

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

ALEX ITCZAK

**ANÁLISE DE METODOLOGIA PARA DETECÇÃO DE PERDA TOTAL DE
EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS SOB CONDIÇÃO DE PERDA
PARCIAL DE CAMPO**

**Alegrete
2016**

ALEX ITCZAK

**ANÁLISE DE METODOLOGIA PARA DETECÇÃO DE PERDA TOTAL DE
EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS SOB CONDIÇÃO DE PERDA
PARCIAL DE CAMPO**

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: Dr. Eduardo Machado dos Santos

**Alegrete
2016**

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) .

I88a Itczak, Alex

ANÁLISE DE METODOLOGIA PARA DETECÇÃO DE PERDA TOTAL
DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS SOB CONDIÇÃO DE
PERDA PARCIAL DE CAMPO / Alex Itczak.

66 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) --
Universidade Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA,
2016.

"Orientação: Eduardo Machado dos Santos".

1. Sistemas Elétricos de Potência. 2. Perda Parcial
de Excitação. 3. Oscilação Estável de Potência. 4.
Gerador Síncrono. 5. Extração de Envoltória. I. Título.

ALEX ITCZAK

**ANÁLISE DE METODOLOGIA PARA DETECÇÃO DE PERDA TOTAL DE EXCITAÇÃO EM
GERADORES SÍNCRONOS SOB CONDIÇÃO DE PERDA PARCIAL DE CAMPO**

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.

Área de Concentração: Sistema Elétrico de Potência

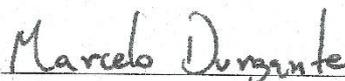
Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 12 de dezembro de 2016.

Banca examinadora:



Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos

Orientador



Prof. Me. Marcelo Hahn Durgante

UNIPAMPA



Prof. Dr. Felipe Bovolini Grigoletto

UNIPAMPA

Dedico este trabalho a todos que não mediram esforços para que eu chegasse até aqui, em especial aos meus pais, Avelino e Inês, ao meu irmão Alan e a minha noiva Rita.

AGRADECIMENTO

Primeiramente a Deus, pelo dom da vida e por ter me cercado de pessoas especiais. Minha eterna gratidão aos meus pais, Avelino e Inês, ao meu irmão Alan, pelo amor, pelas lições de vida, pelo carinho, incentivo e pela fé depositada em mim. Muito obrigado por toda dedicação, apoio e paciência para que esse sonho se tornasse realidade.

A minha noiva Rita, sempre compreensiva, paciente e preocupada, estando sempre ao meu lado em todas as horas. Sem você não teria ido tão longe.

Aos meus sogros Elder e Maria Ceci, por todo apoio e incentivo recebido.

Ao meu orientador e amigo Dr. Eduardo Machado dos Santos, pela orientação e pelos ensinamentos compartilhados durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas e amigos que fizeram a diferença nesta trajetória.

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

A todos os professores do curso, que muito contribuíram para o meu crescimento pessoal e profissional.

“Se eu vi mais longe, foi por estar sobre ombros de gigantes”.

Isaac Newton

RESUMO

Um gerador síncrono é uma fonte de tensão com frequência constante que fornece potência a uma carga. A tensão em seus terminais é controlada pelo sistema de excitação o qual fornece corrente contínua, induzindo um campo magnético, no enrolamento do gerador. Porém, sabe-se que problemas podem ocorrer devido à subexcitação do gerador, tais como o afundamento de tensão nos terminais do gerador e a perda na capacidade de geração de potência ativa, além de o gerador passar a consumir potência reativa, o que provoca o aquecimento da máquina. Por isso, surge a necessidade de estudos voltados para o desenvolvimento metodologias de proteção do gerador síncrono que eliminem situações indesejadas como àquelas causadas pelas perdas parcial e total de excitação da máquina. Nesse contexto, o presente trabalho apresenta os problemas causados pela perda parcial e total de excitação em geradores síncronos, através da realização de simulações de situações onde ocorrem perdas de excitação, usando o software DigSilent[®]. Além disso, uma metodologia para a detecção das perdas parciais e totais de excitação, capaz de diferenciar esses fenômenos de uma oscilação estável de potência, foi desenvolvida com base na análise dos sinais gerados nas simulações. Tal técnica, fundamenta-se na extração das envoltórias dos sinais de corrente e tensão nos terminais do gerador, as quais apresentam características específicas, tanto nos eventos de perda de excitação quanto nos de oscilação de potência. A detecção dessas características permite a classificação do respectivo evento. Assim, a técnica proposta se mostrou rápida, precisa e com bom desempenho na detecção de oscilações estáveis de potência e perdas de excitação, totais ou parciais, quando comparada às metodologias tradicionais aplicadas para a detecção de perdas de campo.

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

ABSTRACT

A synchronous generator is a constant frequency voltage source that supplies power to a load, whose voltage at its terminals is controlled by the excitation system that provides DC current to the field winding of the generator, which produces a magnetic field. However, it is known that problems can occur due to the generator's under-excitation, such as voltage sags at the generator terminals and loss of active power generation capacity, and the generator starts to consume reactive power. , Heating the machine. Therefore, there is a need for studies aimed at developing synchronous generator protection methodologies that eliminate undesired situations such as those caused by partial and total machine excitation losses. In this context, the present work presents the problems caused by partial and total loss of excitation in synchronous generators, through simulations of situations where excitation losses occur, using DigSilent® software. In addition, a methodology for the detection of partial and total excitation losses, capable of differentiating these phenomena from a stable power oscillation, was developed based on the analysis of the signals generated in the simulations. This technique is based on the extraction of the current and voltage signal envelopes at the generator terminals, which have specific characteristics in both excitation loss and power oscillation events. The detection of these characteristics allows the classification of the respective event. Thus, the proposed technique was fast, accurate and with good performance in the detection of stable oscillations of power and excitation losses, total or partial, when compared to the traditional methodologies applied for the detection of field losses.

Keywords: morphological filter, envelope, partial loss of excitation, power oscillation, synchronous generator.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1– Sistema Genérico de controle do gerador Síncrono.....	23
Figura 2- Elementos de um sistema de excitação	24
Figura 3- Sistema de Excitação CC.....	26
Figura 4- Sistema de Excitação com Diodo Estacionário não controlado.....	26
Figura 5- Sistema de excitação rotativa, sem escovas	27
Figura 6- Sistema de excitação estática.....	27
Figura 7- Sistema composto por um gerador operando de maneira isolada.....	29
Figura 8- Comportamento da tensão e corrente de campo durante a perda parcial e total de excitação	29
Figura 9– Comportamento da frequência durante a perda parcial e total de excitação	29
Figura 10 – Comportamento da Tensão RMS gerada durante a perda parcial e total de excitação.....	30
Figura 11– Comportamento da Corrente RMS gerada durante a perda parcial e total de excitação.....	30
Figura 12– Comportamento das Potências Ativa e Reativa RMS, gerada durante a perda parcial e total de excitação	31
Figura 13- Operadores Síncronos operando em Paralelo	31
Figura 14- Frequência dos geradores 1 e 2 durante a perda de excitação	32
Figura 15 - Comportamento da Potência Reativa nos geradores 1 e 2 durante a perda parcial de excitação.....	32
Figura 16- Característica da impedância Aparente durante a perda parcial e total de excitação	35
Figura 17– Característica da impedância durante a oscilação estável de potência	36
Figura 18 - Característica do relé MHO Proposto por Mason (1949)	37
Figura 19- Característica da Impedância Utilizando a Metodologia de Mason(1949)	37
Figura 20– Característica da Impedância Utilizando a Metodologia de Mason(1949)	38
Figura 21- Característica de operação do relé MHO proposto por Berdy (1975)	39
Figura 22- Característica da Impedância utilizando a metodologia de Berdy	39
Figura 23 - Detecção da perda parcial e total de excitação utilizando a metodologia de Berdy.....	40

Figura 24 - Sistema Teste	41
Figura 25– Fluxograma do filtro para a extração das envoltórias dos sinais de corrente e tensão	45
Figura 26– Fluxograma de detecção e classificação da perda de excitação e oscilação estável de potência	46
Figura 27– Sinal de corrente senoidal para uma perda total de excitação em um gerador de 390 MVA.	48
Figura 28– Sinal de tensão senoidal para uma perda total de excitação em um gerador de 390 MVA.	49
Figura 29 – Envoltórias de corrente superior e inferior para uma perda de excitação em um gerador de 390 MVA.....	49
Figura 30 – Envoltórias de tensão superior e inferior para uma perda de excitação em um gerador de 390 MVA.....	50
Figura 31 – Diferenças das envoltórias de corrente para uma perda de excitação, em um gerador de 390 MVA.	50
Figura 32 – Diferença das envoltórias de tensão para uma perda total de excitação em um gerador de 390 MVA.....	51
Figura 33 - Variação entre as diferenças das envoltórias do sinal de corrente para uma perda total de excitação em um gerador de 390 MVA.	51
Figura 34- Variação entre as diferenças das envoltórias do sinal de tensão para uma perda total de excitação em um gerador de 390 MVA.	52
Figura 35– Detalhe do Sinal de Variação entre as Diferenças das Envoltórias do Sinal de Corrente, durante perda de excitação total para um gerador de 390 MVA..	52
Figura 36– Detalhe do Sinal de Variação entre as Diferenças das Envoltórias do Sinal de Tensão, durante perda de excitação para um gerador de 390 MVA.....	53
Figura 37– Sinal de corrente senoidal para uma excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.	54
Figura 38– Sinal de tensão senoidal para uma de excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.	54
Figura 39– Envoltórias de corrente superior e inferior para uma excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.....	55
Figura 40 – Envoltórias de tensão superior e inferior para uma excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.....	55

Figura 41– Diferenças das envoltórias de corrente para uma excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.....	56
Figura 42– Diferenças das envoltórias de tensão para uma excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.	56
Figura 43 - Variação entre as diferenças das envoltórias do sinal de corrente para uma perda de excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.....	57
Figura 44 - Variação entre as diferenças das envoltórias do sinal de corrente para uma perda de excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.....	57
Figura 45 – Detalhe das Envoltórias de corrente para uma oscilação estável de potência em um gerador de 390 MVA com carregamento de 100%.	61
Figura 46 – Detalhe das Envoltórias de tensão para uma oscilação estável de potência em um gerador de 390 MVA com carregamento de 100%.	61
Figura 47– Detalhe do sinal de diferença entre as amostras das envoltórias do sinal de corrente, durante uma oscilação estável de potência em um gerador de 390 MVA com carregamento de 100%.....	62
Figura 48– Detalhe do sinal de diferença entre as amostras das envoltórias do sinal de tensão, durante uma oscilação estável de potência em um gerador de 390 MVA com carregamento de 100%.....	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Comportamento da Resistência e Reatância no Diagrama R-X.....	33
Tabela 2 - Parâmetros dos geradores síncronos de 390 e 500 MVA.....	41
Tabela 3 - Parâmetros da linha de transmissão	42
Tabela 4 - Parâmetros do transformador	42
Tabela 5 – Carregamento do Gerador	42
Tabela 6– Instantes de detecção e classificação de PE para os gerador de 390 MVA.	53
Tabela 7 – Instantes de detecção e classificação de PPE para o gerador de 390MVA	58
Tabela 8 – Instantes de detecção e confirmação de PE para os geradores de 390MVA e 500MVA	59
Tabela 9– Instantes de detecção da PE para as metodologias de Mason, Berdy e FMEE	60
Tabela 10 – Instantes de detecção e classificação da OEP.....	63
Tabela 11- Instantes de detecção e classificação da OEP.....	64

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'_{d0} – constante de tempo transitória de eixo direto

T''_{d0} – constante de tempo subtransitória de eixo direto

T''_{q0} – constante de tempo subtransitória de eixo de quadratura

H – constante de Inércia

P_s - parâmetro de saturação

P_s – parâmetro de saturação

B - susceptância de sequência positiva

B_2 - susceptância de sequência negativa

B_0 - 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

1 INTRODUÇÃO	19
1.1 Estrutura do Trabalho	21
2 REVISÃO DA LITERATURA	22
2.1 Gerador Síncrono	22
2.2 Princípio de Funcionamento do Gerador Síncrono	22
2.3 Controle do Gerador Síncrono no Sistema de Potência	22
2.4 Sistema de Excitação	23
2.5 Elementos de um sistema de excitação	24
2.6 Classificação dos Sistemas de Excitação	25
2.7 Sistema de Excitação CC	25
2.8 Sistema de excitação CA	25
2.9 Sistemas de excitação estáticos	27
2.10 Causas da perda de Campo	28
2.11 Efeitos da perda de excitação	28
2.12 Diagrama R-X	32
2.13 Proteções do Gerador	33
2.14 Proteção Contra a Perda Parcial de Excitação	34
2.15 Oscilações Estáveis de Potência	35
2.16 Metodologia de Mason (1949).....	36
2.17 Metodologia de Berdy (1975)	38
3 METODOLOGIA	41
3.1 Parâmetros das Simulações	41
3.2 Defeitos e Falhas	42
3.3 Filtro Morfológico para Extração de Envoltórias para Detecção da Perda Parcial e Total de Excitação Além da Oscilação Estável de Potência	42
4. ANÁLISE DOS RESULTADOS	48
4.1. Caso 1 – PE para um gerador de 390MVA operando com 100% de carregamento	48

4.3. Resumo da atuação dos métodos para os casos de Perda de Excitação analisados	58
4.4. Oscilação Estável de Potência	60
6. CONCLUSÃO	65
REFERÊNCIAS.....	66

1 INTRODUÇÃO

O gerador síncrono é considerado o componente mais importante do sistema elétrico, fazendo-se necessário utilizar uma proteção eficaz para este equipamento. O gerador síncrono é uma fonte de tensão com frequência constante que fornece potência a uma carga, sendo sua tensão terminal controlada pelo sistema de excitação, o qual fornece corrente contínua ao enrolamento de campo do gerador, produzindo campo magnético.

O gerador está sujeito a diversas condições anormais de funcionamento, tais como: sobreaquecimento, sobretensões, motorização, perda de excitação, etc. Dentre essas condições anormais, destaca-se a perda de excitação, fenômeno para o qual utiliza-se uma proteção específica (função ANSI 40), a qual detecta a subexcitação da máquina e a desconecta da rede mantendo a estabilidade do sistema elétrico de potência.

Uma vez que a criação do campo magnético girante ocorre a partir da energização do rotor com corrente contínua, o qual induz tensão nas bobinas do estator, quando em movimento, pela variação do fluxo magnético, a tensão nos terminais do gerador depende da intensidade da tensão na fonte de corrente contínua.

Nesse contexto, durante a perda do sistema de excitação, há um súbito aumento de velocidade do rotor do gerador, ocasionando um enfraquecimento no acoplamento magnético entre o campo do rotor e do estator. Dessa maneira, o gerador que operava de maneira síncrona começa a operar de maneira assíncrona, recebendo correntes reativas do sistema, causando sobreaquecimento nas partes fixas e móveis da máquina, além de causar um afundamento súbito de tensão na barra da subestação.

Em relação ao desempenho da proteção do sistema, é comum ocorrerem vários desligamentos impróprios de unidades geradoras se não existir um controle da perda total ou parcial de excitação. Ressalta-se que, para um bom funcionamento do relé de proteção contra perda de excitação (função ANSI 40), é necessário realizar a coordenação entre a proteção e o ajuste do limite da subexcitação da máquina. Segundo Coelho (2014), o ajuste típico da proteção contra perda de excitação (função ANSI 40) sugere que se aplique a proteção contra a perda total de excitação, sendo que a proteção do ajuste para a perda parcial de excitação pode

causar desligamento indevido, deixando o gerador vulnerável a graves danos causados pela perda parcial. Além disso, a perda parcial de excitação também pode afetar a estabilidade do sistema de energia.

Sendo assim, um relé de admitância exercendo a função ANSI 40 mede a distância do ponto onde é instalado até o terminal remoto. Quando o sistema elétrico funciona normalmente as impedâncias vistas pelo relé estão distantes das regiões de operação, sendo essas definidas pelos seus ajustes. Durante a perda de excitação, a impedância vista pelo relé se desloca do lugar geométrico das cargas em direção à região de atuação do relé, desconectando o gerador subexcitado do sistema caso a impedância entre na referida região de operação.

Nesse contexto, Mason (1949) propôs a utilização de um relé de distância monofásico do tipo mho com região de atuação deslocada (offset mho) para detectar a perda de excitação em máquinas síncronas. Tal metodologia apresenta bom desempenho na sua aplicação, principalmente em situações que envolvam a perda total de excitação. Com as mudanças nos parâmetros elétricos das máquinas e com objetivo de melhorar a proposta de Mason, Berdy (1972) sugeriu a inclusão de uma segunda unidade offset mho com atuação temporizada e com ajuste igual à reatância de eixo direto do gerador síncrono, permitindo um ajuste de proteção para a perda de excitação em condições severas e seletividade em algumas condições de oscilação de potência e transitórios.

Embora as metodologias clássicas de Mason (1949) e Berdy (1972) apresentem bom desempenho em situações que envolvam a perda total de excitação, ambas falham para a maioria das perdas parciais de campo e atuam indevidamente para situações de oscilação estável de potência.

Assim, este trabalho apresenta o melhoramento da metodologia proposta por Gabe (2014), a qual é destinada à detecção da perda total de excitação. As alterações realizadas no Filtro Morfológico para Extração de Envoltória (FMEE) permitem que a técnica classifique também as perdas parciais de excitação e as oscilações estáveis de potência, a partir da detecção das características apresentadas pelas envoltórias dos sinais de corrente e tensão nos terminais da máquina, as quais apresentam características particulares em cada dos eventos (perda de excitação e oscilação estável de potência). Essa diferenciação se torna importante, pois evita a atuação indevida da proteção, quando ocorre uma oscilação estável de potência.

