta tem por objetivo detectar as perdas de excitação, bem como diferencia-las das oscilações estáveis de potência, as quais podem fazer a proteção ANSI 40 atuar indevidamente. Dessa forma, a técnica proposta também desempenha a detecção de oscilações estáveis de potência. Para tal, primeiramente, são obtidas as diferenças entre as envoltórias superior e inferior de cada sinal, conforme a Equação (11).

$$Dif_{Env_{(V ou I)}}(n) = Env_{superior_{(V ou I)}}(n) - Env_{inferior_{(V ou I)}}(n) \quad (11)$$

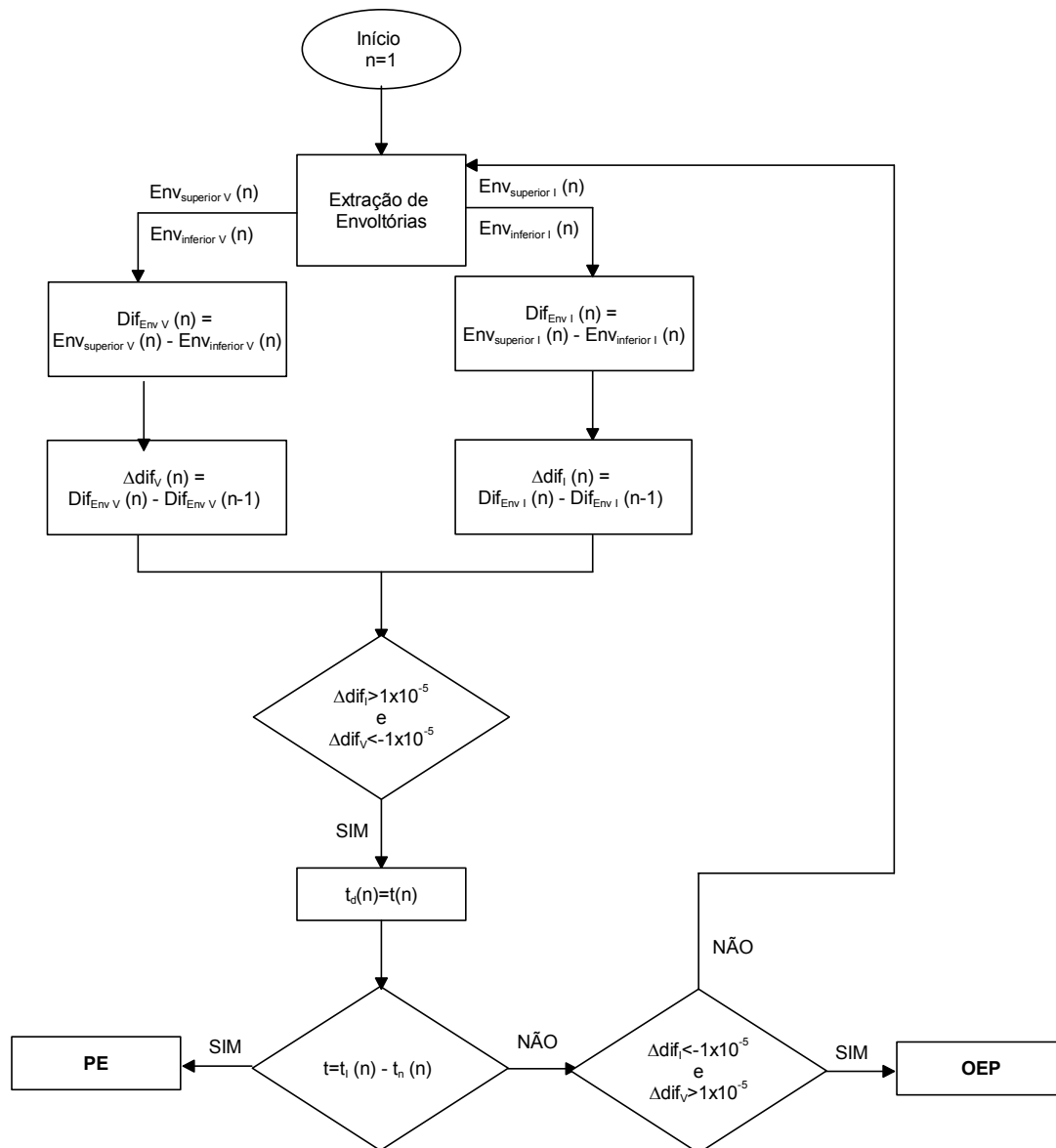
A partir do cálculo da variação das diferenças entre as envoltórias, dado pela Equação (12), uma perda de excitação é detectada quando o valor de $\Delta dif_i(n)$ é maior do que 1×10^{-5} e $\Delta dif_v(n)$ é menor do que -1×10^{-5} por pelo menos 10 ciclos. Caso essas condições não sejam satisfeitas durante o referido intervalo de tempo, será verificada uma oscilação estável de potência, sempre que $\Delta dif_i(n)$ for menor do que -1×10^{-5} e $\Delta dif_v(n)$ for maior do que 1×10^{-5} .

