

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA**

**MATEUS CAMARGO FRANCO**

**METODOLOGIA PARA DETECÇÃO DE PERDA DE EXCITAÇÃO, CURTO-CIRCUITO E OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA EM GERADORES SÍNCRONOS**

**Alegrete**

**2021**

**MATEUS CAMARGO FRANCO**

**METODOLOGIA PARA DETECÇÃO DE PERDA DE EXCITAÇÃO, CURTO-CIRCUITO E OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA EM GERADORES SÍNCRONOS**

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: Prof. Dr. Eduardo Machado Dos Santos

**Alegrete**

**2021**

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) .

F825m Franco, Mateus Camargo

Metodologia para detecção de Perda de Excitação, Curto-Circuito e Oscilações de Potência em Geradores Síncronos / Mateus Camargo Franco.

84 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2021.

"Orientação: Eduardo Machado Dos Santos".

1. Gerador Síncrono. 2. Perda de Excitação. 3. Proteção. 4. Curto-Circuito. 5. Oscilações Estáveis de Potência. I. Título.



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL  
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
Universidade Federal do Pampa

**MATEUS CAMARGO FRANCO**

**METODOLOGIA PARA DETECÇÃO DE PERDA DE EXCITAÇÃO, CURTO-CIRCUITO E OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA EM GERADORES SÍNCRONOS**

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: 27 de abril de 2021.

Banca examinadora:

---

Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos  
Orientador  
UNIPAMPA

---

Prof. Dr. Chrystian Dalla Lana da Silva  
UNIPAMPA

---

Eng. Alex Itczak  
UNIPAMPA



Assinado eletronicamente por **EDUARDO MACHADO DOS SANTOS, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 27/04/2021, às 20:32, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **ALEX ITCZAK, Usuário Externo**, em 27/04/2021, às 20:32, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **CHRYSYIAN DALLA LANA DA SILVA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 27/04/2021, às 20:32, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0510259** e o código CRC **25EB7E37**.

Universidade Federal do Pampa, Campus Alegrete  
Av. Tiarajú, 810 – Bairro: Ibirapuitã – Alegrete – RS CEP: 97.546-550  
Telefone: (55) 3422-8400

Dedico este trabalho à minha família, pelo apoio incondicional na minha formação acadêmica.

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar, agradeço a Deus pelo dom da vida e por me guiar durante essa trajetória com saúde, sabedoria e muitos aprendizados.

Aos meus pais, Fernando Augusto Franco e Maria Aparecida Camargo Franco, pelo apoio, amor e companheirismo. Sem vocês jamais teria conseguido.

À minha irmã, Mariana Camargo Franco, pelo incentivo e amizade.

Ao professor orientador, Eduardo Machado Dos Santos, pela oportunidade em participar do Grupo de Energia e Sistemas Elétricos de Potência (GESEP), onde fui muito bem acolhido e pude me desenvolver ao longo da graduação. Agradeço ao professor pela paciência, empenho e dedicação nas orientações para a construção deste trabalho.

À Unipampa e ao corpo docente, pelo incentivo à pesquisa, aprendizados e por todas as oportunidades concedidas ao longo do curso.

Aos colegas e amigos da graduação pela amizade e companhia diária.

“A persistência é o caminho do Êxito”.