O sistema teste a partir do qual foram obtidas as formas de onda dos sinais de corrente e tensão nos terminais de um gerador síncrono foi implementado no software DigSILENT Power Factory®. Para tal, foram simulados diferentes casos de perdas parciais e totais de excitação, além de situações envolvendo oscilações estáveis de potência.

Por fim, a técnica proposta detecta corretamente as perdas parciais de excitação e consegue diferenciá-las das oscilações estáveis de potência, além da detecção de perdas totais de excitação, promovendo a rápida atuação do relé em caso de perda de campo, garantindo a abertura do disjuntor e desconectando a máquina do circuito o mais rápido possível, evitando que a mesma seja danificada ou que o problema se propague para os outros componentes do sistema.

1.1 Estrutura do Trabalho

O Capítulo 1 apresenta a motivação que nos levou a desenvolver o trabalho e a estrutura do mesmo.

O Capítulo 2 mostra uma breve revisão bibliográfica, sobre os conceitos de máquinas síncronas, sistema de excitação, proteção contra a perda de excitação, causas e efeitos da perda de excitação. Também fala das metodologias de Mason e Berdy.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia aplicada, bem como a descrição do sistema teste, simulado no software DigSILENT PowerFactory®, a partir do qual foram obtidos os sinais processados pelo algoritmo proposto.

O Capítulo 4 descreve a técnica proposta para a classificação e detecção da perda de excitação ou oscilação estável de potência, a qual fundamenta-se na extração da envoltória dos sinais de corrente e tensão processados.

No Capítulo 5, são apresentados os resultados e as discussões a cerca destes para os processos de detecção e classificação da perda de excitação ou oscilação estável de potência conseguidos através do FMEE. Os resultados obtidos para a metodologia proposta são comparados aos apresentados pelas técnicas clássicas de Mason e Berdy

Por fim, as considerações finais são feitas no Capítulo 6.

2 REVISÃO DA LITERATURA

A revisão da literatura deste trabalho aborda os conceitos a cerca dos geradores síncronos, tais como seu controle de excitação e os tipos de sistemas de excitação, bem como aborda as causas e os efeitos que a perda parcial de excitação provoca no sistema elétrico de potência e na máquina síncrona. Por fim, apresenta os métodos clássicos para a proteção do gerador síncrono contra a perda parcial e total de excitação.

2.1 Gerador Síncrono

Os geradores síncronos produzem a maior parte da energia consumida no mundo. Um gerador síncrono é uma fonte de tensão com frequência constante que fornece potência a uma carga. Segundo Fitzgerald et al. (1996), a amplitude da tensão é proporcional à frequência e a corrente de campo, bem como a corrente e o fator de potência são determinados pelas características do gerador e da carga.

2.2 Princípio de Funcionamento do Gerador Síncrono

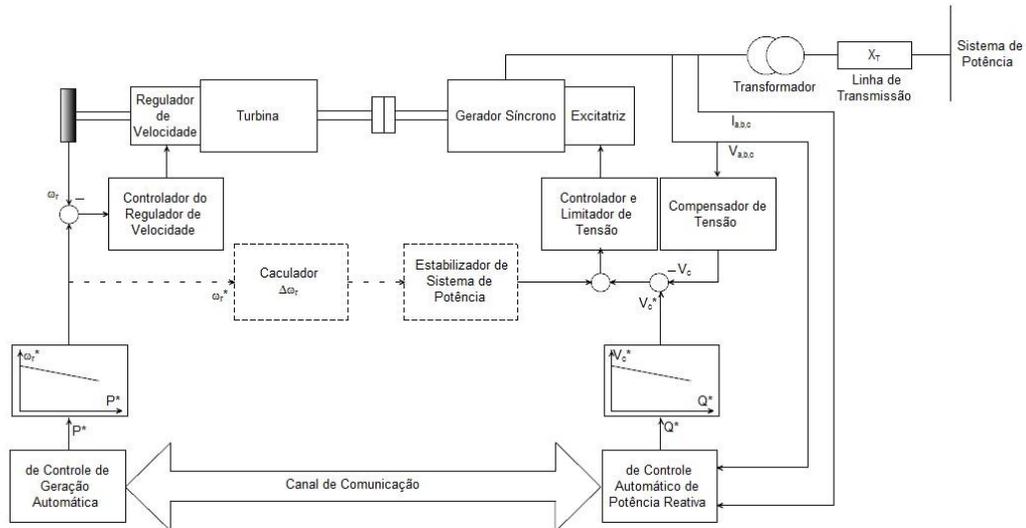
Em um gerador síncrono, o enrolamento de campo localizado no rotor produz campo magnético, enquanto nos enrolamentos de armadura, são induzidas as tensões. O rotor é alimentado por um sistema de anéis coletores e escovas estacionárias, sendo que os anéis coletores são conectados as bobinas de campo fornecendo corrente contínua ao rotor (PINHEIRO, 2007).

O rotor funciona como um eletroímã, que quando acoplado a uma turbina que fornece força motriz, produz um movimento de rotação. Assim, o campo magnético girante irá induzir tensão nos enrolamentos de armadura (CHAPMAN, 2005).

2.3 Controle do Gerador Síncrono no Sistema de Potência

O controle da potência ativa depende diretamente do controle de velocidade do gerador. Já a potência reativa do sistema é dada em função da tensão terminal do sistema, o qual é controlado pelo sistema de excitação. Boldea (2006) descreve o princípio de funcionamento do gerador síncrono, o qual é apresentado na Figura 1.

Figura 1– Sistema Genérico de controle do gerador Síncrono



Fonte: Boldea (2006)

Segundo Boldea (2006), na Figura 1, a referência de potência ativa (P^*) é obtida através do controle de geração automática e a velocidade de referência (ω_r^*) é obtida através da curva da velocidade (frequência) por potência ativa (ω_r^*/P^*). A relação entre a velocidade de referência e a velocidade rotórica (ω_r) determina o erro de velocidade. Esse erro é processado pelo sistema de controle do regulador de velocidade, que posteriormente regula a velocidade da máquina primária.

O controle automático de potência reativa fornece a potência reativa de referência (Q^*). Sendo assim, a tensão de referência (V_c^*) é obtida através da curva tensão pela 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 é utilizado pelo controlador de tensão, controlando-se assim a tensão de excitação e a tensão terminal.

2.4 Sistema de Excitação

A principal função de um sistema de excitação é fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo do gerador síncrono. Também, realiza as funções de controle e de proteção responsáveis pelo funcionamento do gerador síncrono.

Os limites de capacidade da máquina síncrona dependem do sistema de excitação, o qual realiza o controle de tensão e corrente de campo, garantindo que

os limites do sistema de geração e de outros equipamentos não sejam ultrapassados, colaborando para manter a estabilidade do sistema, devendo responder de forma rápida a perturbações (KUNDUR, 1994).

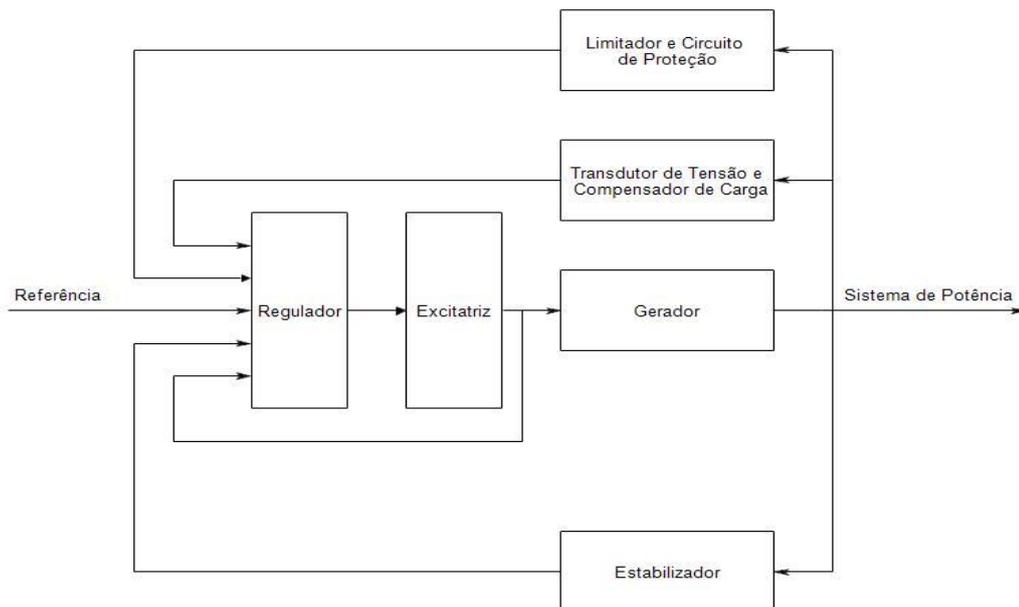
Além de controlar a tensão e a corrente de campo, o sistema de excitação conta com as seguintes funções adicionais de controle e proteção:

- Controle do fluxo de potência reativa;
- Manutenção da estabilidade do sistema;
- Limitação do funcionamento da máquina e do sistema de excitação dentro dos limites estabelecidos.

2.5 Elementos de um sistema de excitação

A Figura 2 apresenta um diagrama de blocos com um sistema típico de controle de excitação de um gerador síncrono.

Figura 2- Elementos de um sistema de excitação



Fonte: Kundur (1994)

Os subsistemas apresentados na Figura (2) são descritos a seguir (KUNDUR, 1994).

- Excitatriz: como descrito anteriormente, é responsável pelo fornecimento de corrente contínua para o enrolamento de campo do gerador síncrono;

- Regulador: processa o sinal de referência e os sinais do estabilizador, do transdutor de tensão e compensador de carga, do limitador do circuito de proteção para controle da excitatriz, além do sinal da excitatriz vindo do circuito de realimentação;
- Transdutor de Tensão e Compensador de Carga: este subsistema retifica e filtra a tensão terminal alternada para um nível contínuo, também controla o fluxo de potência reativa 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 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.

2.6 Classificação dos Sistemas de Excitação

De acordo com Kundur (1994), os sistemas de excitação podem ser classificados em três categorias, conforme a fonte de potência de excitação.

- Sistema de excitação CC;
- Sistema de excitação CA;
- Sistema de excitação estático;

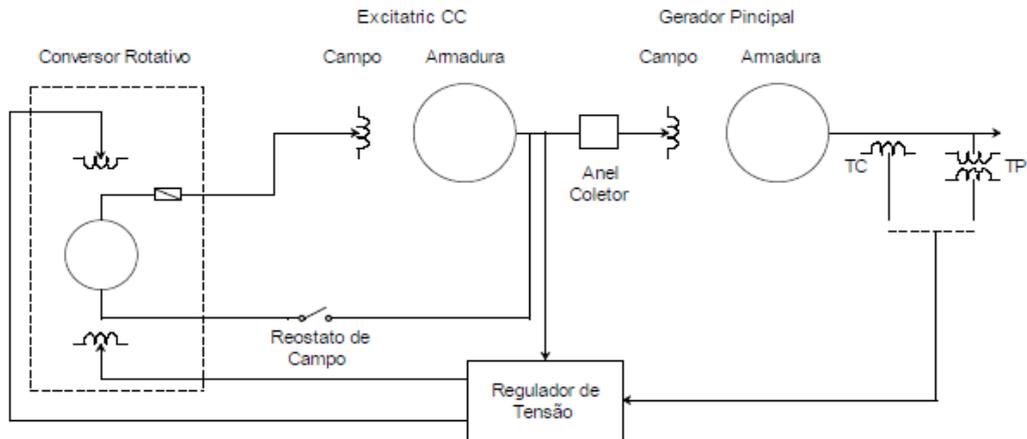
2.7 Sistema de Excitação CC

Os sistemas de excitação CC utilizam geradores para fornecer corrente contínua ao circuito de campo da máquina através de anéis coletores. A Figura 3 mostra um esquema simplificado de um sistema típico de excitação CC (KUNDUR, 1994).

2.8 Sistema de excitação CA

Os sistemas de excitação CA utilizam máquinas de corrente alternada como fonte da excitatriz, normalmente são acoplados ao mesmo eixo do gerador principal. A saída em corrente alternada é retificada por retificadores controlados ou não, gerando corrente contínua para o campo do gerador. Os retificadores podem ser do tipo fixo (estacionário) ou rotativo (KUNDUR, 1994).

Figura 3- Sistema de Excitação CC

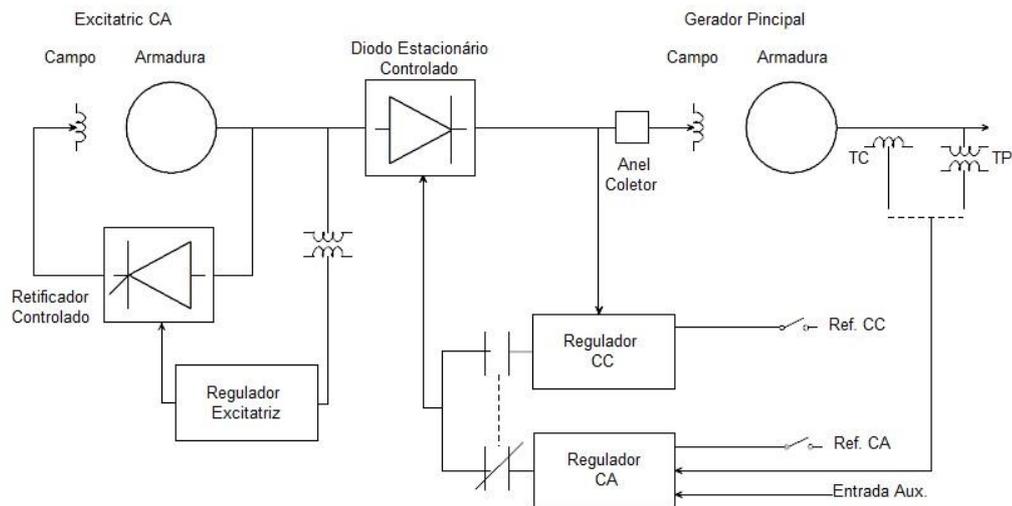


Fonte: Kundur (1994)

2.8.1 Sistemas de Retificadores Fixos

Utilizam um alternador com um enrolamento de campo rotativo, sendo acionado pelo eixo do gerador CA principal. A corrente para o enrolamento de campo é obtida dos controles de excitação, através de anéis coletores. Um regulador é utilizado para controlar a corrente alternada em retificadores não controlados. Já para os retificadores controlados, o regulador controla a tensão CC da saída da excitatriz. A Figura 4 mostra um sistema de excitação a diodo não controlado.

Figura 4- Sistema de Excitação com Diodo Estacionário não controlado

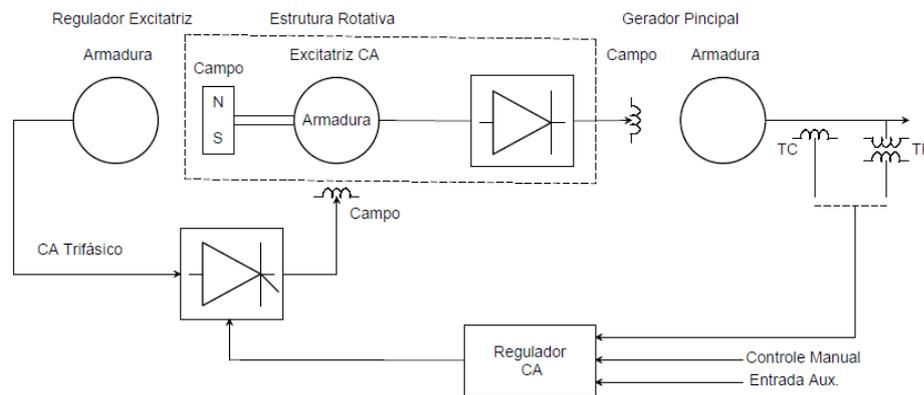


Fonte: Kundur (1994)

2.8.2 Sistemas de Retificadores Rotativos

Nos retificadores rotativos, os anéis coletores e escovas são eliminados. Assim, a saída CC proveniente da excitatriz é conectada diretamente ao campo do gerador principal. A Figura 5 mostra o sistema de excitação sem escovas onde a armadura da excitatriz CA e os retificadores giram com o rotor do gerador principal (KUNDUR, 1994).

Figura 5- Sistema de excitação rotativa, sem escovas

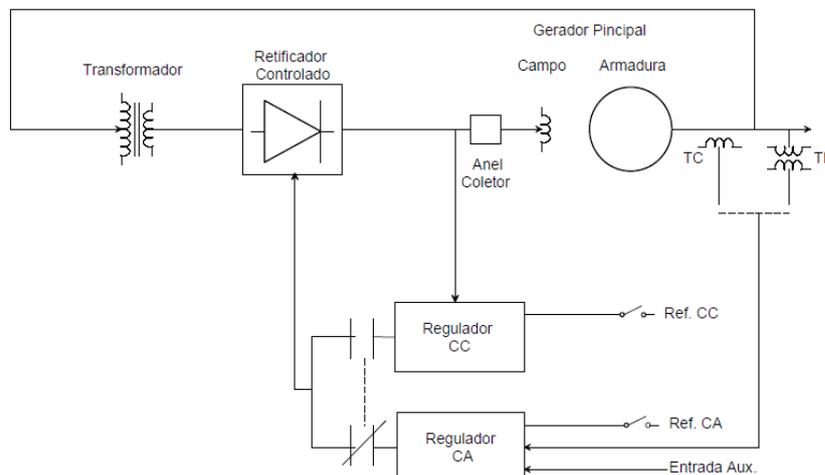


Fonte: Kundur (1994)

2.9 Sistemas de excitação estáticos

Nesse sistema de excitação todos os componentes são estáticos. Os retificadores controlados ou não, fornecem a corrente de excitação diretamente ao campo do gerador principal, sendo alimentados através de um gerador principal ou de enrolamentos auxiliares do gerador. A Figura 6 mostra um sistema de excitação estático com retificador controlado (KUNDUR, 1994).