$$\Delta dif_{(V ou I)} = Dif_{Env_{(V ou I)}}(n) - Dif_{Env_{(V ou I)}}(n - 1) \quad (12)$$

A metodologia proposta foi implementada em Matlab® e comparada com as técnicas de Mason e Berdy, para sinais amostrados em 96 amostras por ciclo, em diferentes condições de carregamento do gerador síncrono, além de situações envolvendo oscilações estáveis de potência. Os resultados obtidos comprovam a robustez da técnica, dada a velocidade de detecção e classificação da mesma, conforme mostrado no Capítulo 5.

Por fim, o fluxograma da detecção e classificação das perdas de excitação e oscilações estáveis de potência aparece na Figura 28.

Figura 28- Fluxograma de Detecção e Classificação de PE e OEP



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 28, t_d representa o tempo de detecção de uma possível perda de excitação da máquina e t_i representa o tempo de permanência da perturbação. Sendo o intervalo entre t_d e t_i igual a 10 ciclos, o transitório é classificado como uma PE. Caso contrário, verifica-se se as condições de OEP são atendidas.

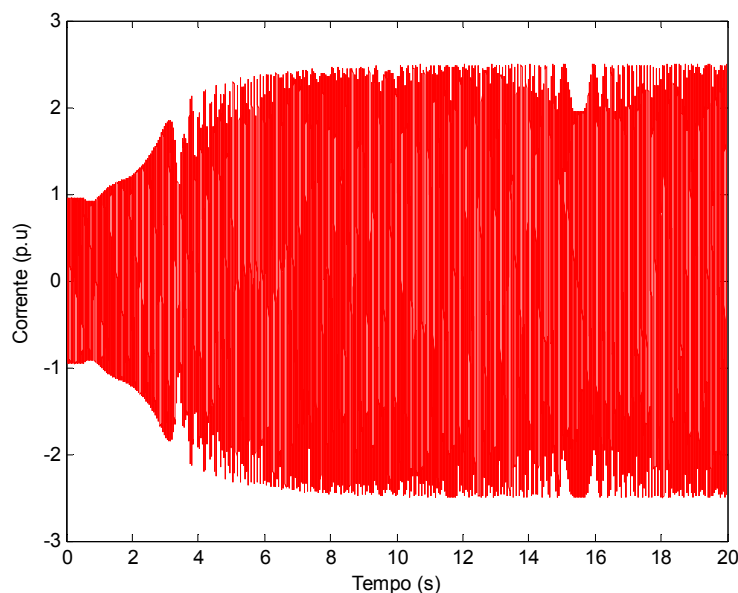
5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nessa seção são apresentados detalhes do processo de detecção e classificação dos sinais pelo FMEE. Além disso, realiza-se a comparação entre os tempos de detecção de perda de excitação entre a nova metodologia e as técnicas de Mason (1949) e Berdy (1975). Por fim, são apresentados os instantes que o FMEE detecta e classifica o evento ocorrido entre OEP e PE.

5.2 Processamento de sinais pelo FMEE

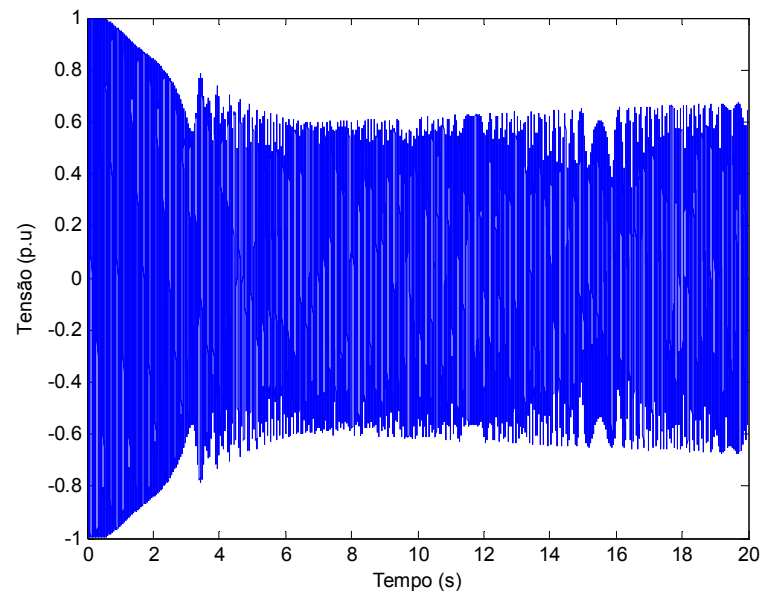
Para demonstrar genericamente como o FMEE processa os sinais, são apresentados os sinais da perda de excitação, em $t=0,5s$, do gerador de 500 MVA com carregamento de 100%. Os sinais senoidais de corrente e tensão obtidos a partir da simulação em DigSILENT PowerFactory®, tomados nos terminais do gerador, em p.u., são mostrados na Figura 29 e na Figura 30, respectivamente, para uma taxa de amostragem de 96 amostras/ciclo.