Charles Chaplin

## RESUMO

Os geradores síncronos são conhecidos por serem máquinas capazes de fornecer potência elétrica com frequência constante. O termo síncrono faz referência ao sincronismo entre a velocidade mecânica de rotação do gerador e a frequência elétrica produzida. Essa característica de sincronismo faz com que os geradores síncronos sejam muito utilizados na grande maioria das centrais geradoras de eletricidade. Entretanto, falhas no sistema de excitação dos geradores síncronos podem levar a máquina a condições anormais de operação. Quando a falha no sistema de excitação provoca a perda de excitação, o gerador síncrono se torna sujeito a efeitos que podem levá-lo a danos permanentes. Entre esses efeitos, encontram-se a redução da tensão terminal, o aumento da corrente no estator, a absorção de potência reativa, a redução da potência ativa gerada e o aumento de velocidade. Desta forma, devido a estes problemas, métodos de proteção foram desenvolvidos, visando identificar e mitigar os impactos causados pela perda de excitação. Métodos como os de Mason (1949) e Berdy (1975), fundamentados no relé de distância do tipo mho, embora antigos, são utilizados até hoje. Entretanto, podem ter a seletividade comprometida em casos de oscilações estáveis de potência. Sendo assim, nos últimos anos, foram desenvolvidos métodos de proteção que, em alguns casos buscam adaptar e aperfeiçoar os métodos convencionais desenvolvidos por Mason e Berdy, ou propor novas lógicas de proteção contra perda de excitação. Nesse contexto, o presente trabalho apresenta uma nova técnica para detecção de eventos de perda de excitação em geradores síncronos, a qual é capaz de detectar eventos de curto-circuito ou oscilações de potência nos terminais do gerador, diferenciando-as dos eventos de perda de excitação. A técnica proposta apresentou robustez não atuando indevidamente para situações de oscilações de potência e curto-circuito. Além disso, os eventos de perda de excitação na maioria dos casos foram detectados com tempo inferior aos métodos clássicos.

Palavras-Chave: Gerador Síncrono, Perda de Excitação, Proteção, Curto-Circuito, Oscilações Estáveis de Potência.

## **ABSTRACT**

Synchronous Generators are known to be machines capable of supplying electrical power at a constant frequency. The term synchronous refers to the synchronism between the mechanical speed of rotation of the generator and the electrical frequency produced. This synchronism feature makes synchronous generators widely used in the vast majority of electricity generating plants. However, failures in the excitation system of synchronous generators can lead the machine to abnormal operating conditions. When the failure of the excitation system causes loss of excitation, the synchronous generator becomes subject to effects that can lead to permanent damage. These effects include reducing the terminal voltage, increasing the current in the stator, absorbing reactive power, reducing the active power generated and increasing the speed. Thus, due to these problems, protection methods were developed, aiming to identify and mitigate the impacts caused by the loss of excitation. Methods like those of Mason (1949) and Berdy (1975), based on the mho type distance relay, although old, are still used today. However, selectivity may be compromised in cases of stable power swings. Thus, in recent years, protection methods have been developed which, in some cases, seek to adapt and improve the conventional methods developed by Mason and Berdy, or to propose new logics of protection against loss of excitation. In this context, this work presents a new technique to detect loss of excitation events in synchronous generators, which is capable to detect short-circuits or power swings events at the generator terminals, differentiating them from the loss of excitation. The proposed technique was robust and did not act improperly in situations of power swings and short circuits. In addition, the events of loss of excitation in most cases were detected faster than the classical methods.

**Keywords:** Loss of Excitation, Protection, Stable Power Swings, Short-Circuit, Synchronous Generators.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Acoplamento mecânico entre Máquina primária e Gerador Síncrono.....	25
Figura 2 - Curva de magnetização do gerador síncrono. ....	28
Figura 3 - Circuito equivalente do gerador síncrono.....	30
Figura 4 - Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono .....	32
Figura 5 - Diagrama de blocos de um típico sistema de excitação .....	33
Figura 6 - Sistema de excitação com gerador CC e comutador.....	34
Figura 7 - Sistema com excitatriz alternada e retificadores estacionários.....	35
Figura 8 - Sistema com excitatriz alternada e retificadores rotativos. ....	36
Figura 9 - Sistema com excitatriz estática.....	36
Figura 10 - Sistema teste contendo uma máquina.....	38
Figura 11 - Comportamento da potência ativa e reativa de um sistema teste contendo um gerador.....	39
Figura 12 - Comportamento da tensão e corrente terminal de um sistema teste contendo um gerador. ....	40
Figura 13 - Carregamento do gerador síncrono sob influência de perda de excitação. ....	40
Figura 14 - Sistema teste contendo dois geradores.....	40
Figura 15 - Comportamento da potência ativa e reativa do gerador em perda de excitação na presença de um sistema teste mais robusto. ....	41
Figura 16 - Comportamento do gerador GS2 quando GS1 opera com perda de excitação.....	42
Figura 17 - Sistema ilustrativo do relé de perda de excitação em operação.....	45
Figura 18 - Análise dos sinais de tensão terminal sob influência de Oscilações de Potência.....	47
Figura 19 - Análise dos sinais de corrente sob efeito de oscilações de potência.....	47
Figura 20 - Método de proteção desenvolvido por Mason. ....	49
Figura 21 - Comportamento da impedância aparente para diferentes níveis de carregamento.....	50
Figura 22 - Método de proteção desenvolvido por Berdy.....	50
Figura 23 - Esquemático da Metodologia Proposta.....	51
Figura 24 - Fluxograma do Detector de Curto-Circuito.....	56
Figura 25 - Fluxograma do Detector de Oscilações de Potência.....	58
Figura 26 - Fluxograma do Detector de Perda de Excitação.....	59