Figura 6- Sistema de excitação estática.



Fonte: Kundur (1994)

2.10 Causas da perda de Campo

De acordo com a IEEE Std C.37.102TM (2007), a excitação em máquinas síncronas é completa ou parcialmente perdida se houver:

- Abertura acidental do disjuntor de campo;
- Ocorrência de curto-circuito no circuito de campo;
- Falha no regulador de tensão;
- Mau contato nas escovas da excitatriz;
- Falha na fonte de alimentação do sistema de excitação.

2.11 Efeitos da perda de excitação

Segundo Kosow (1982), o enfraquecimento do acoplamento entre o campo magnético do rotor e do estator ocorre quando um gerador síncrono perde seu sistema de excitação ou está subexcitado. 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.

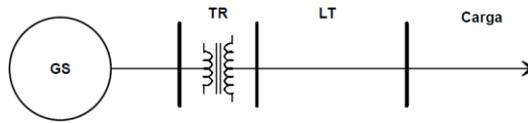
Crossman (1942), diz que como o rotor o rotor gira com velocidade diferente da nominal, o gerador síncrono passa a operar como gerador assíncrono, consumindo reativos do sistema. Assim, altas correntes reativas são induzidas nos enrolamentos de campo, no rotor e nos amortecedores. Quanto maior for o carregamento da máquina, maior será o aquecimento do rotor. Logo, a pior situação é quando a máquina opera à plena carga, podendo perder sincronismo se o sistema não for capaz de compensar a potência reativa drenada e a redução da potência ativa gerada pela máquina.

Para demonstrar alguns efeitos da perda parcial e total de excitação no gerador síncrono foi realizada a simulação de um sistema operando com um gerador síncrono de forma isolada, utilizando o software DigSILENT PowerFactory®. O sistema teste montado é mostrado na Figura 7.

Para o referido sistema, foram simuladas a perda parcial e total de excitação da máquina síncrona em $t=0,5s$. Como pode ser visto na Figura 8, no momento em que ocorre a perda parcial ou total de excitação, a máquina acelera devido ao regulador de velocidade estar ajustado para entregar a mesma potência mecânica.

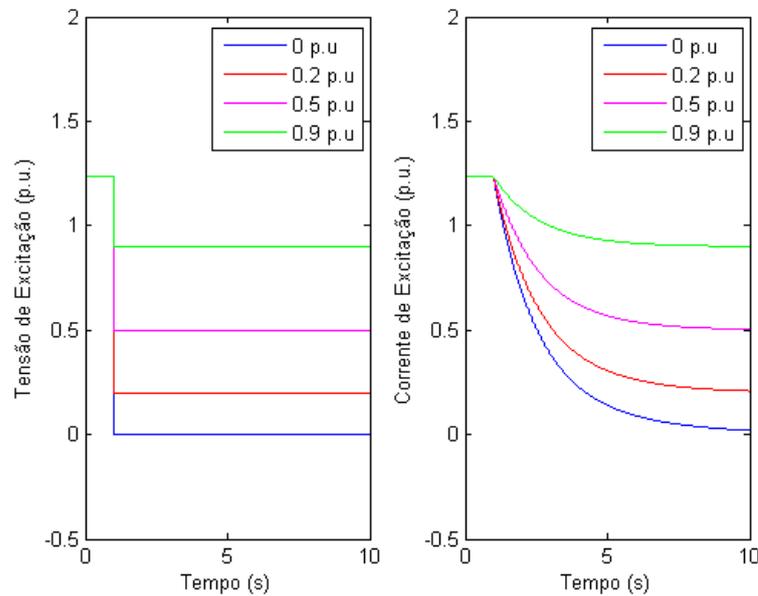
Ainda, através da Figura 9, nota-se que a frequência cresce conforme a velocidade rotórica da máquina.

Figura 7- Sistema composto por um gerador operando de maneira isolada



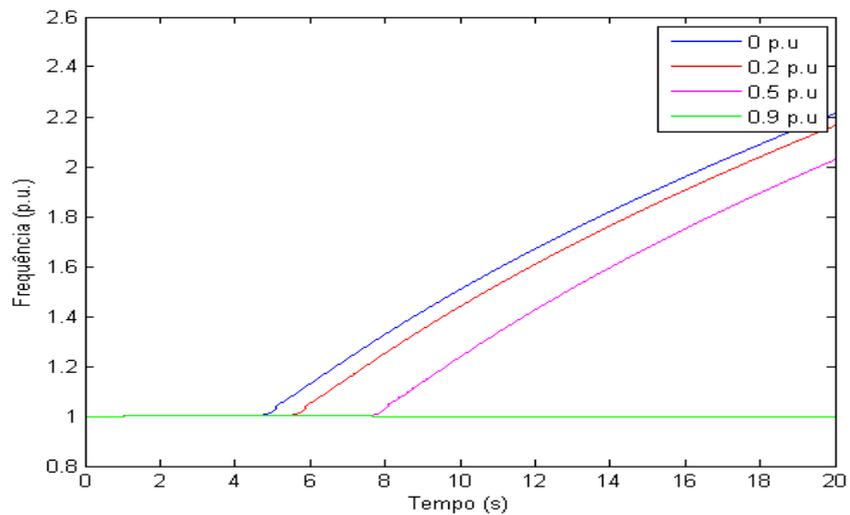
Fonte Autoria própria.

Figura 8- Comportamento da tensão e corrente de campo durante a perda parcial e total de excitação



Fonte: Autoria própria

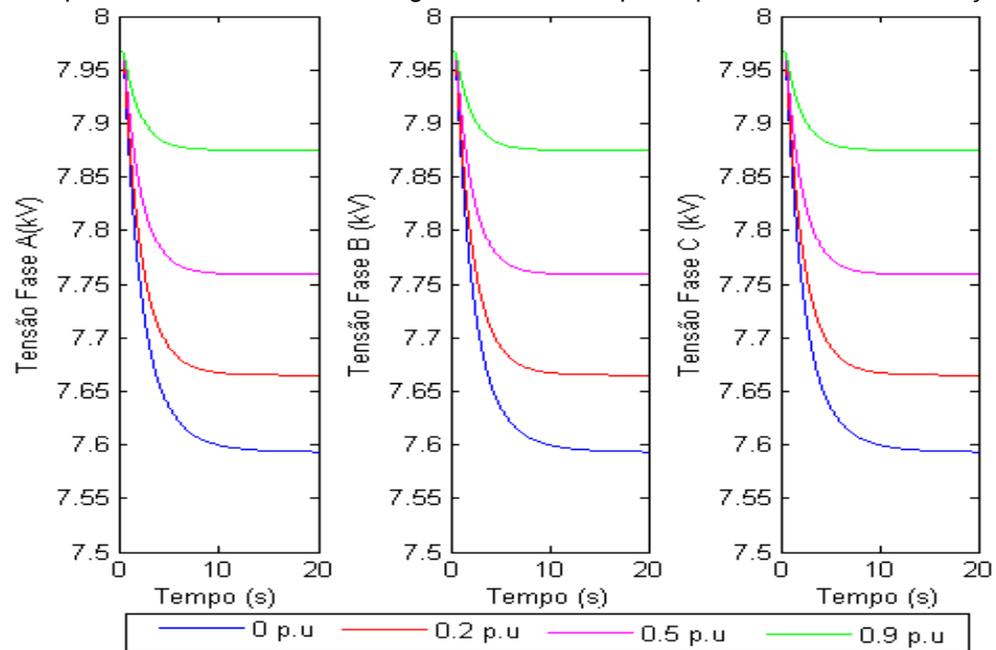
Figura 9– Comportamento da frequência durante a perda parcial e total de excitação



Fonte: Autoria própria

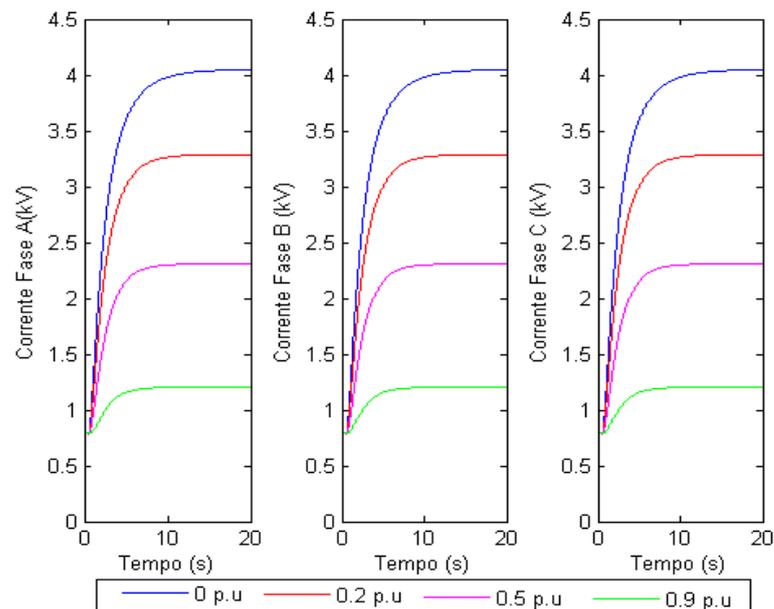
Ressalta-se que, quanto maior for o nível de perda parcial de excitação, maior será o afundamento de tensão e aumento da corrente nos terminais da máquina. As Figuras 10 e 11 apresentam o afundamento de tensão nos terminais da máquina e o respectivo aumento da corrente. Conseqüentemente, a potência ativa gerada diminui gradativamente, bem como a potência reativa, a Figura 12 apresenta o comportamento da potência ativa e reativa do gerador 1 durante a perda parcial e total de excitação.

Figura 10 – Comportamento da Tensão RMS gerada durante a perda parcial e total de excitação



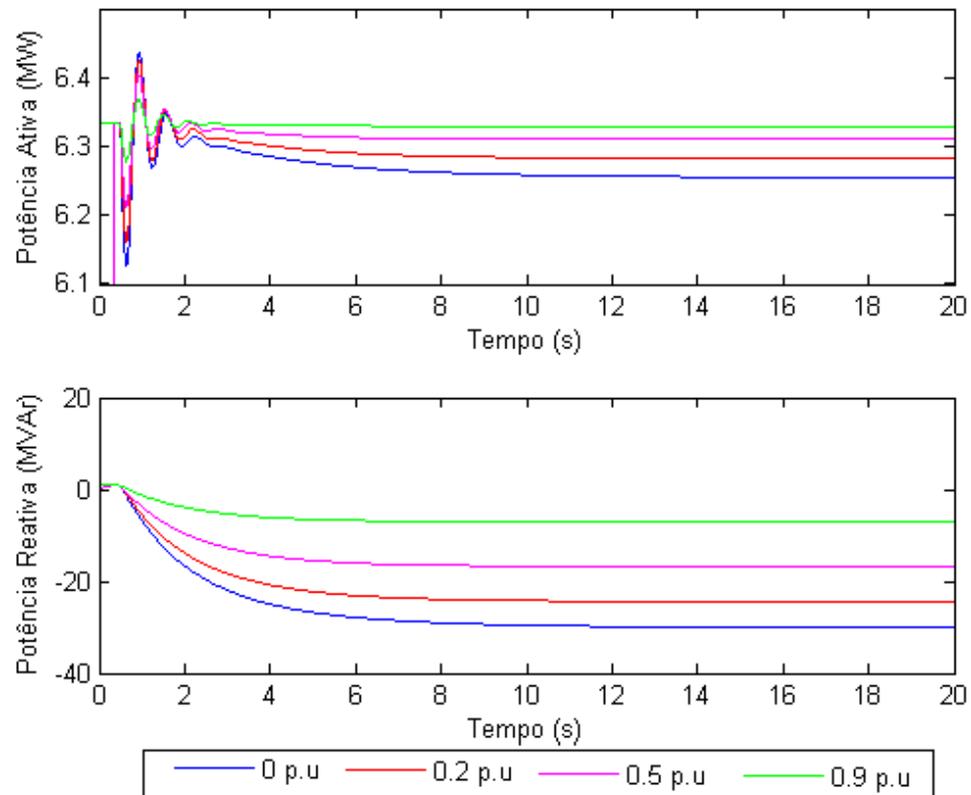
Fonte: Autoria própria

Figura 11– Comportamento da Corrente RMS gerada durante a perda parcial e total de excitação



Fonte: Autoria própria

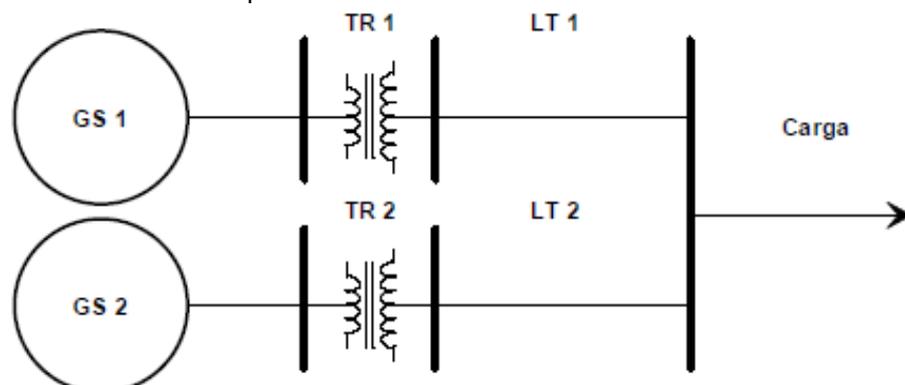
Figura 12– Comportamento das Potências Ativa e Reativa RMS, gerada durante a perda parcial e total de excitação



Fonte: Autoria própria

Para simular um sistema operando em paralelo com outros geradores, foi montado um sistema teste no software DigSILENT PowerFactory®, conforme a Figura 13. Nessas simulações, foram utilizados parâmetros iguais de operação para as duas máquinas e os dados de perda parcial ou total foram obtidos no gerador 1.

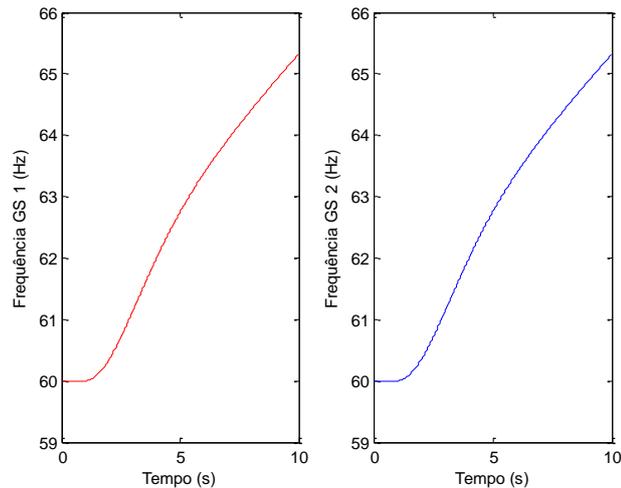
Figura 13- Operadores Síncronos operando em Paralelo



Fonte: Autoria própria

Para a perda total de excitação, o gerador 1, que operava de maneira síncrona, passa a operar de maneira assíncrona, afetando as máquinas em paralelo. A Figura 14 mostra a perda de sincronismo com as demais máquinas do sistema.

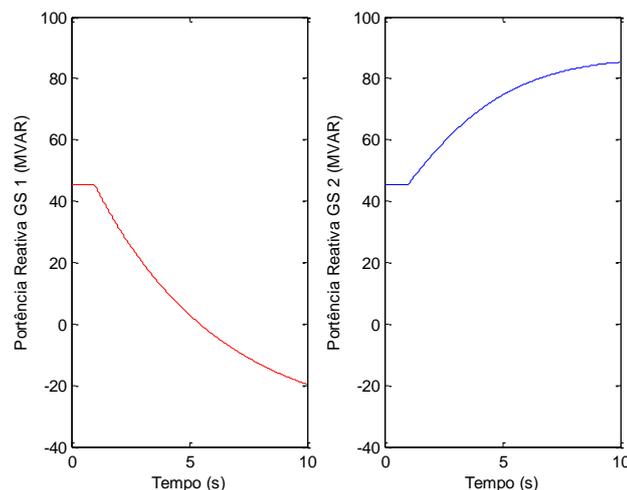
Figura 14- Frequência dos geradores 1 e 2 durante a perda de excitação



Fonte: Gabe (2014)

Também, durante a perda de excitação, o gerador 1 deixa de fornecer potência reativa, passando a consumi-la. Analisando a Figura 15, percebe-se que a potência reativa no gerador 1 diminui após a ocorrência da perda de excitação, enquanto que a do gerador 2 aumenta, pois este deve fornecer potência suficiente para alimentar a carga e suprir a demanda exigida pelo gerador 1.

Figura 15 - Comportamento da Potência Reativa nos geradores 1 e 2 durante a perda parcial de excitação.



Fonte: Gabe (2014)

2.12 Diagrama R-X

O diagrama R-X apresenta as componentes de impedância, sendo uma ferramenta essencial na aplicação, comparação e avaliação do desempenho dos relés de distância, os quais se aplicam à proteção dos geradores síncronos contra a

perda de excitação e subexcitação. Nesse diagrama, as resistências são representadas no eixo das abcissas, enquanto que as reatâncias aparecem no eixo das ordenadas. Os valores de R e X para proteção de geradores síncronos são dados em termos das potências ativa e reativa nos terminais da máquina conforme as Equações 1 e 2. Estas Equações foram propostas por Mason (1956) e são válidas para qualquer condição trifásica. Ressalta-se que a polaridade das impedâncias vistas no ponto de instalação da respectiva proteção depende do fluxo das potências de acordo com a Tabela 1.