Figura 29 – Sinal de Corrente senoidal de PE do Gerador de 500MVA.



Fonte: Autoria própria.

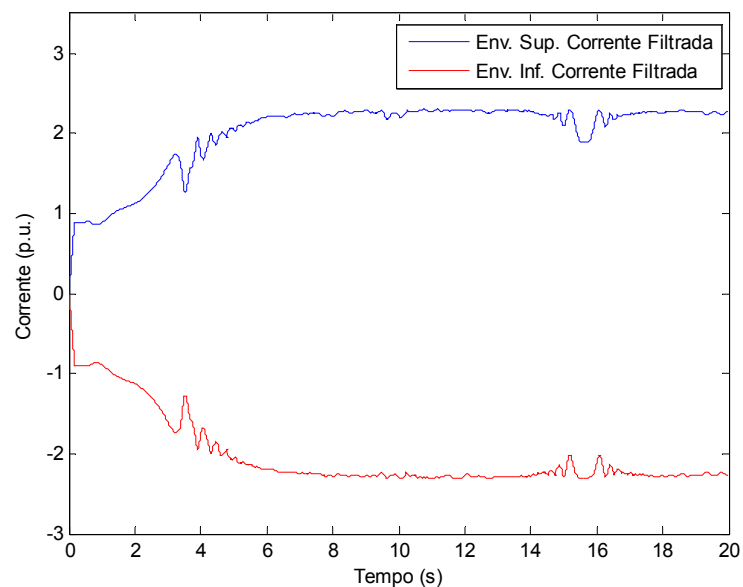
Figura 30 – Sinal de Corrente senoidal de PE do Gerador de 500MVA.



Fonte: Autoria própria.

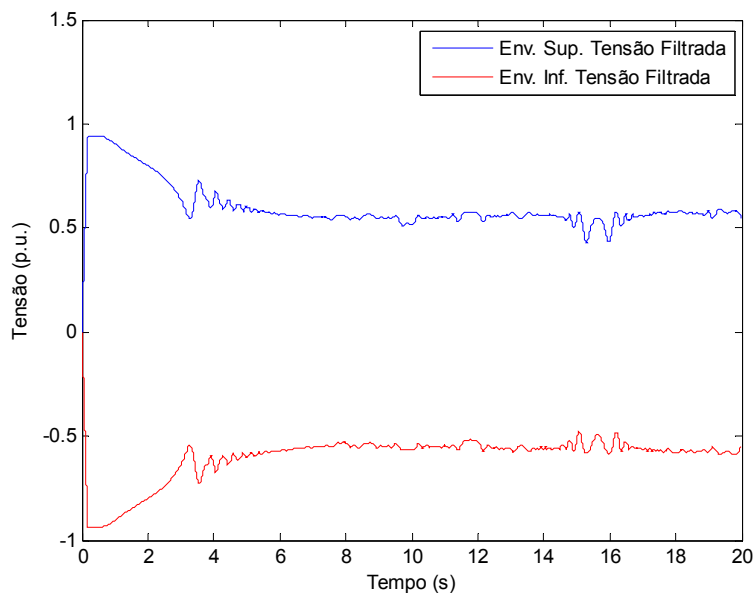
Os sinais do sistema teste são processados pelo filtro morfológico, obtendo-se as envoltórias superior e inferior de corrente e tensão. A Figura 31 apresenta a envoltórias de corrente e a Figura 32 as envoltórias de tensão para os referidos sinais.

Figura 31 – Envoltórias de Corrente para a PE do Gerador de 500MVA.



Fonte: Autoria própria.

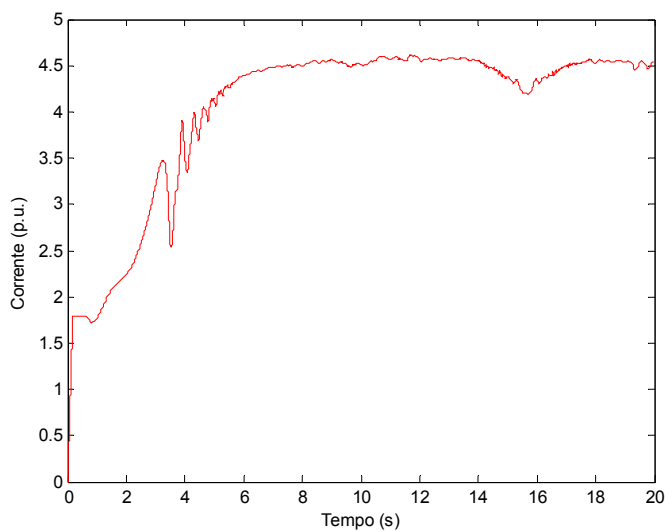
Figura 32 – Envoltórias de Tensão para a PE do Gerador de 500MVA.