Figura 27 - Sistema teste. ....	60
Figura 28 - Desempenho do Método de Mason. ....	62
Figura 29 - Método de Mason sob efeitos de Oscilações de potência. ....	64
Figura 30 - Característica da Metodologia Proposta na Detecção de Perda de Excitação em Gerador Síncrono de 80 MVA.....	65
Figura 31 - Característica da Metodologia Proposta na Detecção de Curto-Circuito e Oscilações de Potência em Gerador Síncrono de 80 MVA.....	67
Figura 32 - Comportamento do Método de Berdy na detecção de perda de excitação para um gerador síncrono de 390MVA. ....	68
Figura 33 - Detecção do Evento de Perda de Excitação nas Zonas Instantâneas e Temporizadas do relé de Berdy para um Gerador de 390MVA.....	69
Figura 34 - Comportamento do Método de Berdy para uma situação de Curto-Circuito e Oscilação de Potência no Sistema Teste para um gerador de 390 MVA.....	70
Figura 35 - Atuação indevida do Método de Berdy para situação de Oscilação de Potência em um Sistema Teste com Gerador de 390MVA. ....	71
Figura 36 - Comportamento do Método Proposto na detecção de Perda de Excitação em um Sistema Teste contende um Gerador de 390MVA. ....	72
Figura 37 - Comportamento da Metodologia Proposta para o Carregamento de número 20 do Sistema Teste com Gerador de 390MVA .....	73
Figura 38 - Comportamento dos Sinais de Potência Ativa e Reativa para o evento de Perda de Excitação no caso 20 do Sistema Teste com Gerador de 390MVA .....	73
Figura 39 - Sinais de Corrente de Fase do caso 20 para o Gerador de 390 MVA sob efeitos de Perda de Excitação.....	74
Figura 40 - Sinais de Corrente de Fase do caso 20 para o Gerador de 390 MVA sob efeitos de Perda de Excitação.....	74
Figura 41 - Comportamento da Metodologia Proposta para um evento de Oscilação de Potência e Curto-Circuito em Gerador de 390 MVA.....	75

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Panorama geral de velocidades das máquinas síncronas .....	27
Tabela 2 – Polaridade das impedâncias vistas pelo relé.....	46
Tabela 3 - Carregamentos empregados aos geradores nas simulações. ....	61
Tabela 4 - Performance do Método de Mason em Situações de Perda de Excitação .....	62
Tabela 5 - Desempenho do Método de Mason para situações de Curto-Circuito e Oscilações de Potência.....	63
Tabela 6 - Desempenho da Metodologia Proposta para Situações de Perda de Excitação em um Gerador de 80MVA. ....	65
Tabela 7 - Desempenho da Metodologia Proposta na detecção de Oscilações de Potência para um Gerador de 80 MVA. ....	66
Tabela 8 - Desempenho do Método de Berdy para eventos de Perda de Excitação no Gerador de 390MVA. ....	68
Tabela 9 - Desempenho do Método de Berdy para situações de Oscilações de Potência e Curto-Circuito para um Sistema Teste com Gerador de 390MVA.....	70
Tabela 10 - Desempenho da Metodologia Proposta na detecção de Perda de Excitação em um Sistema Teste com Gerador de 390 MVA.....	72