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

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

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)

2.13 Proteções do Gerador

A saída não planejada ou até mesmo a falha de um gerador pode criar graves consequências ao sistema elétrico, caso o gerador não seja substituído por outra unidade. Segundo Mamede Filho (2011), o gerador é o elemento do sistema elétrico de potência que está mais sujeito a falhas, tornando o sistema de proteção mais complexo.

Ainda segundo Mamede Filho (2011), o sistema de proteção dos geradores tem que 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 (MHO) tem como finalidade evitar que o gerador opere de forma instável e/ou fora de sincronismo. A instalação deste relé é feita nos terminais do gerador sendo que, a operação ocorre para condições específicas, através do monitoramento da impedância aparente (BLACKBURN; DOMIN, 2007).

2.14 Proteção Contra a Perda Parcial de Excitação

Deve-se garantir que a tensão terminal do sistema esteja na faixa de $\pm 0,5\%$ do valor ajustado desde a operação a vazio até a operação a plena carga e a frequência deve ser mantida na faixa de $\pm 5\%$. Durante as 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).

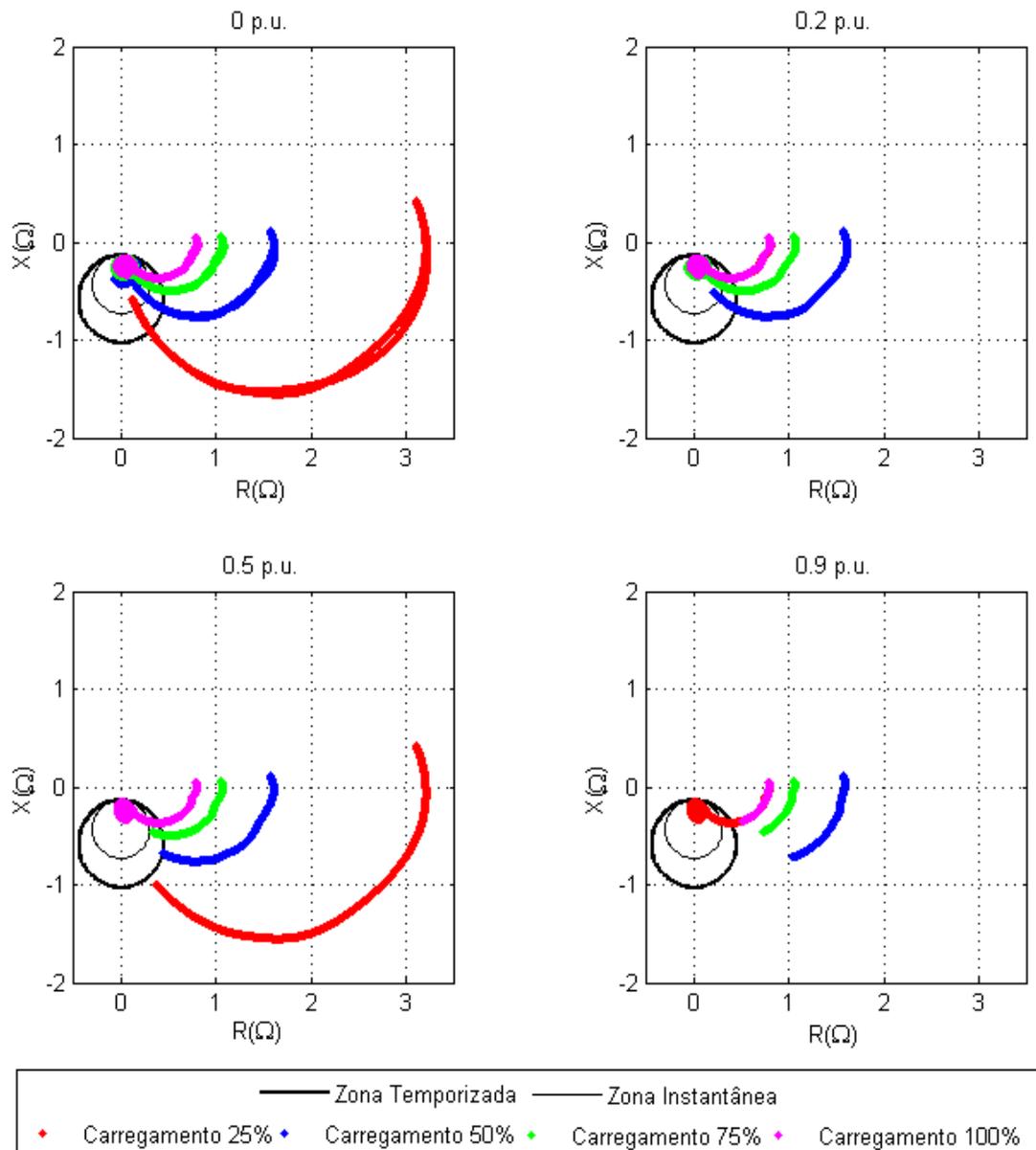
Segundo Dias (1992) e Elkateb (1992), a proteção deve garantir que a atuação seja rápida para evitar danos ao gerador, bem como não atuar desnecessariamente durante a ocorrência de oscilações estáveis de potência e perturbações transitórias.

Nesse contexto, a Figura 16 apresenta a característica da impedância aparente durante a perda parcial e total de excitação em um diagrama R-X a qual é monitorada por relés de admitância seguindo a metodologia de Berdy, a qual será descrita na Seção 2.17. Essa Figura apresenta as trajetórias descritas pela impedância vista pela proteção para diferentes níveis de excitação e também para diferentes carregamentos do gerador. Nessas figuras, pode-se observar que quanto maior o carregamento do sistema, mais distante encontra-se o ponto de partida das impedâncias (local geométrico das cargas durante a operação normal do sistema).

Para a perda total de excitação, 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 de admitância. Para os demais níveis de subexcitação o comportamento da impedância é semelhante. Entretanto, quanto menor for o nível de excitação, mais rápido a impedância entra na zona de operação da proteção, quanto maior for o carregamento do sistema. Em contrapartida, para 0,9 p.u. de

excitação, somente a impedância vista para o caso de carregamento igual a 25% entra na zona de atuação da proteção.

Figura 16- Característica da impedância Aparente durante a perda parcial e total de excitação

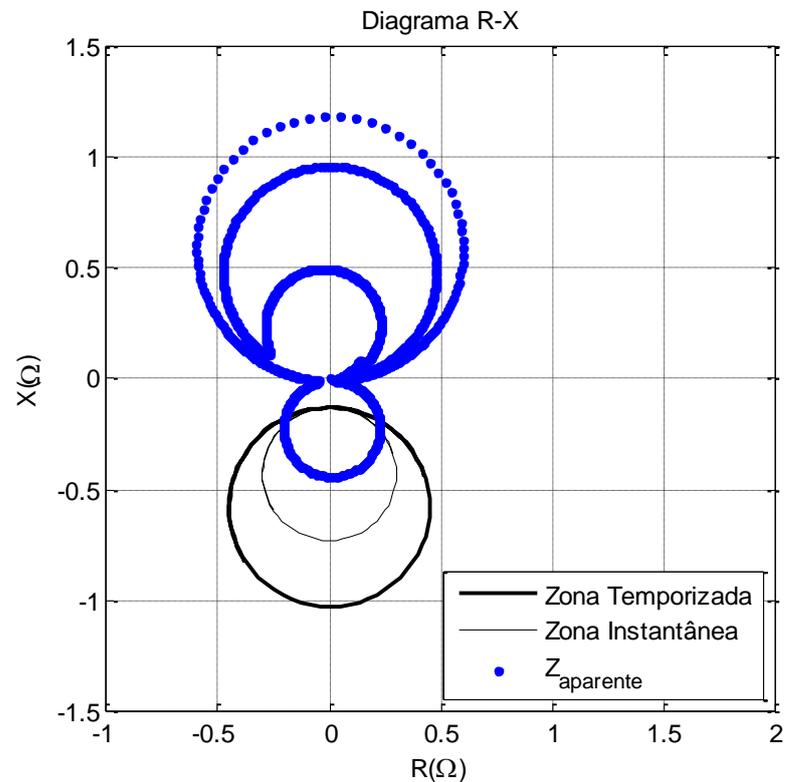


Fonte: Autoria própria

2.15 Oscilações Estáveis de Potência

Mason (1956) diz que as oscilações de potência são picos de energia que ocorrem logo após a remoção de um curto-circuito, ou quando geradores que não estão sincronizados são ligados em paralelo ao sistema. A Figura 17 apresenta a trajetória das impedâncias vistas pelos relés mho de Berdy no diagrama R-X, para um caso de oscilação de potência.

Figura 17– Característica da impedância durante a oscilação estável de potência



Fonte: Gabe (2014)

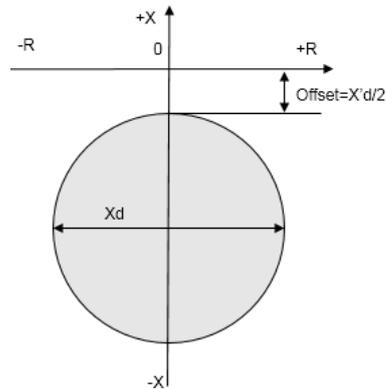
Tendo em vista as Figuras 16 e 17, ressalta-se que a impedância aparente durante a perda de excitação tem uma característica bem definida no plano R-X, partindo do primeiro quadrante em direção ao quarto quadrante. Já para os casos de oscilação de potência, a impedância vista pela proteção tem um comportamento imprevisível, podendo passar por todos quadrantes do diagrama.

2.16 Metodologia de Mason (1949)

A metodologia de Mason (1949) utiliza um relé de distância do tipo MHO, o qual monitora a tensão e a corrente nos terminais do gerador. Esse relé opera quando a impedância vista entra na região de atuação delimitada pelo ajuste do respectivo relé no diagrama R-X.

A Figura 18 mostra a característica de um relé MHO na função ANSI 40 (proteção para perda de excitação) no diagrama R-X. Os parâmetros de operação são dados pelas características do gerador. O centro do círculo de operação tem coordenadas $(0, X_d/2 + X'_d/2)$, sendo X'_d a reatância transitória de eixo direto da máquina e X'_d , a reatância subtransitória de eixo direto da máquina.

Figura 18 - Característica do relé MHO Proposto por Mason (1949)

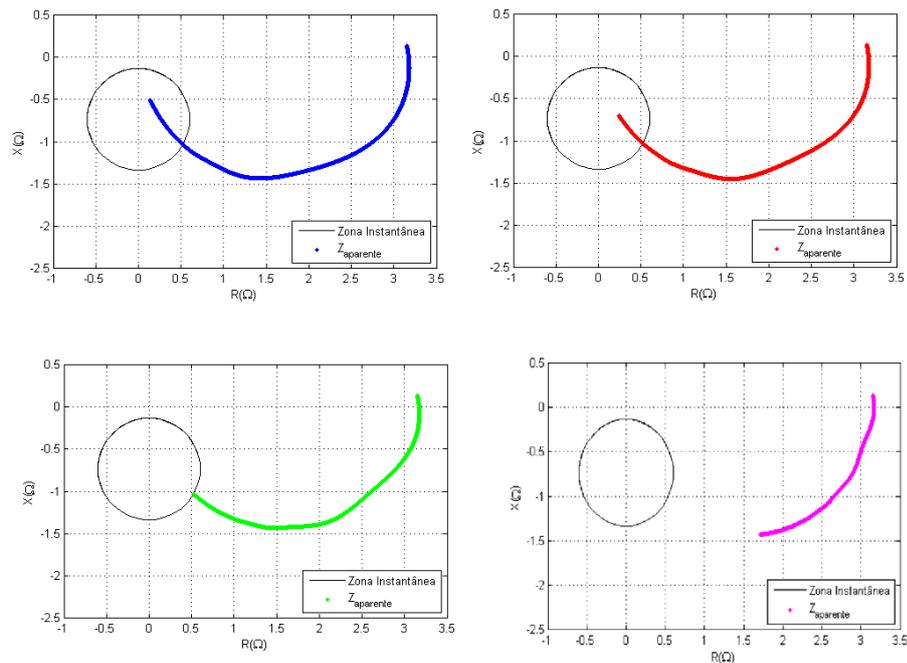


Fonte :Autoria própria.

No diagrama R-X, o eixo positivo de R significa que o gerador está fornecendo potência ativa ao sistema. Já o eixo negativo indica que está consumindo energia ativa. Analogamente, a parte positiva do eixo X indica que o gerador fornece potência reativa ao sistema, enquanto que a porção negativa representa o consumo de potência reativa.

A fim de demonstrar o funcionamento da metodologia de Mason, a Figura 19 apresenta um exemplo da característica da impedância aparente no diagrama R-X para a perda parcial e total de excitação de um gerador de 500 MVA com 100% de carregamento.

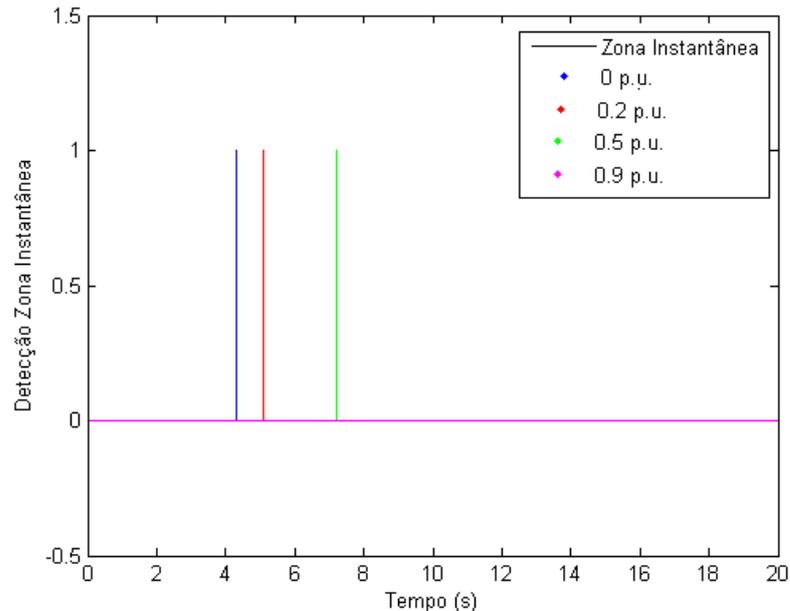
Figura 19- Característica da Impedância Utilizando a Metodologia de Mason(1949)



Fonte: Autoria própria.

Quando a impedância aparente entra na zona de ajuste do relé, este envia um sinal para a abertura do disjuntor, desconectando o gerador do sistema. Esta ação é mostrada na Figura 20, onde se pode perceber que não há atuação deste método para uma excitação de 0,9 p.u.

Figura 20– Característica da Impedância Utilizando a Metodologia de Mason(1949)



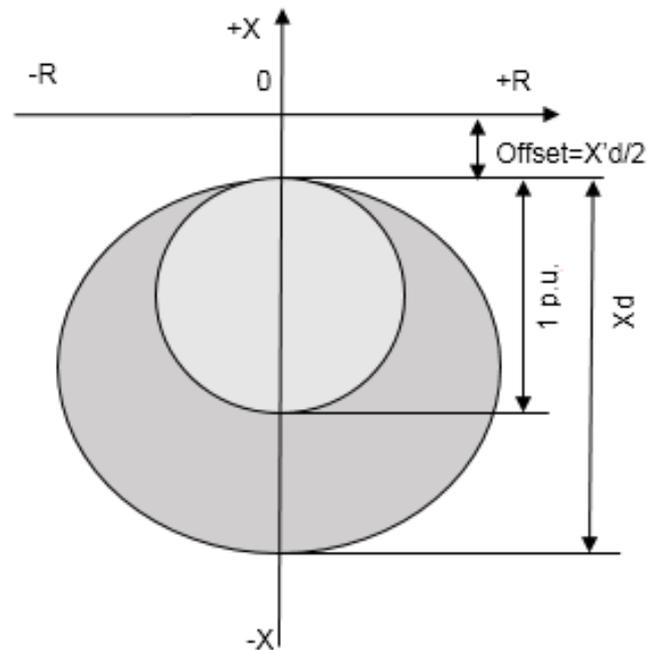
Fonte: Autoria própria

2.17 Metodologia de Berdy (1975)

A metodologia proposta por Mason (1949) apresenta operação indevida durante situações em que ocorram oscilações estáveis de potência e transitórios. Assim, Berdy (1975) propôs que a seleção e aplicação da perda de excitação deve considerar os efeitos da oscilação estável de potência e do desempenho do regulador de tensão. A Figura 21 mostra uma metodologia que utiliza dois relés MHO com características definidas.

Berdy propôs que um relé possua atuação instantânea ajustado com diâmetro de 1 p.u. na base do gerador. Já o segundo relé tem atuação temporizada e ajuste igual à reatância do eixo direto do gerador síncrono. Essa configuração permite a proteção quando a perda de excitação ocorre em condições mais severas e a seletividade em algumas condições de oscilação de potência e transitórios, já que a atuação da zona temporizada irá ocorrer após transcorrido o intervalo de tempo ajustado.

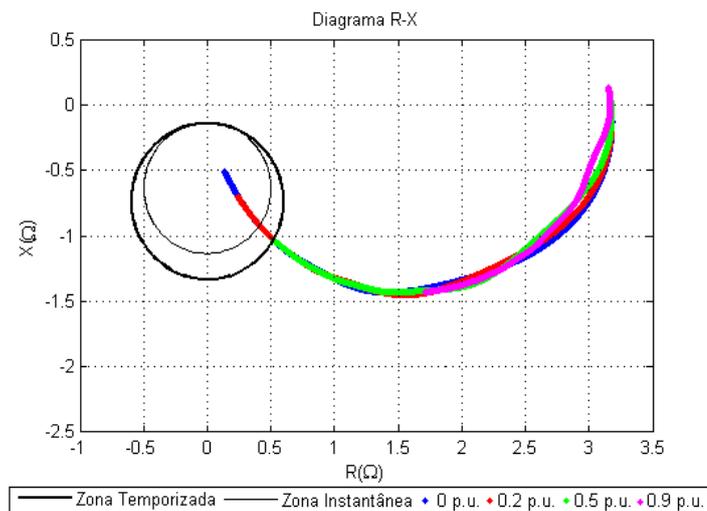
Figura 21- Característica de operação do relé MHO proposto por Berdy (1975)



Fonte: Autoria própria.