Fonte: Autoria própria.

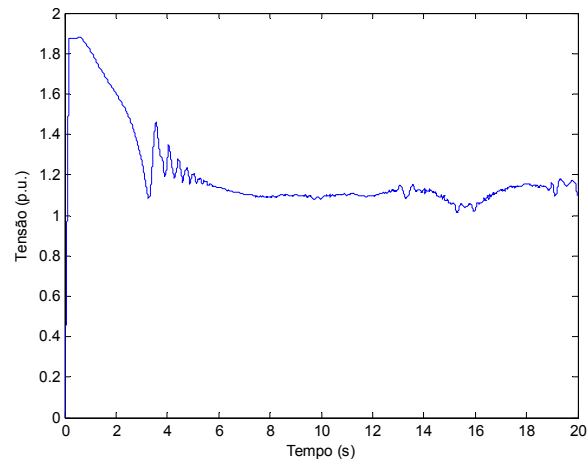
Através do sistema de detecção e classificação são obtidas as diferenças entre a envoltória superior e inferior, a partir da subtração algébrica da envoltória inferior pela superior. Os sinais para essas diferenças entre as envoltórias de corrente e de tensão são apresentados, respectivamente, nas Figuras 33 e 34.

Figura 33 – Diferença entre as Envoltórias de Corrente para a PE do Gerador de 500MVA.



Fonte: Autoria própria.

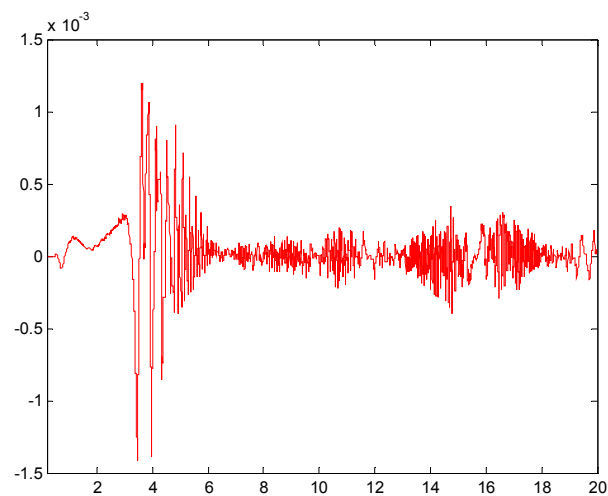
Figura 34 – Diferença entre as Envoltórias de Tensão para a PE do Gerador de 500MVA.



Fonte: Autoria própria.

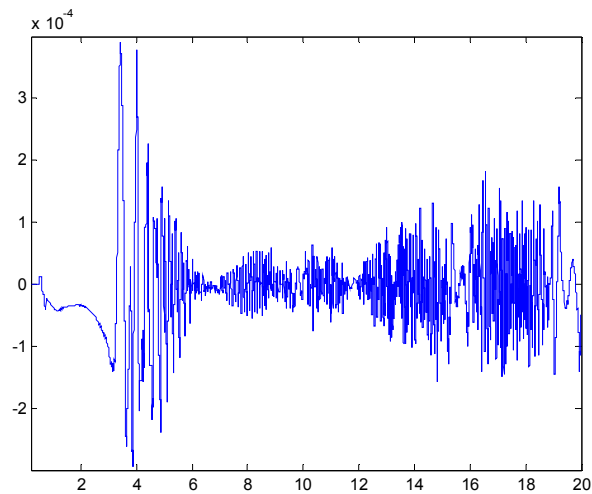
Posteriormente, são calculadas as variações entre as amostras consecutivas dos sinais de diferença entre as respectivas envoltórias. Nesse processo, a variação é obtida subtraindo o valor da amostra atual de diferença pela amostra anterior. O sinal de variação entre as diferenças consecutivas das envoltórias do sinal de corrente, para o sinal referido caso, é mostrado na Figura 35. Já o resultado desse cálculo para o sinal de tensão, aparece na figura 36.

Figura 35 – Variação entre as diferenças consecutivas das envoltórias do sinal de Corrente para a PE do Gerador de 500MVA.



Fonte: Autoria própria.

Figura 36 – Diferença entre as amostras de Tensão de PE do Gerador de 500MVA.



Fonte: Autoria própria.