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- X1 – reatância de sequência positiva
- X2 – reatância de sequência negativa
- X0 – reatância de sequência zero
- Xd – reatância de eixo direto
- X'd – reatância transitória de eixo direto
- X" d – reatância subtransitória de eixo direto
- Xq – reatância de eixo de quadratura
- Xp – reatância de potier
- Z - impedância
- Z1- impedância de sequência positiva
- Z2 – impedância de sequência negativa
- Z0 – impedância de sequência zero
- 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
- PS-1.0 – parâmetro de saturação
- PS-1.2 – parâmetro de saturação
- B1 – susceptância de sequência positiva
- B2 – susceptância de sequência negativa
- B0 – susceptância de sequência zero

## SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO .....	17
1.1 Considerações Gerais .....	17
1.2 Revisão Bibliográfica .....	18
1.3 Motivação .....	23
1.4 Objetivos .....	23
1.5 Estrutura do Trabalho .....	24
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	25
2.3 Aspectos Construtivos dos Geradores Síncronos .....	26
2.3.1 Rotor de Polos Salientes .....	26
2.3.2 Rotor de Polos Lisos .....	26
2.3.3 Velocidade de Rotação da Máquina Síncrona .....	26
2.4 Circuito Equivalente do Gerador Síncrono .....	27
2.6 Curva de Capabilidade dos Geradores Síncronos .....	30
2.7 Sistema de Excitação dos Geradores Síncronos .....	31
2.7.1 Tipos de sistemas de excitação .....	33
2.7.1.1 Sistema de excitação com gerador CC e comutador .....	34
2.7.1.2 Sistema com excitatriz alternada e retificadores estacionários .....	35
2.7.1.3 Sistema com excitatriz alternada e retificadores rotativos (excitatriz sem escovas) .....	35
2.7.1.4 Sistema com excitatriz estática .....	36
2.8 PERDA DE EXCITAÇÃO NOS GERADORES SÍNCRONOS .....	37
2.8.1 Causas da Perda de Excitação .....	37
2.8.2 Efeitos da Perda de Excitação nos Geradores Síncronos e Sistemas Elétricos de Potência .....	37
2.9 Proteção Contra Perda de Excitação (ANSI 40).....	43
2.9.1 Relés de Distância .....	44
2.9.2 Plano R-X .....	45
2.10 Oscilações de Potência.....	46
3 TÉCNICAS ANALISADAS.....	48
3.2 Método de proteção proposto por Berdy .....	49
3.3 Metodologia Proposta.....	51
3.3.1 Detecção do Transitório .....	52

4 RESULTADOS .....	60
4.1 Considerações Gerais .....	60
4.1 Desempenho do método proposto por Mason em situações de Perda de Excitação no Gerador Síncrono de 80 MVA .....	61
4.2 Desempenho do método proposto por Mason em situações de Curto-Circuito e Oscilações de Potência no Gerador Síncrono de 80 MVA.....	63
4.3 Desempenho da Metodologia Proposta para eventos de Perda de Excitação no Gerador Síncrono de 80 MVA .....	64
4.4 Desempenho da Metodologia Proposta para eventos de Curto-Circuito e Oscilações de Potência no Gerador Síncrono de 80 MVA.....	66
4.5 Desempenho do método proposto por Berdy em situações de Perda de Excitação no Gerador Síncrono de 390 MVA .....	67
4.6 Desempenho do método proposto por Berdy em situações de Curto-Circuito e Oscilações de Potência no Gerador Síncrono de 390 MVA.....	69
4.7 Desempenho da Metodologia Proposta em situações de Perda de Excitação no Gerador Síncrono de 390 MVA .....	71
4.8 Desempenho da Metodologia Proposta em situações de Curto-Circuito e Oscilações de Potência no Gerador Síncrono de 390 MVA.....	74
4.9 Considerações acerca dos resultados .....	76
5 CONCLUSÃO.....	77
5.1 Sugestão para trabalhos Futuros .....	78
REFERÊNCIAS.....	79
ANEXO A .....	84

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 Considerações Gerais

O sistema de excitação das máquinas síncronas é o responsável por prover corrente contínua aos enrolamentos de campo do gerador síncrono. Através desse sistema, consegue-se regular a tensão terminal da máquina, bem como os limites operacionais e de estabilidade da mesma. Falhas no sistema de excitação podem comprometer a integridade da máquina síncrona, levando-a à danos permanentes.