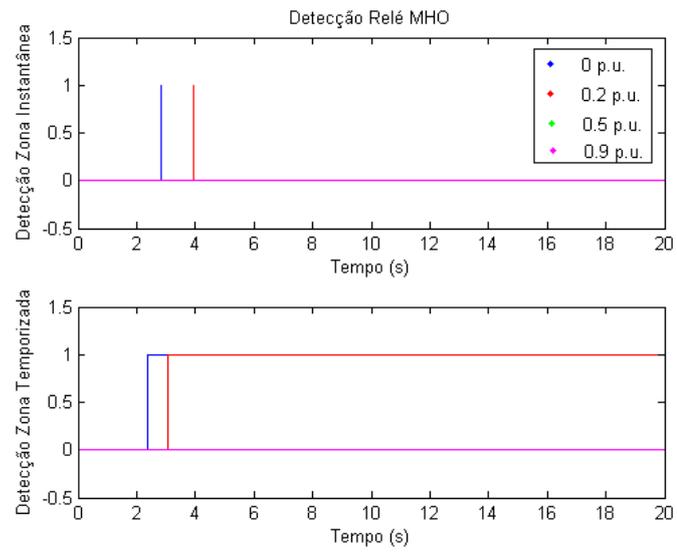
A Figura 22 mostra o comportamento da impedância aparente durante uma perda parcial e total de excitação para um gerador de 390 MVA com um carregamento de 25%, utilizando a metodologia proposta por Berdy. Ainda, a Figura 23 apresenta as atuações das zonas instantânea e temporizada. Ressalta-se que as perdas parciais de excitação de 0,5 p.u, e 0,9 p,u não são detectadas com a metodologia de Berdy.

Figura 22- Característica da Impedância utilizando a metodologia de Berdy



Fonte: Autoria própria.

Figura 23 - Detecção da perda parcial e total de excitação utilizando a metodologia de Berdy.

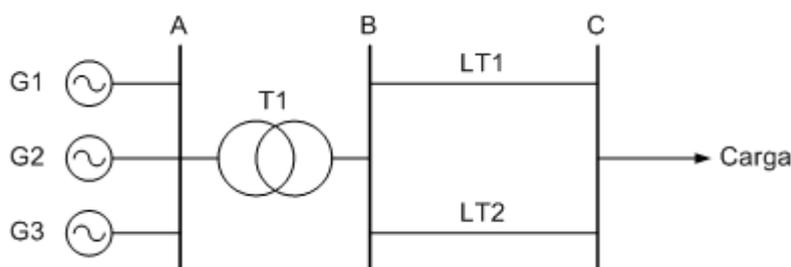


Fonte: Autoria própria

3 METODOLOGIA

O sistema teste da Figura 24 foi implementado no software DigSILENT Power Factory®, onde foram simulados diferentes casos de perdas parciais e totais de excitação. Nessas simulações, foram analisados o comportamento da tensão na barra de geração (Barra A), bem como as alterações nas potências ativas e reativas das máquinas geradoras, após a incidência de um evento de perda parcial (tensão de excitação menor que 1 p.u. e maior que zero) ou total de excitação em pelo menos uma das máquinas.

Figura 24 - Sistema Teste



Fonte: Autoria própria

3.1 Parâmetros das Simulações

Foram utilizados nas simulações dois geradores síncronos com potências de 390 e 500 MVA, com diferentes parâmetros, conforme mostra a Tabela 2. As características do transformador e das linhas de transmissão são apresentadas nas Tabelas 3 e 4. Por fim, a Tabela 5 mostra os valores de carregamento do gerador síncrono.

Tabela 2 - Parâmetros dos geradores síncronos de 390 e 500 MVA

Parâmetro	Gerador 390 MVA	Gerador 500 MVA	Parâmetro	Gerador 390 MVA	Gerador 500 MVA
V (kV)	13,8	13,8	X0 (p.u.)	0,1400	0,1100
FP	0,96	0,96	T'do (s)	5,0	6,1
Xd (p.u.)	1,2000	1,600	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
Xq (p.u.)	0,7000	0,9500	PS-1,0(p.u.)	0,0790	0,1800
X2 (p.u.)	0,2100	0,2860	PS-1,2(p.u.)	0,3490	0,3333

Fonte: Gazen et al. (2010).

Tabela 3 - 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
B ₁ , B ₂ (μS)	72,2566
B ₀ (μS)	72,4453

Fonte: Gazen et al. (2010).

Tabela 4 - 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 5 – Carregamento do Gerador

Carregamento	Gerador 390 MVA	Gerador 500 MVA
25%	93,6+j 27,3 MVA	120+j35 MVA
50%	187,2 +j 54,6 MVA	240+j70 MVA
75%	280,8 +j 81,9 MVA	360+j105 MVA
100%	374,4+j109,2 MVA	480+j140 MVA

Fonte: Gabe (2014)

3.2 Defeitos e Falhas

As simulações foram realizadas através do software DigSILENT PowerFactory®, para três diferentes níveis de perda parcial de excitação (0,9 p.u., 0,5 p.u., 0,2 p.u. e perda total de excitação). As perdas parcial e total de excitação ocorrem em t=0,5s. A oscilação estável de potência é realizada através de um curto-circuito trifásico de alta tensão nos terminais do transformador em t=0,5s, o qual é removido em t=0,75s.

3.3 Filtro Morfológico para Extração de Envoltórias para Detecção da Perda Parcial e Total de Excitação Além da Oscilação Estável de Potência

A metodologia para detecção da perda parcial e total de excitação bem como a diferenciação com a oscilação estável de potência na máquina síncrona se dá através de operadores morfológicos de dilatação e erosão, extraindo as envoltórias dos sinais de corrente e tensão processados.

A diferenciação se dá a partir das características das envoltórias da perda de excitação e da oscilação estável de potência. Sendo assim é possível diferenciar as condições a qual a máquina está exposta através da análise dessas envoltórias.

Este capítulo descreve a metodologia proposta para detecção das perdas parciais e totais de excitação, bem como para detecção das oscilações estáveis de potência. Um fluxograma da metodologia também é apresentado para melhor compreensão da lógica envolvida.

3.3.1 Filtro Para a Extração das Envoltórias dos Sinais de corrente e tensão

Com base na metodologia proposta por WU et al. (2009), o filtro morfológico para a extração das envoltórias utiliza operadores da morfologia matemática que auxiliam na extração das envoltórias dos sinais de corrente e tensão nos terminais do gerador síncrono. A utilização desses operadores se dá pela capacidade de detectar anomalias nos sinais processados, bem como extrair ou expandir elementos constituintes das formas de onda dos sinais de corrente e tensão.

O filtro processa os valores de corrente e tensão, sendo cada um desses sinais processados em uma janela contendo cada uma $N/6$ amostras, sendo N o número de amostras por ciclo, conforme a Equação 3.

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

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

Para cada janela os operadores morfológicos de erosão e dilatação são aplicados, sendo estes modificados para a extração dos sinais das envoltórias de corrente e tensão. A SE adotada para essa aplicação é nula, afim de não alterar os valores de máximo e mínimo dos sinais processados. Assim os operadores de dilatação e erosão são dados a partir das Equações (4) e (5), respectivamente.

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

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

Para cada sinal obtido através das equações (4) e (5), um sinal $Y(n)$ é extraído através da média aritmética da soma dos valores de erosão, 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 que zero, compondo assim a pré-envoltória superior, sendo que a pré-envoltória inferior é composta pelos valores menores que zero. As equações (7) e (8) mostram as equações para pré-envoltória superior e pré envoltória inferior, respectivamente.

$$Pré_env_{superior(V ou I)}(n) = Y_{(V ou I)}(n), Para Y_{(V ou I)}(n) < 0 \quad (7)$$

$$Pré_env_{inferior(V ou I)}(n) = Y_{(V ou I)}(n), Para Y_{(V ou I)}(n) < 0 \quad (8)$$

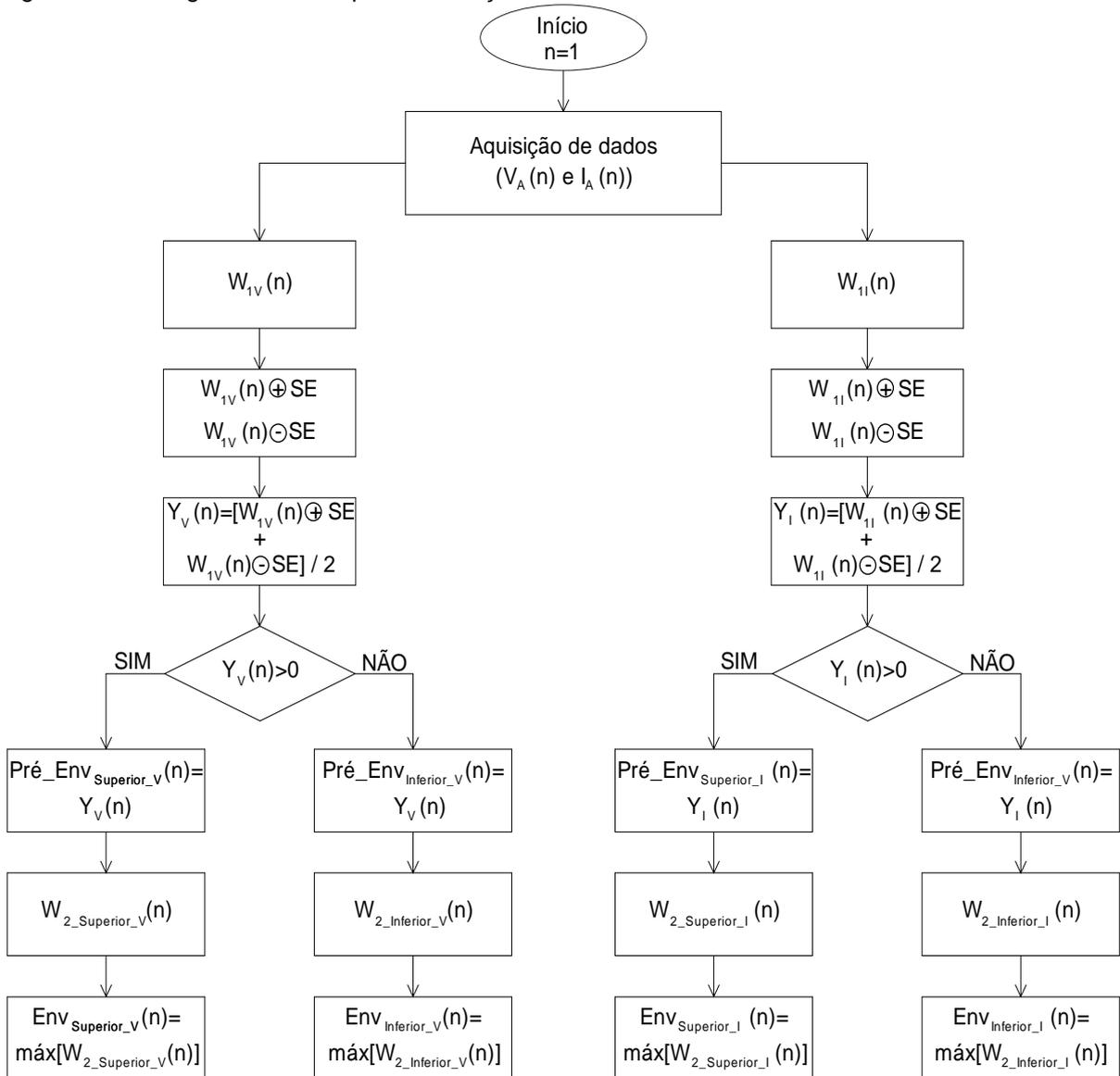
A fim de evitar oscilações numéricas decorrentes da amostragem, os valores das pré-envoltórias são alocados em uma janela móvel $W_2(n)$, a qual tem comprimento igual a $5*N$ (5 ciclos), sendo atualizada da mesma maneira que $W_1(n)$. Assim, (9) e (10), definem as envoltórias superior e inferior dos sinais de corrente e tensão.

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

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

A Figura 25 mostra o fluxograma do filtro para a extração das envoltórias dos sinais de corrente e tensão. Essa Figura esboça o funcionamento da lógica de forma paralela melhor entendimento, uma vez que as operações realizadas são análogas para ambas às janelas, exceto pelas lógicas de decisão, as quais diferem para cada envoltória. Ressalta-se que o esboço em paralelo do fluxograma foi feito apenas para melhor entendimento do mesmo, já que as operações são feitas em cascata, não prejudicando a velocidade de processamento da metodologia proposta.

Figura 25– Fluxograma do filtro para a extração das envoltórias dos sinais de corrente e tensão

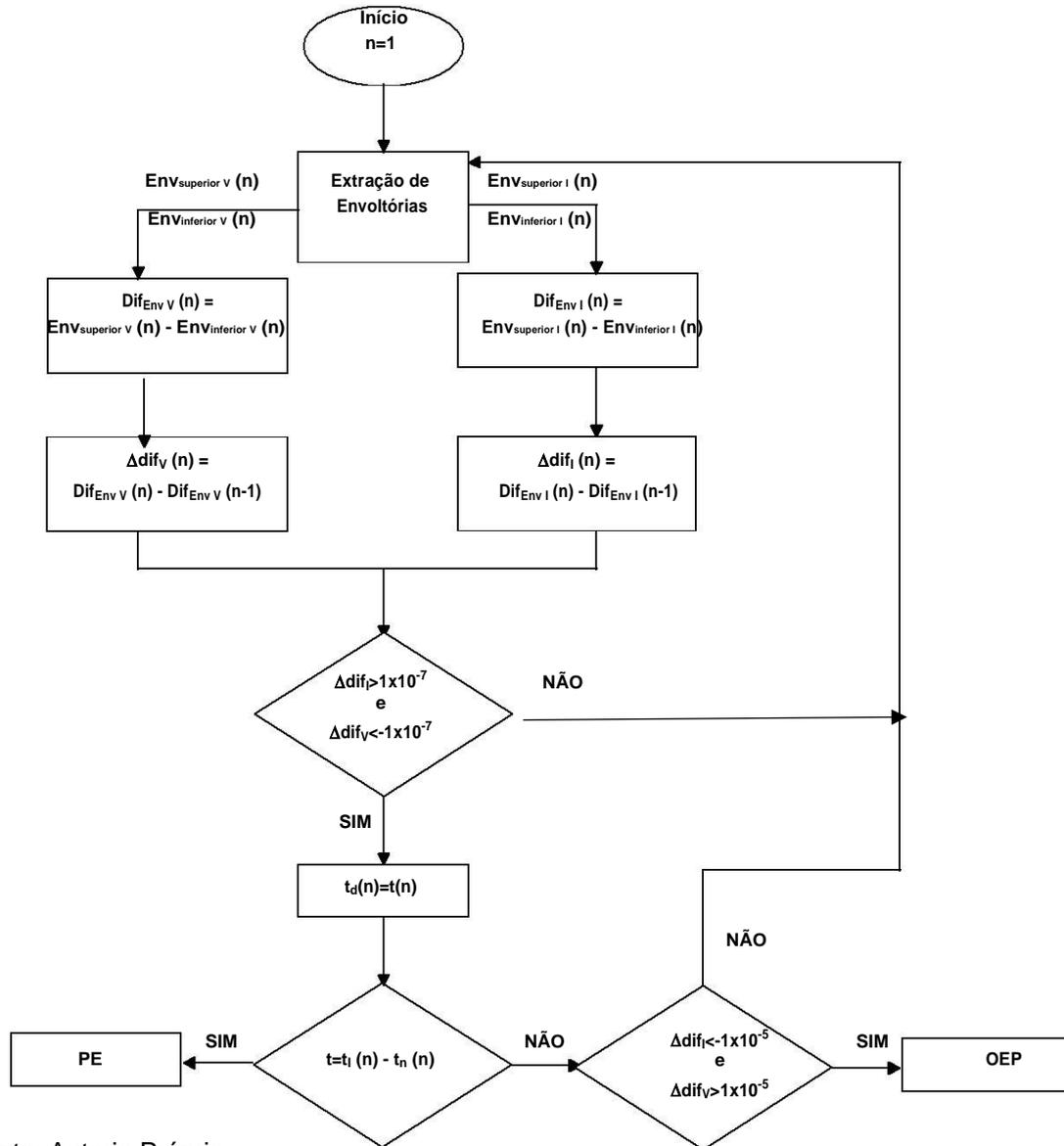


Fonte: Autoria própria

3.3.2 Detecção de evento no gerador síncrono e diferenciação entre a perda parcial ou total de excitação e a oscilação estável de potência

A partir das envoltórias extraídas conforme a Seção anterior, é feita a detecção e a classificação dos eventos no gerador síncrono. Assim, a metodologia tem o objetivo de detectar as perdas parciais e totais de excitação e diferenciá-las das oscilações estáveis de potência, sendo que estas podem fazer a função ANSI 40 atuar indevidamente. Dessa forma, a técnica detecta as oscilações estáveis de potência. O fluxograma para detecção e classificação das perdas de excitação (PE) e oscilações estáveis de potência (OEP) é mostrado na Figura 27.