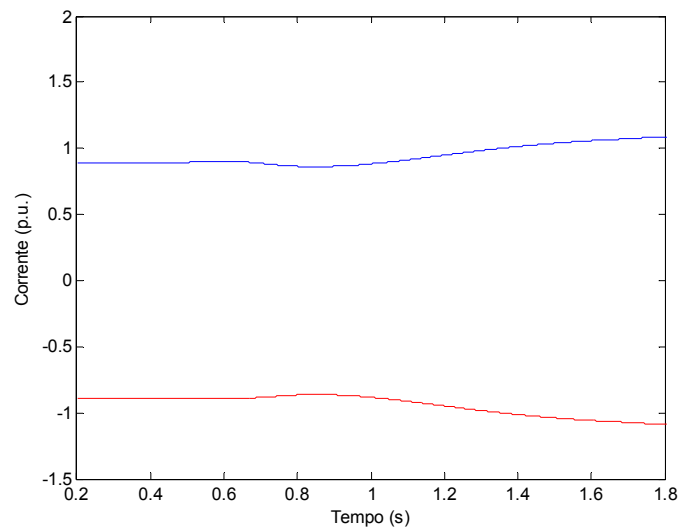
Através da análise dos sinais da diferença das amostras da diferença das envoltórias o sistema de classificação realiza a diferenciação entre os sinais de PE e OEP, conforme a lógica descrita seção 4.2.

5.2 Tempos de Detecção e Classificação dos sinais do FMEE

Como apresentado capítulo anterior, o FMEE possibilita a diferenciação entre os sinais de PE e OEP. Desta forma, impede que o gerador seja desconectado do sistema indevidamente. Para verificar os tempos de detecção e classificação foram simulados casos de PE e OEP, conforme os carregamentos apresentados na Tabela 5.

De forma a evidenciar as detecções e classificações dos eventos, as Figuras 37 e 38 apresentam os detalhes das envoltórias dos sinais de corrente e de tensão, respectivamente, para uma PE do gerador síncrono com carregamento de 100%. Essas Figuras apresentam marcações, as quais correspondem a detecção de uma possível PE do gerador síncrono e a confirmação da PE.

Figura 37 – Detalhe das Envoltórias de Corrente da PE do GS de 500MVA com carregamento de 100%.



Fonte: Autoria própria.

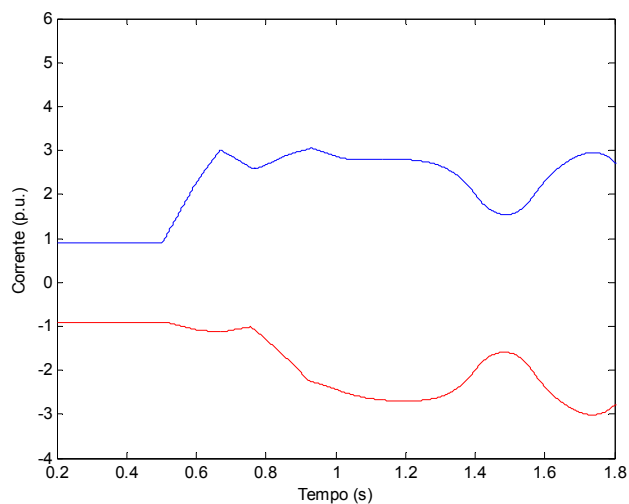
Figura 38 – Detalhe das Envoltórias de Tensão da PE do GS de 500MVA com carregamento de 100%.

Fonte: Autoria própria.

Analisando as Figuras 37 e 38, é possível verificar que corrente cresce e a tensão diminui durante a PE, de modo que as suas envoltórias apresentam características bem definidas.

De forma a comparar os resultados mostrados nas Figuras 37 e 38 com o caso de OEP com o mesmo carregamento, as Figuras 39 e 40 apresentam detalhes dos sinais obtidos a partir do FMEE para as envoltórias dos sinais de corrente e de tensão, respectivamente. Novamente, as marcações nessas Figuras correspondem aos instantes em que é detectado um evento no gerador síncrono (possível PE) e em que acontece a confirmação da ocorrência de uma OEP.

Figura 39 – Detalhe das Envoltórias de Corrente da OEP do GS de 500MVA com carregamento de 100%.