A perda de excitação dos geradores síncronos, de acordo com a IEEE Std. C37.102-2006 (2007), trata-se de uma condição anormal de funcionamento do gerador e pode ocorrer devido à falhas no sistema de excitação. Entre os efeitos que uma perda de excitação pode trazer para o gerador síncrono, tem-se: consumo elevado de potência reativa, afundamento de tensão, elevação da corrente do estator, redução da potência ativa gerada, torques pulsantes, aquecimento do corpo do rotor e aquecimento do fim do núcleo do estator.

Além disso, a perda de excitação provoca a redução do acoplamento magnético entre rotor e estator, podendo levar a máquina a operar em velocidades além da nominal. A perda de excitação também pode levar a máquina a perder o sincronismo com o sistema elétrico. Sendo assim, além dos efeitos negativos à máquina em falha, a perda de excitação pode causar danos ao sistema elétrico de potência.

Portanto, devido à gravidade dos efeitos da perda de excitação, métodos de proteção contra este evento foram desenvolvidos na literatura visando mitigar os impactos causados.

Nesse contexto, Mason (1949) e Berdy (1975), propuseram métodos de proteção que são utilizados até mesmo nos dias atuais, devido a sua simplicidade de ajuste. Entretanto, percebeu-se ao longo dos anos que estes métodos, em algumas situações, poderiam vir a atuar de forma indevida para eventos de oscilações de potência do sistema elétrico, desligando desnecessariamente unidades geradoras.

Com base nisso, diversos métodos de proteção foram desenvolvidos como forma de melhorar a confiabilidade contra a perda de excitação dos geradores síncronos.

## 1.2 Revisão Bibliográfica

A proteção dos geradores síncronos contra perda de excitação, por algum tempo, foi realizada através de relés de subtensão e subcorrente de campo. Entretanto, este modelo de proteção apresentava algumas dificuldades de ajuste. Quando as máquinas síncronas operavam subexcitadas em períodos de baixa demanda, os ajustes destes relés não conseguiam diferenciar a subexcitação proposital da máquina de eventos de perda de excitação, podendo provocar o desligamento indevido da unidade geradora.

Tendo em vista a dificuldade de se ajustar as proteções de perda de excitação em geradores síncronos baseadas em relés de subtensão e subcorrente, Mason (1949), propôs uma técnica de detecção de perda de excitação utilizando relés de distância do tipo mho. O método proposto por Mason (1949) é fundamentado na impedância medida nos terminais do gerador. Quando a impedância medida encontra-se dentro da zona de atuação do método de proteção, um sinal de trip é enviado para abrir o disjuntor principal do gerador, desconectando a máquina do sistema. Este método é caracterizado por ser de fácil configuração, pois apresenta ajustes simples, o que torna a metodologia muito difundida até mesmo nos dias de hoje. O relé contém um offset equivalente à metade da reatância transitória de eixo direto da máquina ( $X'd/2$ ) e o diâmetro da zona de operação instantânea apresenta comprimento equivalente a reatância de eixo direto da máquina ( $X_d$ ).

Anos após o desenvolvimento do método proposto por Mason, os autores Tremaine e Blackburn (1954) propuseram um novo método, o qual também era fundamentado em um relé mho. Entretanto, com uma área operacional maior que a proposta por Mason. Nesse caso, a zona operacional era limitada por um relé direcional e conectada em série com um relé de subcorrente. Além de oferecer proteção contra perda de excitação, o relé proposto também foi empregado para monitorar o funcionamento de unidades geradoras, já que era capaz de identificar situações em que a máquina operava além de sua curva de capacidade ou próximo de atingir os limites de estabilidade, emitindo efeitos sonoros como forma de identificação destas anormalidades operacionais.

Fatores como oscilações estáveis de potência e a modernização dos geradores síncronos com modelos maiores e mais potentes, influenciaram na seletividade dos métodos de proteção baseados no comportamento da impedância aparente. A

modernização dos geradores síncronos implicou no aumento da zona operacional do relé mho, pois máquinas maiores tendem a apresentar reatância de eixo direto com maior magnitude, tornando mais susceptível à atuação indevida da proteção para eventos de oscilações estáveis de potência.