Figura 26- Fluxograma de detecção e classificação da perda de excitação e OEP



Fonte: Autoria Própria

Para classificação dos eventos em questão, são obtidas as diferenças entre as envoltórias superior e inferior de cada sinal. Essa diferença é calculada 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 diferença entre as envoltórias, dado pela Equação 12, a perda parcial ou total de excitação é detectada quando o valor de $\Delta dif_i(n)$ é maior que 1×10^{-7} e $\Delta dif_v(n)$ for menor que -1×10^{-7} em pelo menos 10 ciclos. Se essas condições não forem satisfeitas no intervalo de tempo dado, então será verificada

uma oscilação estável de potência, ocorrendo sempre que $\Delta dif_i(n)$ for menor que -1×10^{-5} e $\Delta dif_v(n)$ for maior 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 presente metodologia foi implementada no software Matlab® e comparada com as técnicas de Mason e Berdy, para sinais amostrados em 96 amostras/ciclo, em diferentes condições de carregamento e níveis de excitação do gerador síncrono. Também foram analisadas situações envolvendo oscilações estáveis de potência. O Capítulo 5 mostra os resultados obtidos, comprovando a robustez da técnica, dada a velocidade de detecção e classificação da mesma.

Na Figura 26, t_d é o tempo de detecção de uma possível perda de excitação da máquina e t_i é o tempo de permanência da perturbação. Se intervalo entre t_d e t_i for igual a 10 ciclos, o transitório é classificado como uma PE. Caso não for atendido esse critério, as condições de OEP são verificadas.

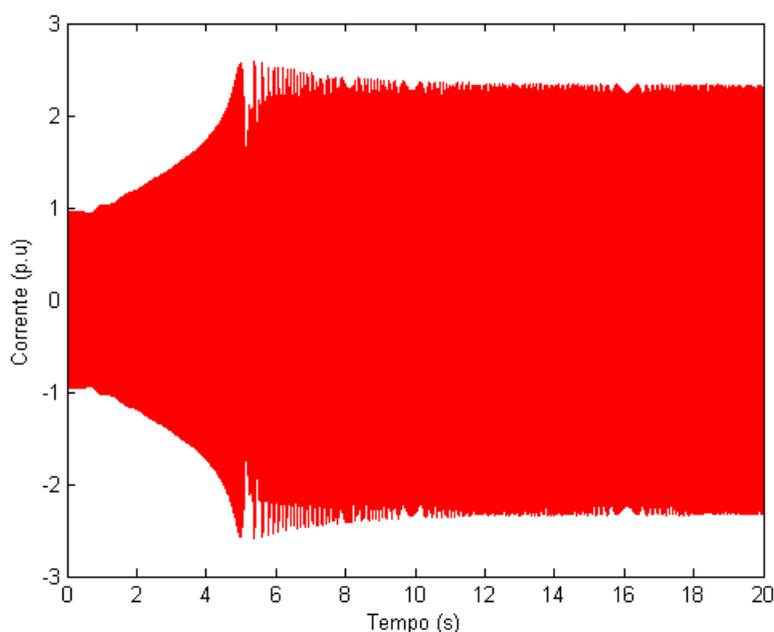
4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este Capítulo apresenta os resultados obtidos pelo FMEE ao processar sinais provenientes da simulação de perdas parciais e totais de excitação, bem como para situações envolvendo oscilações estáveis de potência. Os resultados obtidos para a metodologia proposta são comparados com o desempenho das técnicas clássicas de Mason (1949) e Berdy (1975).

4.1. Caso 1 – PE para um gerador de 390MVA operando com 100% de carregamento

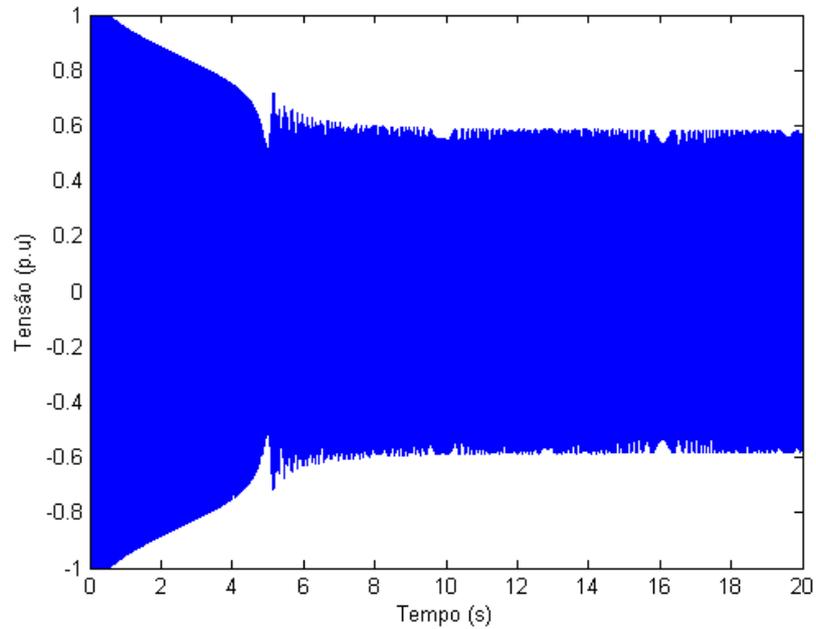
Os sinais de corrente e tensão obtidos a partir da simulação do sistema teste descrito anteriormente no software DigSILENT PowerFactory®. A Figura 27 apresenta o sinal de corrente nos terminais do gerador síncrono para uma perda total de excitação. Pela figura, pode-se perceber o crescimento da envoltória superior dos sinais até o regime permanente. O sinal da tensão nos terminais da máquina para o referido caso é mostrado na Figura 28. De forma oposta ao ocorrido para os sinais de corrente, percebe-se que a envoltória superior do sinal de tensão sofre decréscimo até o regime permanente.

Figura 26– Sinal de corrente senoidal para uma perda total de excitação em um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria

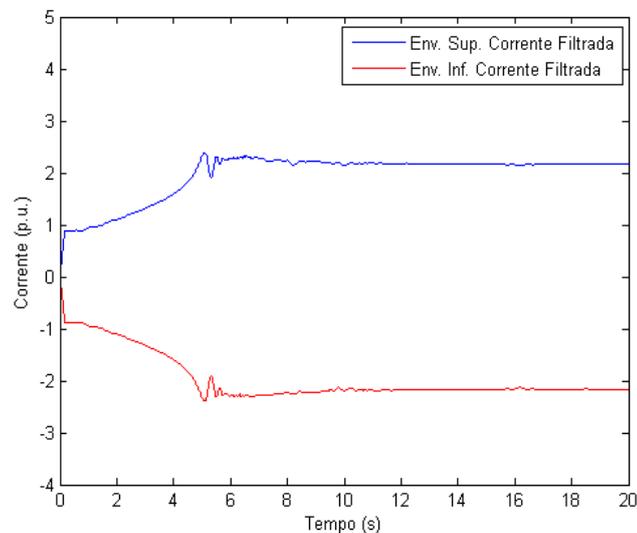
Figura 27– Sinal de tensão senoidal para uma perda total de excitação em um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria

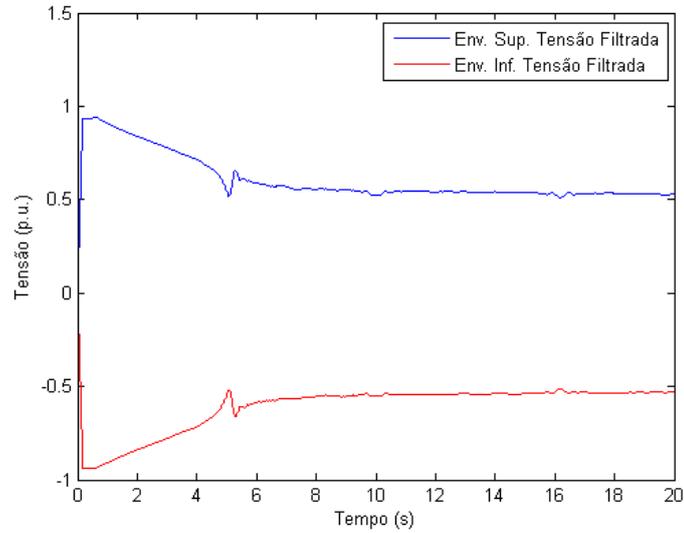
Os sinais das Figuras 27, 28, foram processados pelo filtro morfológico para extração de envoltória. A partir desse processamento, foram obtidas as envoltórias superior e inferior para os sinais de corrente e a tensão do sistema. Assim, as Figuras 29 e 30 mostram as envoltórias superior e inferior dos sinais de corrente e tensão, respectivamente, obtidas a partir do FMEE.

Figura 28 – Envoltórias de corrente superior e inferior para uma perda de excitação em um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria

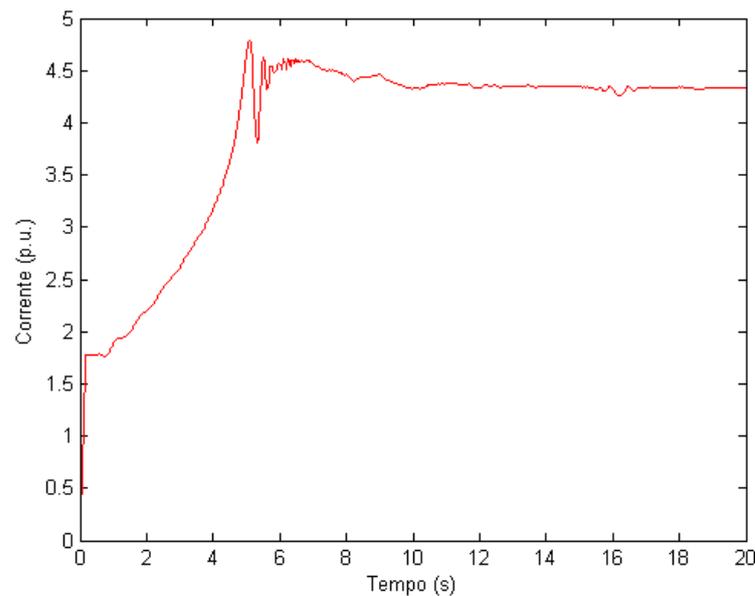
Figura 29 – Envoltórias de tensão superior e inferior para uma perda de excitação em um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria

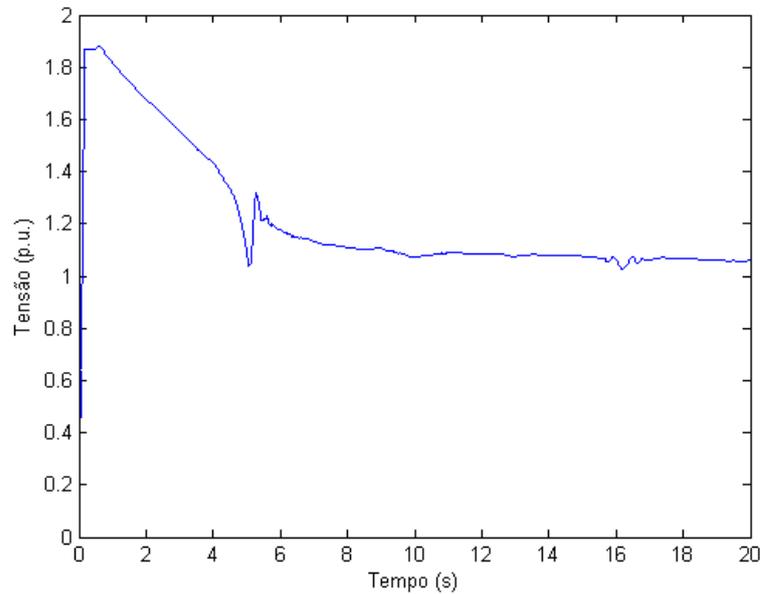
As diferenças entre as envoltórias superior e inferior para os sinais de tensão e corrente em questão são mostradas nas Figuras 31 e 32, as quais são obtidas a partir da subtração algébrica da envoltória inferior pela envoltória superior, calculadas de acordo com a metodologia proposta.

Figura 30 – Diferenças das envoltórias de corrente para uma perda de excitação, em um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria

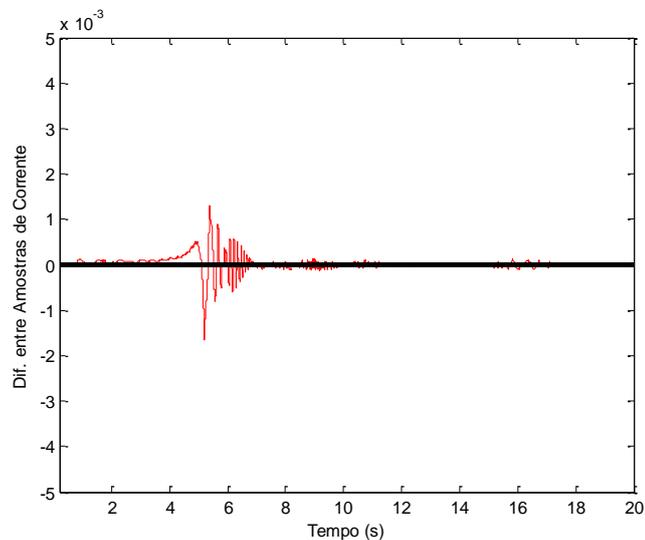
Figura 31 – Diferença das envoltórias de tensão para uma perda total de excitação em um gerador de 390 MVA



Fonte: Autoria própria

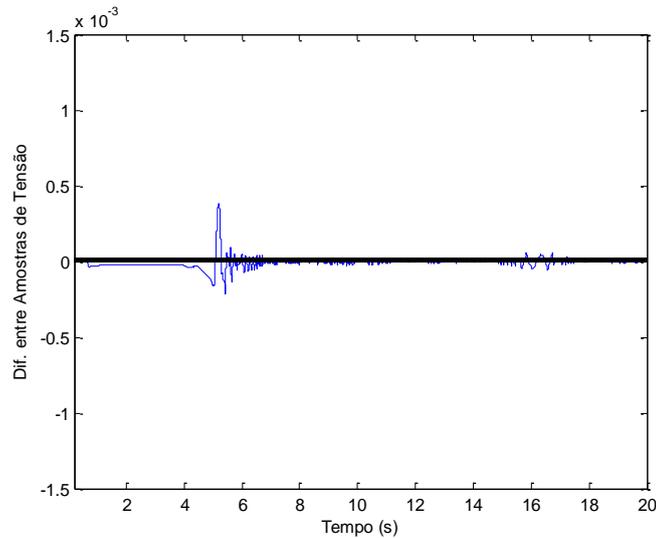
As variações entre as amostras consecutivas para os sinais de diferença entre as respectivas envoltórias são obtidas através da subtração da amostra atual pela diferença anterior. O sinal da variação entre as diferenças de corrente é mostrado na Figura 33, para a perda total de excitação. Já a Figura 34 apresenta os resultados para o cálculo da variação entre as diferenças das envoltórias para os sinais de tensão.

Figura 32 - Variação entre as diferenças das envoltórias do sinal de corrente para uma perda total de excitação em um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria

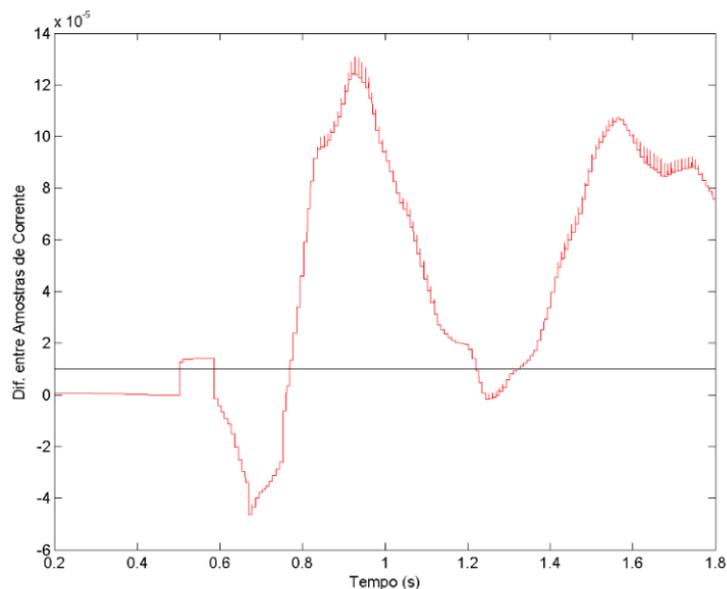
Figura 33- Variação entre as diferenças das envoltórias do sinal de tensão para uma perda total de excitação em um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria

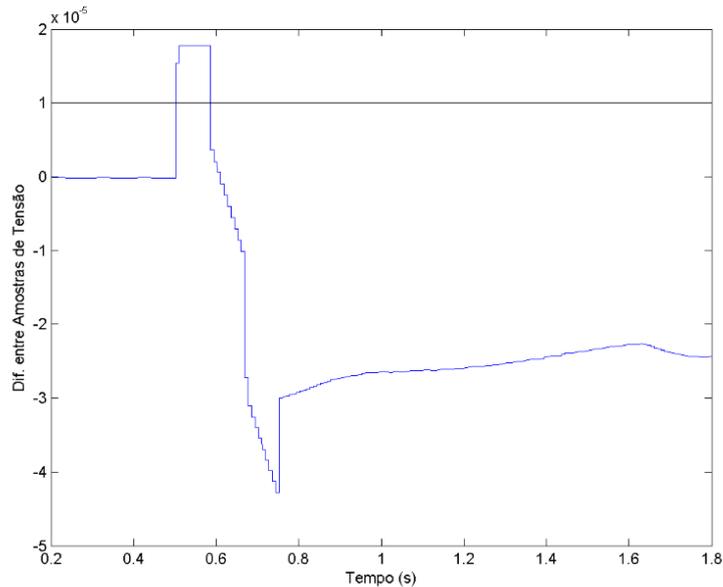
As Figuras 35 e 36 apresentam os primeiros 10 ciclos, mostrando os detalhes dos sinais de variação entre as diferenças das envoltórias de corrente e tensão para uma perda de excitação em um gerador de 390MVA. Ambas as envoltórias satisfazem as condições para classificação do evento como uma PE durante a temporização ajustada (10 ciclos). Dessa forma, o FMEE classifica corretamente o transitório, permitindo a atuação correta da proteção.