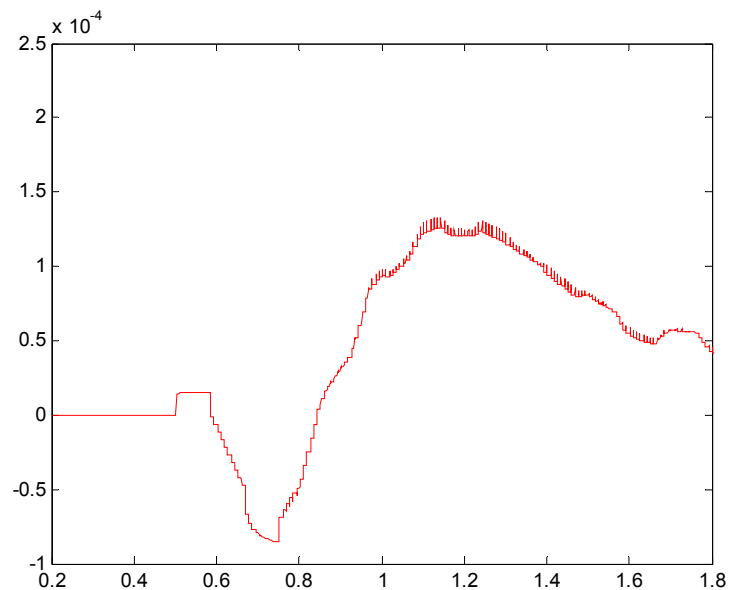
Fonte: Autoria própria.

Figura 40 – Detalhe das Envoltórias de Tensão da OEP do GS de 500MVA com carregamento de 100%.

Fonte: Autoria própria.

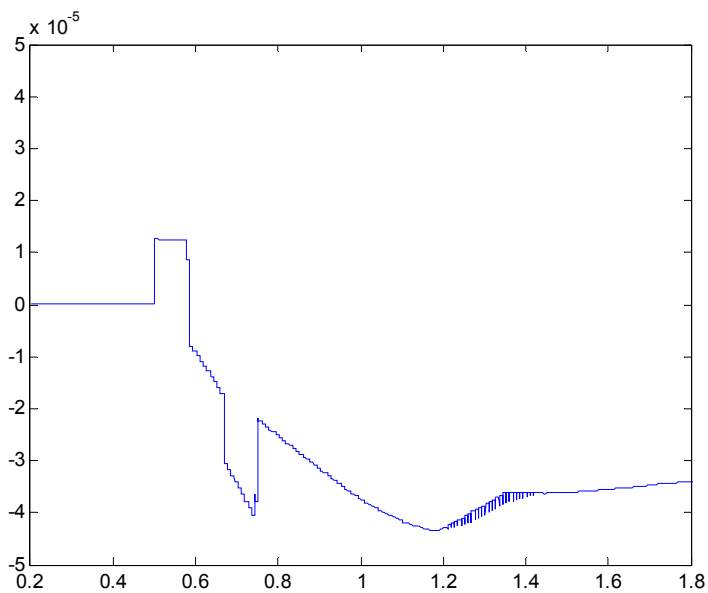
Nas Figuras 39 e 40 é possível visualizar que os sinais de corrente e tensão, durante a OEP, não apresentam as mesmas características ocorridas para uma PE. Conforme mencionado anteriormente, a classificação dos eventos no gerador síncrono se dá através da análise do sinal da variação entre as diferenças das envoltórias de corrente e tensão. Logo, nas Figuras 41 e 42, são apresentados detalhes dos sinais de variação entre as diferenças das envoltórias das formas de onda da corrente e da tensão, durante a PE do gerador síncrono de 500MVA com carregamento de 100%.

Figura 41 – Detalhe do Sinal de Variação entre as Diferenças das Envoltórias do Sinal de Corrente, durante PE do GS de 500MVA com carregamento de 100%.



Fonte: Autoria própria.

Figura 42 – Detalhe do Sinal de Variação entre as Diferenças das Envoltórias do Sinal de Tensão, durante PE do GS de 500MVA com carregamento de 100%.

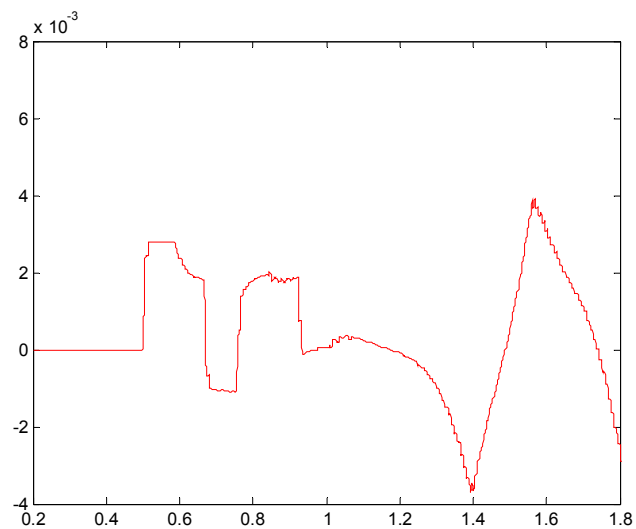


Fonte: Autoria própria.