Com base nisso, Berdy (1975) propôs um novo método para detecção de perda de excitação em geradores modernos. O método de Berdy consistia em dois relés do tipo mho com offset nas zonas operacionais, sendo um com atuação instantânea e outra com atuação temporizada. A zona com atuação instantânea apresenta diâmetro de 1 p.u. na base da máquina, enquanto a zona temporizada apresenta diâmetro equivalente à reatância de eixo direto da máquina síncrona ( $X_d$ ). Assim como no método proposto por Mason, o offset dos relés é equivalente à metade da reatância transitória de eixo direto ( $X'_d/2$ ).

Em 1979, Lee et al. (1979) propuseram um novo modelo de proteção contra perda de excitação. Diferentemente dos métodos desenvolvidos por Mason e Berdy, o método proposto não se tratava de um relé de distância do tipo mho. O esquema de proteção proposto utilizava um relé que monitorava a tensão de campo e a tensão terminal do gerador. A primeira ação do relé quando identificava as subtensões era a de transferir o controle de excitação para o regulador de tensão alternada, ou, em alguns casos, onde apenas um regulador de tensão é empregado, o controle de excitação automático era transferido para o controle de excitação manual. Caso a modificação do sistema de excitação não extinguisse o problema dentro dos critérios de tempo estabelecidos pela proteção, o passo subsequente seria a autorização do trip do gerador. Este sistema, também foi modelado para identificação de sobtensão, já que monitorava os níveis de tensão de campo e dos terminais da máquina. O método proposto por Lee et al. (1979) teve maior sucesso, sendo empregado como complemento aos métodos clássicos de Mason e Berdy, melhorando o desempenho destes.

Na década de 80, Pierre (1985) apresentou um estudo de proteção contra perda de excitação para geradores síncronos operando de forma isolada. Neste trabalho, o autor mostra que, em casos onde não existe um sistema para suprir a demanda de reativos da máquina em falha, as proteções baseadas na impedância vista nos terminais do gerador podem ter dificuldades na detecção de perda de excitação, sendo necessário estudos mais detalhados.

Destaca-se que a temporização da proteção contra perda de excitação pode não ser a solução mais ideal, pois pode deixar a máquina e o sistema elétrico expostos aos problemas recorrentes da perda de excitação por maiores quantidades de tempo, podendo provocar a perda de sincronismo do sistema. Sendo assim, este fato motivou o desenvolvimento de novos trabalhos (TAMBAY & PAITHANKAR, 2005).

Já na década de 90, Sharaf & Lie (1994) apresentaram um novo método de detecção de estabilidade transitória e perda de excitação para geradores síncronos. Tal método era fundamentado em redes neurais e analisava o comportamento dos geradores síncronos através da Transformada Rápida de Fourier (FFT) de variáveis como ângulo do rotor, potência instantânea, velocidade, aceleração, tensão e corrente.

Quatro anos mais tarde, Moore e Stangenberg (1998) elaboraram um trabalho cujo objetivo era a investigação do comportamento da impedância vista nos terminais do gerador em condições de perda de excitação. O trabalho proposto por Moore e Stangenberg reforça os problemas de perda de excitação. Além disso, os autores concluem sobre os testes realizados, alegando que os resultados foram semelhantes aos definidos por Mason. Os eventos de perda de excitação foram provocados por curto-circuito no circuito de campo ou abertura do disjuntor de campo.

Ainda, destaca-se que, motivados pelo fato de que a grande maioria das falhas em geradores síncronos encontram-se no sistema de excitação, Li et al. (2005) propuseram um método de detecção de perda de excitação baseado no ângulo de carga e escorregamento da máquina. No mesmo ano, Tambay e Paithankar (2005), desenvolveram uma técnica adaptativa de detecção de perda de excitação, baseada na taxa de variação da reatância. Os autores alegam que, através da variação da reatância aparente, é possível realizar a distinção entre eventos de perda de excitação e oscilações estáveis de potência.