Figura 34– Detalhe do Sinal de Variação entre as Diferenças das Envoltórias do Sinal de Corrente, durante perda de excitação total para um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria

Figura 35– Detalhe do Sinal de Variação entre as Diferenças das Envoltórias do Sinal de Tensão, durante perda de excitação para um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria.

Por fim, a Tabela 6 apresenta de os instantes de atuação do FMEE para o caso de perda total de excitação no gerador de 390MVA com 100% de carregamento, bem como os instantes de atuação das metodologias de Mason e Berdy.

Tabela 6– Instantes de detecção e classificação de PE para os gerador de 390 MVA.

Atuação	FMEE	Mason	Berdy
Caso	Classificação	$t_{\text{classificação}}$ (s)	$t_{\text{atuação}}$ (s)
PE 0 p.u.100%	PE	0,3523	4,72

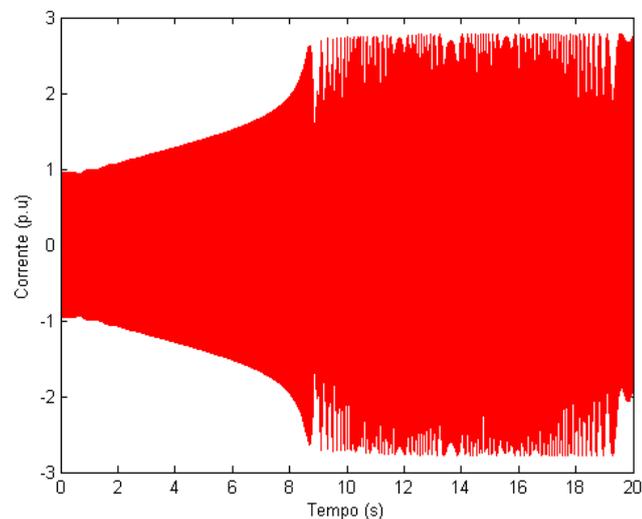
Fonte: Autoria própria

Nota-se que, a partir da atuação do FMEE, a proteção poderia atuar em um intervalo de tempo, aproximadamente, dez vezes menor do que aqueles verificados pelas metodologias clássicas de Mason e Berdy, tendo em vista o atraso da atuação desses métodos em relação à atuação do FMEE. Isso evitaria o sobreaquecimento da máquina, comprometendo sua vida útil, além de evitar afundamento duradouro de tensão no barramento da subestação e outros problemas decorrentes da subexcitação da máquina síncrona.

4.2 Caso 2 – Perda parcial de excitação para um gerador de 390 MVA operando com 100% de carregamento

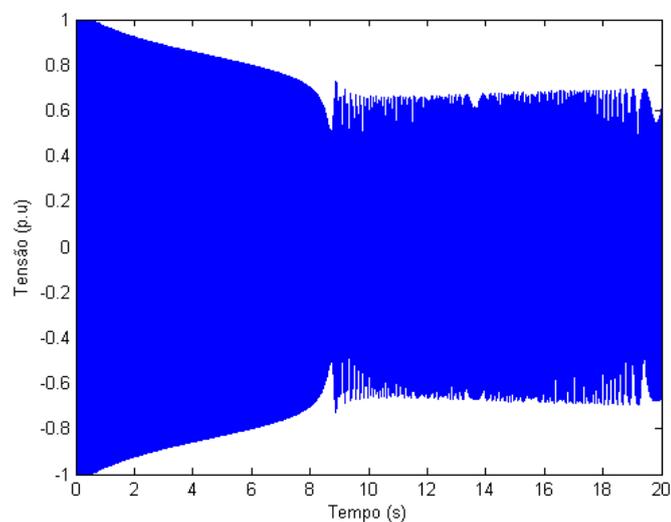
Para obtenção dos sinais de corrente e tensão para as perdas parciais de excitação, foi utilizada a mesma metodologia aplicada para a perda total, exceto pelo fato de alterar-se a excitação da máquina de 1 p.u. para um valor entre 0 e 1. Nesse contexto, a Figura 37 apresenta o sinal de corrente para o gerador de 390 MVA operando com um nível de excitação de 0,5 p.u. Já a Figura 38 apresenta o sinal de tensão.

Figura 36– Sinal de corrente senoidal para uma excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria

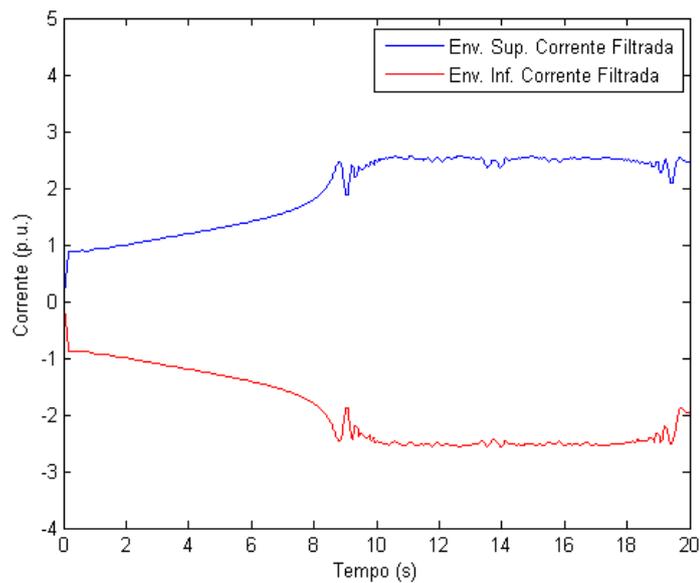
Figura 37– Sinal de tensão senoidal para uma de excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria

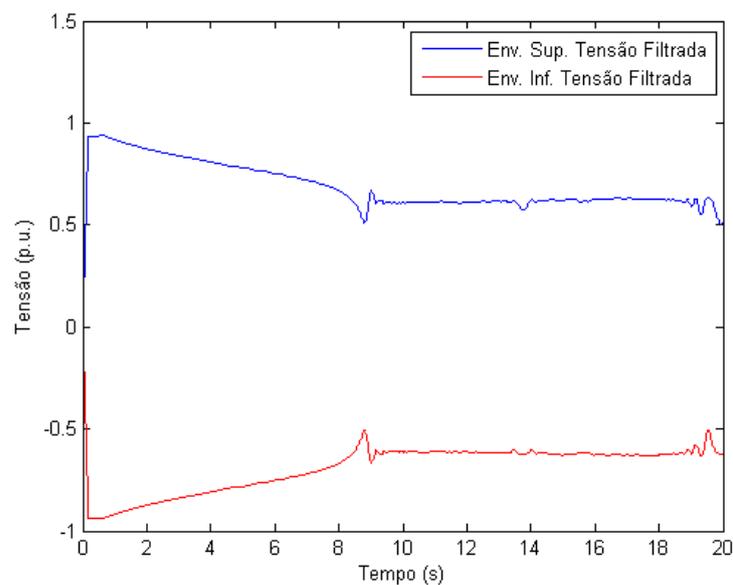
As envoltórias dos sinais apresentados nas Figuras 37 e 38 foram obtidas através do FMEE e são apresentadas nas Figuras 39 e 40, respectivamente, para os referidos sinais de corrente e tensão. Pode-se perceber em ambas as Figuras, que o comportamento das envoltórias para o caso da perda parcial de excitação se assemelha ao verificado na perda total.

Figura 38– Envoltórias de corrente superior e inferior para uma excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria.

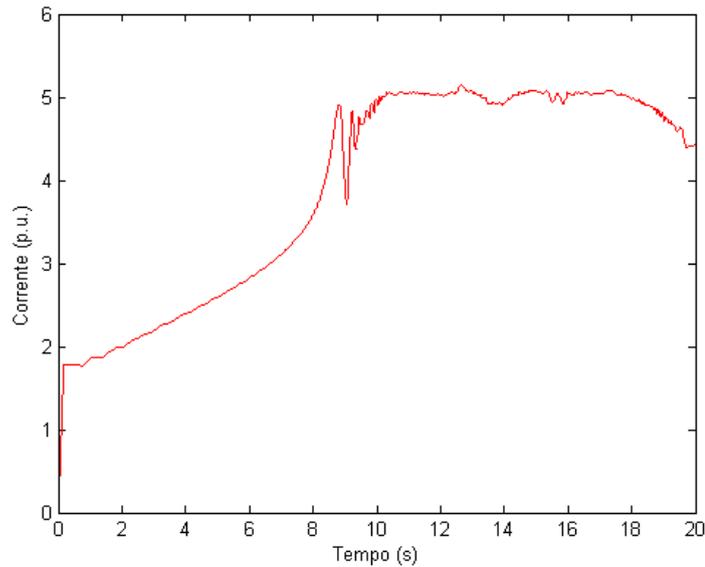
Figura 39 – Envoltórias de tensão superior e inferior para uma excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria.

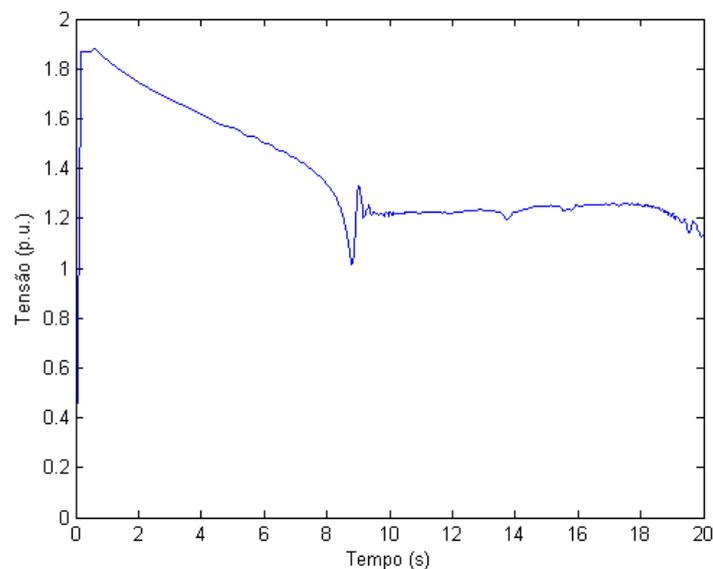
Já as diferenças para as envoltórias superior e inferior dos sinais de corrente e tensão são mostradas, respectivamente, nas Figuras 41 e 42. Ainda, as variações entre as amostras consecutivas para os sinais de diferença entre as respectivas envoltórias, para este caso, aparecem nas Figuras 43 e 44.

Figura 40– Diferenças das envoltórias de corrente para uma excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.



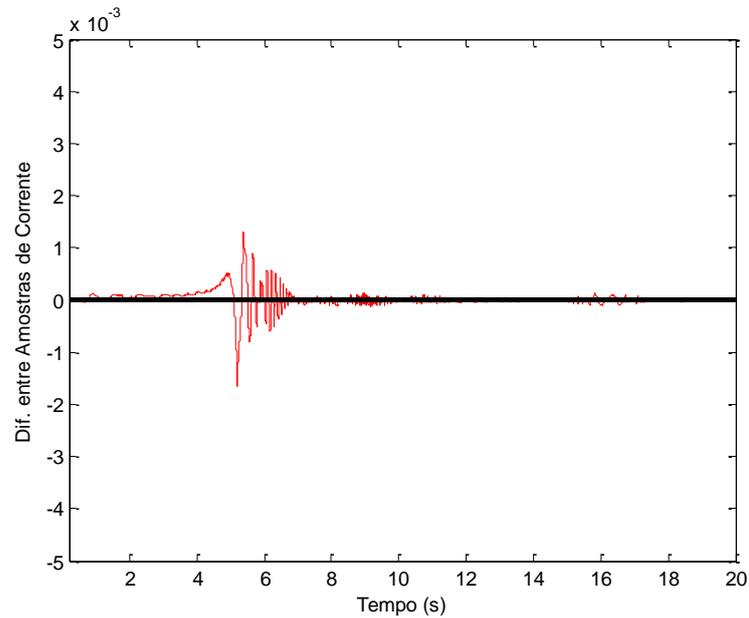
Fonte: Autoria própria

Figura 41– Diferenças das envoltórias de tensão para uma excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.



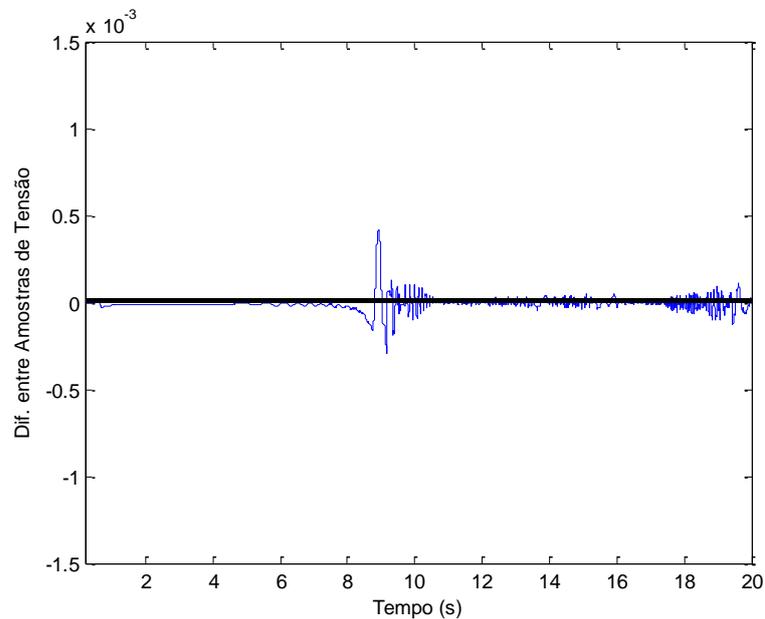
Fonte: Autoria própria

Figura 42 - Variação entre as diferenças das envoltórias do sinal de corrente para uma perda de excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA



Fonte: Autoria própria

Figura 43 - Variação entre as diferenças das envoltórias do sinal de corrente para uma perda de excitação de 0,5 p.u., em um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autoria própria

Nos casos analisados para o gerador trabalhando com uma excitação de 0,5 p.u. percebe-se que o comportamento das envoltórias é semelhante ao ocorrido para a perda parcial de excitação, uma vez que a diferença entre as envoltórias de corrente cresce e que para os sinais de tensão essa diferença diminui, enquanto o

gerador opera sob perda de excitação, indiferentemente se esta é total ou parcial. Isso significa que para os casos de perda de excitação, essas envoltórias apresentam características bem definidas. Dessa forma, o FMEE atua corretamente, mais uma vez classificando o evento como perda de excitação, conforme a Tabela 7. Nessa Tabela, os tempos de atuação das três metodologias analisadas para o caso da perda parcial de excitação em questão são expostos. Consta-se que as metodologias de Mason e Berdy detectam PPE em instantes de tempo muito maiores que o FMEE, mostrando a robustez da metodologia proposta.

Tabela 7 – Instantes de detecção e classificação de PPE para o gerador de 390MVA

Atuação	FMEE	Mason	Berdy
Caso	Classificação	$t_{\text{classificação}}$ (s)	$t_{\text{atuação}}$ (s)
PPE 0,5 p.u.100%	PE	0,3523	8,3819

Fonte: Autoria própria

4.3. Resumo da atuação dos métodos para os casos de Perda de Excitação analisados

A Tabela 8 apresenta de maneira resumida os instantes em que é detectada uma possível PE e também, o instante de classificação do evento como PE pelo FMEE para os dois geradores testados.

Já a Tabela 9 mostra os instantes em que são detectadas as perdas de excitação por todas as metodologias testadas, para os geradores de 390MVA e 500MVA, em todos os casos analisados. Através dessa Tabela, constata-se que a metodologia aplicada detecta perda de excitação para todos os níveis de excitação, enquanto as metodologias de Mason e Berdy falham em alguns casos, além de demorar mais tempo para identificar a respectiva perda, nos casos em que atuam.

Ressalta-se, ainda, que, por terem o mesmo princípio de funcionamento, as metodologias de Mason (1949) e Berdy (1975) apresentam o mesmo tempo para as detecções de PE nas zonas de operação instantânea (Tabela 9). Por fim, destaca-se a confiabilidade do FMEE, o qual detectou todos os níveis de perda parcial de excitação, bem como o fez com um tempo significativamente menor, quando comparado às metodologias de Mason e Berdy.

Desta forma, é confirmada a robustez e velocidade de detecção da metodologia proposta, a qual se mostrou eficaz na classificação e detecção da perda parcial e total de excitação nos geradores síncronos. Assim, caso a metodologia seja utilizada em relés, aumentar-se-ia a confiabilidade dos sistemas de proteção contra a perda de excitação, uma vez que ela diferencia a perda de excitação da oscilação estável de potência, em todos os níveis de excitação da máquina síncrona.