Analisando as Figuras 41 e 42, é possível verificar que o sinal obtido a partir das envoltórias do sinal de corrente ultrapassa e permanece superior ao valor de ajuste, enquanto que o sinal obtido a partir da forma de onda de tensão permanece inferior ao ajuste, ambas, durante um período superior a 10 ciclos. Isso, segundo a lógica implementada para diferenciação entre os eventos de PE e OEP, caracterizando uma perda de excitação do gerador síncrono, que foi detectada corretamente pela metodologia proposta.

Para comparar as classificações de PE e OEP, as Figuras 43 e 44 apresentam os sinais das variações das diferenças entre as envoltórias dos sinais de corrente e de tensão, respectivamente, para o caso em que foi detectada uma OEP.

Figura 43 – Detalhe do Sinal de Diferença entre Amostras de Corrente durante OEP do GS de 500MVA com carregamento de 100%.



Fonte: Autoria própria.

Figura 44 – Detalhe do Sinal de Diferença entre Amostras Tensão durante OEP do GS de 500MVA com carregamento de 100%.

Fonte: Autoria própria.

Nas Figuras 43 e 44, pode-se visualizar que o FMEE detecta uma possível PE 0,5688 s. Porém, os sinais não permanecem com a mesma característica durante um período superior a 10 ciclos. Desta forma, fica caracterizada uma OEP, que foi corretamente classificada pela metodologia proposta.

Os instantes de detecção de uma possível PE e da classificação do evento entre oscilação estável de potência e perda de excitação, aparecem resumidos nas Tabela 6 e 7, para os geradores de 390MVA e de 500MVA, respectivamente, obtidos a partir do processamento dos sinais pelo FMEE, para todos os casos analisados.

Tabela 6 – Instantes de Detecção e Confirmação de PE e OEP do Gerador de 390 MVA

Caso	Carregamento (%)	Detecção de Possível PE (s)	Confirmação após possível detecção (s)		Tempo acumulado (s)
			PE	OEP	
PE	25	0,7436	0,1665	*	0,9101
PE	50	0,7695	0,1665	*	0,9360
PE	75	0,7773	0,1665	*	0,9438
PE	100	0,7854	0,1665	*	0,9519
OEP	25	0,5691	*	0,1677	0,7368
OEP	50	0,5691	*	0,1896	0,7587
OEP	75	0,5690	*	0,1897	0,7587
OEP	100	0,5690	*	0,4328	1,0018

Fonte: Autoria própria.

Tabela 7 – Instantes de Detecção e Confirmação de PE e OEP do Gerador de 500 MVA

Caso	Carregamento (%)	Detecção de Possível PE (s)	Confirmação após possível detecção (s)		Tempo acumulado (s)
			PE	OEP	
PE	25	0,8353	0,1665	*	1,0018
PE	50	0,8693	0,1665	*	1,0358
PE	75	0,8610	0,1665	*	1,0275
PE	100	0,8526	0,1665	*	1,0191
OEP	25	0,5691	*	0,1899	0,759
OEP	50	0,5690	*	0,1900	0,759
OEP	75	0,5690	*	0,1900	0,759
OEP	100	0,5688	*	0,3649	0,9337

Fonte: Autoria própria.

O FMEE, para ambos os geradores, detectou e classificou corretamente todos os casos simulados. A Tabela 8 apresenta a comparação dos tempos em que as metodologias de Mason(1949), Berdy(1975) e o FMEE levam para detectar a PE para os diferentes carregamentos dos geradores.

Tabela 8 – Instantes de Detecção de PE das Metodologias de Mason, Berdy e FMEE.

S (MVA)	Carregamento (%)	Tempo de Detecção (s)			FMEE
		Mason	Berdy		
			Temporizada	Instantânea	
390	25	3,2990	2,5962	3,2990	0,9101
	50	7,9135	6,3901	7,9135	0,9360
	75	5,9753	5,5969	5,9753	0,9438
	100	4,2976	4,1665	4,2976	0,9519
500	25	5,6858	3,0898	5,6858	1,0018
	50	6,9203	5,4550	6,9203	1,0358
	75	4,5578	4,2170	4,5578	1,0275
	100	3,2748	3,1146	3,2748	1,0191

Fonte: Autoria própria.

As metodologias de Mason(1949) e Berdy(1975) apresentam o mesmo princípio de funcionamento desta forma, apresentam os mesmos tempos de detecção de PE, em relação a zona de atuação instantânea do Método de Berdy. Analisando a Tabela 8, é possível verificar que os instantes de detecção da nova metodologia são significativamente menores do que àqueles verificados pelas metodologias de Mason e Berdy.