Morais (2008) apresentou um método de detecção de perda de excitação através da aplicação da teoria de conjunto nebulosos. Já Morais et al (2009) apresentaram um trabalho de avaliação do desempenho de métodos de detecção de perda de excitação, onde foram simulados métodos convencionais e outros métodos que surgiram com a modernização e chegada dos relés digitais. As metodologias foram testadas em inúmeros casos de perda de excitação e oscilações estáveis de potência, onde verificou-se que o método baseado no tomate/lenticular apresentou grande desempenho.

Liu et al. (2013) propuseram um método adaptativo de detecção de perda de excitação baseado em critérios de limite de estabilidade transitória em regime permanente de geradores síncronos.

Também, Amini et al. (2014) desenvolveram um novo método de detecção de perda de excitação. Tal metodologia é baseada na influência do sistema de excitação de um gerador síncrono em sua tensão terminal e potência reativa, onde, nos casos de perda de excitação, esses parâmetros demonstraram um comportamento específico. Gazen et al. (2014), apresentaram um método de detecção de perda de excitação com certas semelhanças aos métodos tradicionais. Entretanto, a diferença é que esta não apresenta característica operacional circular, sendo que a proteção contra perda de excitação proposta apresenta maior coordenação com a curva de capacidade do gerador síncrono, permitindo uma área operacional maior para a máquina.

Gabe (2014) propôs uma técnica de detecção de perda de excitação baseado no filtro morfológico de extração de envoltórias, onde eram extraídas as envoltórias dos sinais de corrente e tensão terminal do gerador síncrono. Tal método detecta rapidamente os eventos de perda de excitação e oscilações estáveis de potência.

Itczak (2016) realizou uma análise da performance do método proposto por Gabe, comparando seu desempenho com os métodos convencionais de Mason (1949) e Berdy (1975). Nesse trabalho, foi concluído que o método baseado na extração de envoltórias detecta rapidamente a perda de excitação em condições de perda total e parcial de campo, bem como não atua de forma indevida para condições de oscilações estáveis de potência.

Com base no estudo desenvolvido por Blumschein et al. (2008), que aplicava o conceito de cálculo contínuo da impedância aparente na detecção de oscilações estáveis de potência no sistema elétrico, Gazen (2015), adaptou o conceito para a detecção de perda de excitação em geradores síncronos. Os resultados das simulações computacionais mostram que o método proposto foi capaz de detectar de forma correta os eventos de perda de excitação, não atuando de forma incorreta para eventos de oscilações estáveis de potência.

Além disso, Kiaei et al. (2018) apresentaram um método que visa melhorar o desempenho dos relés de proteção contra eventos de perda de excitação, o qual é baseado no escorregamento da frequência. O método tem como objetivo evitar a operação indevida dos relés de proteção de perda de excitação em eventos de

oscilações estáveis de potência. Sinais de corrente e tensão são medidos pelo relé 40 e a impedância aparente e o escorregamento da frequência são estimados. O sinal de escorregamento da frequência é analisado e toma-se a decisão de bloquear ou não o funcionamento do relé contra perda de excitação.

Hasani et al. (2018) propuseram um método de detecção de perda de excitação baseado no comportamento do ângulo do rotor ( $\delta$ ). O método foi capaz de distinguir os eventos de perda de excitação dos eventos de oscilações estáveis de potência. Além da variação do ângulo do rotor, o método proposto utiliza a variação da potência reativa e tensão terminal, bem como os níveis de corrente da máquina. Os testes foram comparados ao método convencional de relé de distância do tipo mho com duas zonas de operação.

Noroozi et al. (2018) apresentaram um método rápido de detecção de perda de excitação baseado na variação da potência reativa da máquina. O método analisa a derivada de primeira e segunda ordem dos sinais de potência reativa terminal. O esquema de proteção também foi capaz de diferenciar os eventos de oscilações estáveis de potência de eventos de perda de excitação.