Tabela 8 – Instantes de detecção e confirmação de PE para os geradores de 390MVA e 500MVA

Carga	Excitação (p.u.)	Gerador 390 MVA			Gerador 500 MVA		
		Detecção de Possível PE (s)	Confirmação Após Possível Detecção (s)	Tempo Acumulado (s)	Detecção de Possível PE (s)	Confirmação Após Possível Detecção (s)	Tempo Acumulado (s)
25%	0	0,5776	0,2492	0,8268	0,5861	0,2047	0,7908
	0,2	0,5776	0,2493	0,8269	0,5861	0,2577	0,8438
	0,5	0,5776	0,2993	0,8769	0,5861	0,291	0,8771
	0,9	0,5776	0,3162	0,8938	0,5861	0,2582	0,8443
50%	0	0,1859	0,1665	0,3524	0,1943	0,1665	0,3608
	0,2	0,1859	0,1665	0,3524	0,1943	0,1665	0,3608
	0,5	0,1858	0,1665	0,3523	0,1943	0,1665	0,3608
	0,9	0,1859	0,1665	0,3524	0,1943	0,1665	0,3608
75%	0	0,7528	0,1665	0,9193	0,1858	0,1665	0,3523
	0,2	0,7528	0,1665	0,9193	0,1858	0,1665	0,3523
	0,5	0,7528	0,1665	0,9193	0,1858	0,1665	0,3523
	0,9	0,586	0,3331	0,9191	0,1858	0,1665	0,3523
100%	0	0,1858	0,1665	0,3523	0,5858	0,3415	0,9273
	0,2	0,1858	0,1665	0,3523	0,5856	0,3498	0,9354
	0,5	0,1858	0,1665	0,3523	0,5858	0,3413	0,9271
	0,9	0,1858	0,1665	0,3523	0,5858	0,3413	0,9271

Fonte: Autoria própria.

Vale ressaltar que, na Tabela 9, os tempos verificados para a atuação da unidade temporizada no Método de Berdy, representam o instante em que a impedância vista pelo relé entra na respectiva zona de operação. Sendo assim, o real tempo de atuação desta zona (instante em que é enviado o sinal para abertura do disjuntor) é dado pelo instante representado na referida Tabela mais a temporização ajustada para a respectiva zona, o que resulta em tempos de desligamento maiores do que os verificados para as zonas instantâneas.

Tabela 9– Instantes de detecção da PE para as metodologias de Mason, Berdy e FMEE

S (MVA)	Excitação	Carregamento	Temporização de Detecção (s)			
			Berdy		Mason	FMEE
			Temporizada	Instantânea		
390	0 pu	25%	2,3693	2,8474	2,8474	0,8268
		50%	5,4670	7,0146	7,0146	0,3524
		75%	5,8941	6,3469	6,3469	0,9193
		100%	4,6030	4,7200	4,72	0,3523
	0,2 pu	25%	3,0809	3,9455	3,9455	0,8269
		50%	9,0366	12,6411	12,6411	0,3524
		75%	7,8222	8,3864	8,3864	0,9193
		100%	5,5297	5,6559	5,6559	0,3523
	0,5 pu	25%	--	--	--	0,8769
		50%	--	--	--	0,3524
		75%	17,6471	18,5846	18,5846	0,9193
		100%	8,2352	8,3819	8,3819	0,3523
	0,9 pu	25%	--	--	--	0,8938
		50%	--	--	--	0,3524
		75%	--	--	--	0,9191
		100%	--	--	--	0,3523
500	0 pu	25%	1,9640	2,9097	2,9097	0,7908
		50%	4,0038	6,6783	6,6783	0,3608
		75%	4,8924	5,8628	5,8628	0,3523
		100%	4,0939	4,3071	4,3071	0,9273
	0,2 pu	25%	2,4314	4,0038	4,0038	0,8438
		50%	5,6800	10,9665	10,9965	0,3608
		75%	6,3299	7,5510	7,551	0,3523
		100%	4,8573	5,0856	5,0856	0,3498
	0,5 pu	25%	4,4868	--	--	0,8771
		50%	--	--	--	0,3608
		75%	12,5449	14,6256	14,6256	0,3523
		100%	6,97310	7,22920	7,2292	0,9354
	0,9 pu	25%	--	--	--	0,8443
		50%	--	--	--	0,3608
		75%	--	--	--	0,3523
		100%	--	--	--	0,9271

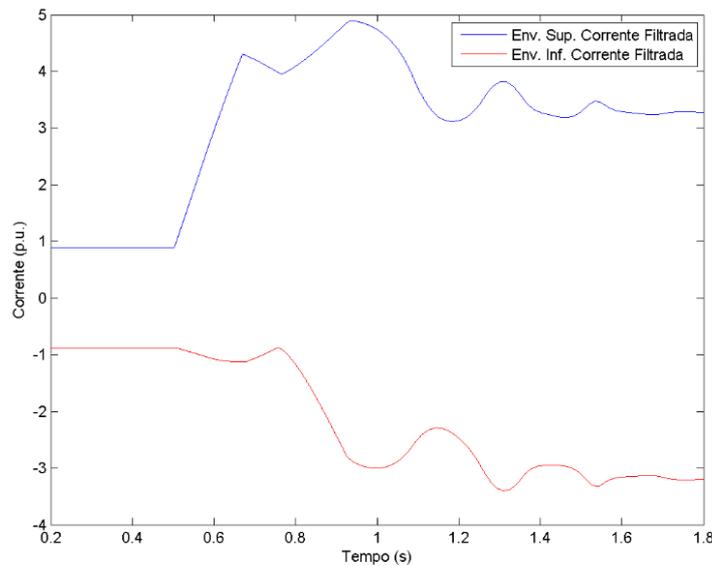
Fonte: Autoria própria.

4.4. Oscilação Estável de Potência

Para comparar os resultados mostrados para a PE com os casos de OEP, foram realizadas simulações desse fenômeno para os mesmos carregamentos. Conforme mencionado anteriormente, a classificação pela metodologia proposta, dos eventos na máquina síncrona, dá-se através das diferenças das envoltórias de corrente e tensão realizados pelo FMEE, impedindo que o gerador seja

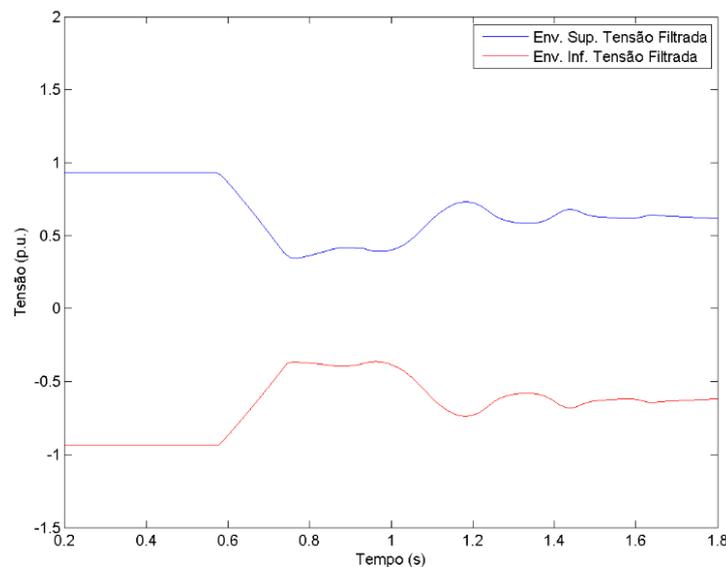
desconectado indevidamente do sistema. As Figuras 45 e 46 apresentam detalhes das envoltórias de corrente e tensão, respectivamente, para ocorrência de um evento de oscilação de potência. Nessas Figuras, é possível perceber que o comportamento das envoltórias é totalmente diferente daquele ocorrido para as perdas total e parcial de excitação.

Figura 44 – Detalhe das Envoltórias de corrente para uma oscilação estável de potência em um gerador de 390 MVA com carregamento de 100%.



Fonte: Autoria própria

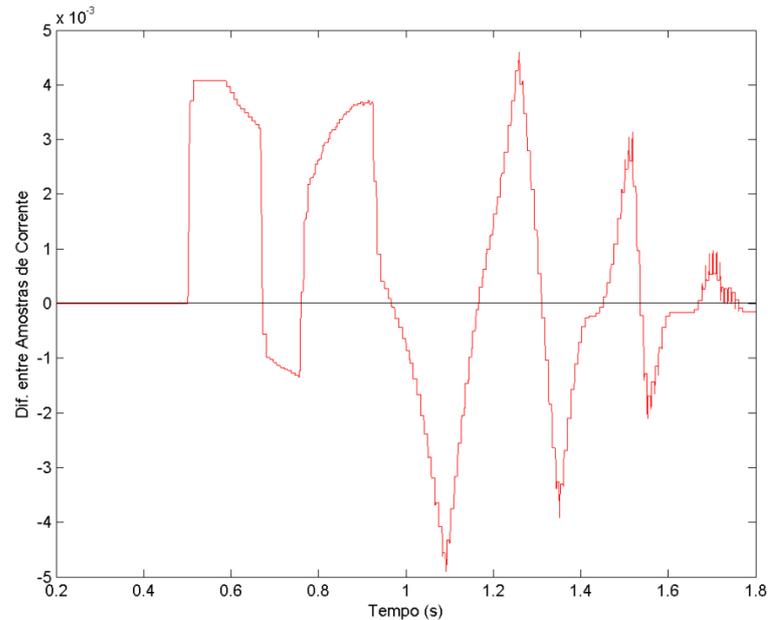
Figura 45 – Detalhe das Envoltórias de tensão para uma oscilação estável de potência em um gerador de 390 MVA com carregamento de 100%.



Fonte: Autoria própria.

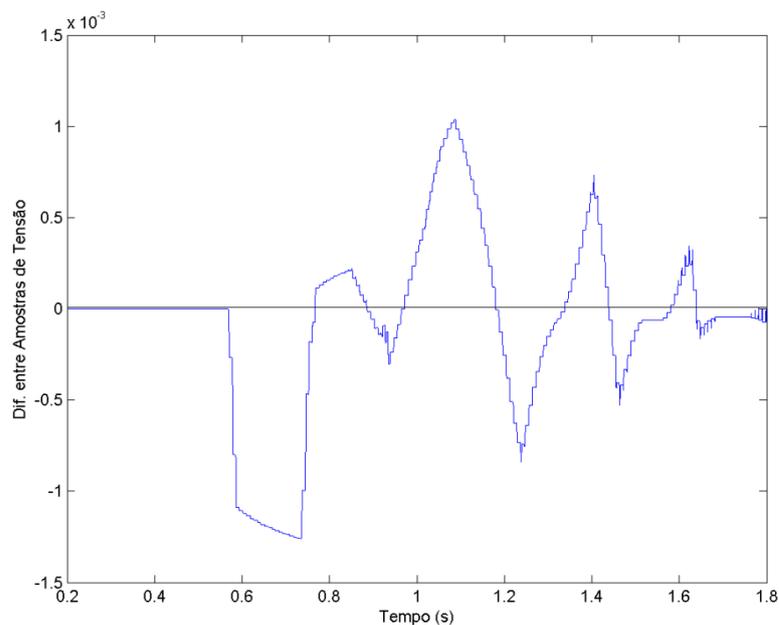
A fim de comparação entre as variações das diferenças das envoltórias apresentadas nos casos de perda de excitação e de oscilação estável de potência, as Figuras 47 e 48 mostram o detalhamento dos sinais das variações das diferenças entre as envoltórias de corrente e tensão, para OEP das Figuras 45 e 46.

Figura 46– Detalhe do sinal de diferença entre as amostras das envoltórias do sinal de corrente, durante uma oscilação estável de potência em um gerador de 390 MVA com carregamento de 100%.



Fonte: Autoria própria

Figura 47– Detalhe do sinal de diferença entre as amostras das envoltórias do sinal de tensão, durante uma oscilação estável de potência em um gerador de 390 MVA com carregamento de 100%.



Fonte: Autoria própria

Analisando as Figuras 47 e 48, percebe-se que os sinais de corrente e tensão não permanecem com a mesma característica após 10 ciclos. Logo, fica caracterizada uma oscilação estável de potência, sendo detectada corretamente pela metodologia proposta.

Assim, a Tabela 10 apresenta os instantes de tempo em que é a OEP é classificada pelo FMEE, para os geradores de 390MVA e 500MVA, com diferentes níveis de carga.

Tabela 10 – Instantes de detecção e classificação da OEP

S (MVA)	390			500		
Carga	Detecção de Possível PE (s)	Classificação como OEP após detecção de possível PE (s)	Tempo Acumulado (s)	Detecção de Possível PE (s)	Classificação como OEP após detecção de possível PE (s)	Tempo Acumulado (s)
25%	0.5693	0.1899	0.7592	0.5693	0.1842	0.7535
50%	0.1859	0.3228	0.5087	0.1943	0.1665	0.3608
75%	0.5691	0.1907	0.7598	0.1858	0.1665	0.3523
100%	0.1858	0.1665	0.3523	0.5961	0.2523	0.8484

Fonte: Autoria própria

Ressalta-se que todos os casos de OEP apresentam características de envoltórias diferentes quando dos casos de PE, total ou parcial. A metodologia proposta classifica os eventos a partir das diferenças das envoltórias de corrente e tensão, por exemplo, para o gerador de 390MVA com carregamento de 50%, o FMEE detecta uma possível PE em 0,1859s. Porém, os sinais não permanecem com a mesma característica durante um período superior a 10 ciclos, caracterizando uma OEP.

Por fim, a Tabela 11 resume a atuação das metodologias analisadas para os casos de OEP. Verificando os tempos de atuação expostos nessa Tabela, constata-se, mais uma vez, a eficácia da técnica proposta, visto que o FMEE classifica corretamente as OEPs em todos os casos, permitindo que a proteção não atue indevidamente. Em contrapartida, as metodologias clássicas atuam incorretamente para todos os casos. Ainda, vale ressaltar que a classificação das OEPs pelo FMEE ocorre em tempos bem inferiores aos apresentados pela atuação das metodologias clássicas, evidenciando ainda mais a qualidade do método proposto para detecção das perdas de excitação.

Tabela 11- Instantes de detecção e classificação da OEP

S (MVA)	390			500		
Carga	Mason (s)	Berdy (Instantânea) (s)	Classificação como OEP (s)	Mason (s)	Berdy (Instantânea) (s)	Classificação como OEP (s)
25%	0,751	0,751	0.7592	2,6238	26238	0.7535
50%	0,7501	0,7501	0.5087	6,1241	6,1241	0.3608
75%	0,7501	0,7501	0.7598	2,6795	2,6795	0.3523
100%	0,7501	0,7501	0.3523	2,508	2,508	0.8484

Fonte: Autoria própria

6. CONCLUSÃO

Tendo em vista os resultados obtidos, conclui-se que geradores síncronos operando subexcitados podem comprometer a estabilidade do sistema, uma vez que provocam o afundamento de tensão na barra da estação geradora. Logo precisam de uma proteção específica contra a perda de excitação, a fim de desconectar o gerador o mais rápido possível do sistema, já que máquinas operando em condições de subexcitação perdem capacidade de geração de potência ativa. Além disso, passam a consumir potência reativa, o que pode provocar sobreaquecimento da máquina.

As técnicas clássicas de proteção contra perda de excitação utilizam relés de admitância do tipo MHO, sendo estes ajustados a partir dos parâmetros de reatância do eixo direto transitória e subtransitória da máquina.

Todavia, caso ocorram oscilações estáveis de potência, a proteção utilizando relés de admitância pode interpretá-las como uma perda parcial de excitação, desligando o disjuntor do gerador de maneira indevida. Assim, a técnica proposta detecta e classifica as perdas de excitação bem como oscilações estáveis de potência, evitando assim, a desconexão indevida dos geradores síncronos pelas oscilações estáveis de potência.

A metodologia proposta utiliza operadores morfológicos para extrair as envoltórias dos sinais de corrente e tensão, sendo que cada uma possui características próprias sob condições de PE e OEP.

Nos casos simulados, o filtro detectou a PE de forma rápida e robusta, classificando corretamente todos os casos de PE ou OEP. A metodologia utilizada também mostrou-se mais rápida na identificação da perda de excitação quando comparadas as técnicas de Mason e Berdy.

Portando, a técnica proposta apresenta uma característica rápida e precisa. O tempo para a detecção da PE é menor, assim a máquina é desconectada do sistema de maneira mais rápida, reduzindo os efeitos prejudiciais ao SEP. Por fim, elimina as atuações indevidas da proteção para oscilações estáveis de potência.

REFERÊNCIAS

BLACKBURN, J. Lewis; DOMIN, Thomas J. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2007.

BOLDEA, Ion. **The Electric Generators Handbook: Synchronous Generators**. New York: CRC Press, 2006.

CHAPMAN, Stephen J. **Electric Machinery Fundamentals**. 4. ed. New York: McGraw-Hill, 2005.

COELHO, Aurélio L.M, Carlos, E. B. CARRRER, Sérgio, GUERRERO, Carlos A., **Loss-of-Excitation Protection and Underexcitation Controls Correlation for Synchronous Generators in a Real Time Digital Simulator**. 8th Power Systems Protection and Control Conference, 2014.

CROSSMAN, G. C., LINDEMUTH, H. F., WEBB, R. L. **Loss-of-Field Protection for Generators**. AIEE Transactions, Vol. 61, p. 261–266, 1942.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY Jr., Charles; UMANS, Stephen. **Máquinas Elétricas: Com introdução à eletrônica de potência**. 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.

GABE, Jackson. **Filtro Morfológico de Extração de Envoltória para a Proteção Contra a Perda de Excitação do Gerador Síncrono**. Unipampa, 2014.

GAZEN, Y. N. ; MORAIS, A. P. ; CARDOSO JUNIOR, G. ; MARIOTTO, L. ; DOS SANTOS, E. M. ; CORRÊA, R. . **Proteção Contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos Através do Cálculo Contínuo da Impedância Aparente**. CBA 2010, 2010, Bonito - MS. Anais do XVIII Congresso Brasileiro de Automática, 2010.

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE Guide for AC Generator Protection**. Std C37.102TM-2006. New York: 2007.

J.MAMEDE FILHO; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

KOSOW, Irving Lionel. **Máquinas Elétricas e Transformadores**. Porto Alegre: Globo, 1982. 1 v.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

MASON, C. R. **New Loss-of-Excitation Relay for Synchronous Generators**. AIEE Transactions, n. 3, p.1240-1245, 1949. 68 v.

WU, Q. H.; LU, Z.; JI, T. Y. **Protective relaying of Power Systems Using Mathematical Morphology**. Springer, London, UK, 2009