Desta forma, confirma-se a robustez e velocidade de detecção da nova metodologia frente às metodologias já consolidadas nos esquemas de proteção. Sendo assim, a utilização desta metodologia em relés, aumentaria a confiabilidade dos esquemas de proteção contra a perda excitação, uma vez que as atuações indevidas desse tipo de proteção, para situações envolvendo OEPs, seriam eliminadas, dada a alta eficiência da metodologia ao diferenciar OEPs das PEs.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O gerador necessita de uma proteção específica para perda de excitação. Essa proteção deve ser capaz de detectar a anomalia e desconectar o gerador o mais rápido possível para proteger a máquina e evitar danos ao sistema. Isso se justifica pois, quando ocorre a perda de excitação, a máquina deixa de operar de forma síncrona, sofrendo súbito afundamento de tensão terminal, além de consumir componentes reativas do sistema. Além disso, o gerador subexcitado pode ocasionar instabilidade e perda de sincronismo dos geradores conectados em paralelo, caso o sistema não seja robusto.

As atuais técnicas de proteção contra perda de excitação do gerador síncrono utilizam relés de admitância do tipo MHO. Esses relés são ajustados através dos parâmetros de reatância de eixo direto transitória e subtransitória da máquina.

Porém, em situações de oscilações estáveis de potência, esse tipo de proteção pode interpretar a falta como uma perda de excitação desconectando o gerador do sistema indevidamente. Por este motivo, foi proposta uma nova técnica de para detecção e classificação das perdas de excitação e oscilações estáveis de potência, a ser utilizadas em relés de proteção, fundamentada em um Filtros Morfológicos para Extração de Envoltórias (FMEE).

A nova técnica, através de operadores morfológicos, extrai as envoltórias dos sinais de tensão e corrente, as quais possuem diferentes características sob condições de PE e OEP. Nesse processo, são extraídas as envoltórias superiores e inferiores das formas de onda da tensão e da corrente, as quais são processadas de modo a detectar e classificar as perdas de excitação e as oscilações estáveis de potência de forma rápida e precisa, segundo uma lógica apropriada.

Para todos os casos, o FMEE detectou e classificou de forma correta todos as situações simuladas. Além disso, apresentou rápida atuação e robustez na classificação dos eventos (OEP e PE), de modo que os instantes de detecção de perda de excitação, da nova técnica, mais veloz que as técnicas de Mason e Berdy.

Com isso, a nova metodologia alcançou os objetivos apresentando uma característica robusta, confiável e precisa. Desta forma, reduz-se o tempo que a máquina defeituosa fica conectada ao sistema bem como, minimizam-se os efeitos prejudiciais ao sistema e as atuações indevidas da proteção para situações de oscilação estável de potência.

7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Tendo em vista os bons resultados da nova metodologia, sugere-se para trabalhos futuros:

- Comparar a nova metodologia com outras técnicas existentes;
- Verificar o comportamento do FMEE frente a outras condições de operação do sistema;
- Incluir diferenciação de outros eventos sobre o gerador síncrono (sobre-excitação, perda parcial de excitação, perda de sincronismo, entre outros);
- Verificar o desempenho da metodologia proposta em situações de perda parcial de excitação (subexcitação).

REFERÊNCIAS

- FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY Jr., Charles; UMANS, Stephen. **Máquinas Elétricas**: Com introdução à eletrônica de potência. 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.
- CHAPMAN, Stephen J. **Electric Machinery Fundamentals**. 4. ed. New York: McGraw-Hill, 2005.
- BOLDEA, Ion. **The Electric Generators Handbook: Synchronous Generators**. New York: CRC Press, 2006.
- KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- KOSOW, Irving Lionel. **Máquinas Elétricas e Transformadores**. Porto Alegre: Globo, 1982. 1 v.
- IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE Guide for AC Generator Protection**. Std C37.102™-2006. New York: 2007.
- CROSSMAN, G. C., LINDEMUTH, H. F., WEBB, R. L. **Loss-of-Field Protection for Generators**. AIEE Transactions, Vol. 61, p. 261–266, 1942.
- J.MAMEDE FILHO; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.
- BLACKBURN, J. Lewis; DOMIN, Thomas J. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2007.
- DIAS, M. F., ELKATEB, M. M. **Case Study into Loss-Of-Excitation Relays during simultaneous faults – part II**. In: Proc. AFRICON'92, 3rd Conf., p. 430-433, 1992.
- MASON, C. Russell. **The Art and Science of Protective Relaying**. New York: John Wiley and Sons, 1956.
- MASON, C. R. **New Loss-of-Excitation Relay for Synchronous Generators**. AIEE Transactions, n. 3, p.1240-1245, 1949. 68 v.
- BERDY, J. **Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. n. 5, p.1457-1463, 1975. 94 v.
- GAZEN, Y. N *et al.*. **Um Novo Método para Proteção de Geradores Síncronos Contra a Perda de Excitação Baseado na Terceira Derivada**. 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2010.
- WU, Q. H.; LU, Z.; JI, T. Y. **Protective relaying of Power Systems Using Mathematical Morphology**. Springer, London, UK, 2009.