Hasani et al. (2019) abordam uma nova metodologia de detecção de perda de excitação, estimando-se a corrente de campo com base em parâmetros mensuráveis do gerador. Segundo os autores, a ideia principal do método é que uma diferença significativa será criada entre a corrente de excitação medida e as correntes de campo estimadas durante a ocorrência de perda de excitação. Um índice diferencial é introduzido para monitorar a diferença entre estas correntes e detectar os eventos de falhas no sistema de excitação. Desta forma, um circuito de campo detalhado foi implementado para análise dos resultados. A técnica detectou vários tipos de perda de excitação e ofereceu segurança contra atuações indevidas provocadas por oscilações de potência.

Por fim, Marchi et al. (2020), apresenta uma nova abordagem para detecção de Perda de Excitação, além dos dados de conexão da máquina ao sistema elétrico a metodologia utiliza o conhecimento prévio do modelo do gerador. A detecção da Perda de Excitação para este método é baseada na Detecção e Diagnóstico de Modos Defeituosos (FMDD), este algoritmo combina a operação normal e um modelo baseado em Perda de Excitação para decidir em tempo real a ocorrência de uma falha

no sistema de excitação, o algoritmo trabalha baseado na tensão de campo e demais variáveis de estados do gerador síncrono.

### **1.3 Motivação**

Conforme abordado na revisão bibliográfica, muitos métodos de detecção de perda de excitação foram desenvolvidos nos últimos anos. Na maior parte destes trabalhos, a principal motivação dos autores era desenvolver técnicas de proteção com maior eficiência e robustez que os métodos convencionais, construindo lógicas que aumentassem a confiabilidade da proteção contra perda de excitação.

Sendo assim, nos últimos anos foram desenvolvidas inúmeras técnicas de proteção que iam desde a adaptação dos métodos convencionais já existentes até novos conceitos de proteção. Mesmo contendo fácil ajustes, os autores julgavam que o conceito desenvolvido por Mason (1949) poderia atuar de forma incorreta para eventos de oscilações estáveis de potência e que o método contendo temporização proposto por Berdy (1975) poderia não ser a solução mais ideal, tendo em vista que poderia expor o sistema elétrico à condições de perda de sincronismo.

Portanto, motivado pelo crescente número de métodos de proteção contra perda de excitação desenvolvidos nos últimos anos e apresentados na literatura especializado o presente trabalho trata-se de uma proposição de uma nova técnica capaz de detectar eventos de Perda de Excitação, Curto Circuito e Oscilações de Potência.

### **1.4 Objetivos**

Este trabalho tem por objetivo apresentar uma nova proposta para a detecção das perdas de excitação do gerador síncrono, a qual é capaz de diferenciar tais eventos dos casos de curtos-circuitos e oscilações estáveis de potência. Como objetivos específicos, citam-se:

- Revisar a bibliografia acerca dos geradores síncronos e proteções propostas contra a perda de excitação;
- Elaborar um sistema teste no software DigSilent®;
- Criar um banco de sinais obtidos a partir da simulação de diferentes casos de perda de excitação, curtos-circuitos e oscilações de potência,

para geradores de diferentes potências nominais e diferentes carregamentos e condições operacionais do sistema;

- Propor uma nova técnica para detecção das perdas de excitação em geradores síncronos; e
- Avaliar o desempenho da metodologia proposta para os diferentes casos simulados, comparando com aqueles obtidos por outras metodologias apresentadas na literatura especializada.

### **1.5 Estrutura do Trabalho**

No 2º Capítulo, são abordados alguns conceitos acerca dos geradores síncronos, são introduzidos fundamentos sobre perda de excitação, ilustrando os efeitos que esta anormalidade operacional pode trazer para o funcionamento da máquina síncrona.

No 3º Capítulo, é apresentada a metodologia do trabalho realizado, onde são definidos os procedimentos realizados para a análise de desempenho dos métodos para proteção contra a perda de excitação. Ainda, os métodos contra perda de excitação utilizados para a comparação de desempenho com a técnica aqui proposta são apresentados.

No 4º Capítulo, tem-se os resultados obtidos neste trabalho, onde são analisadas situações de perda de excitação, oscilações de potência e curto-circuito. Neste Capítulo, são apresentados os resultados do método proposto, bem como dos métodos convencionais de Mason (1949) e Berdy (1975).

Por fim, o 5º Capítulo apresenta as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros.

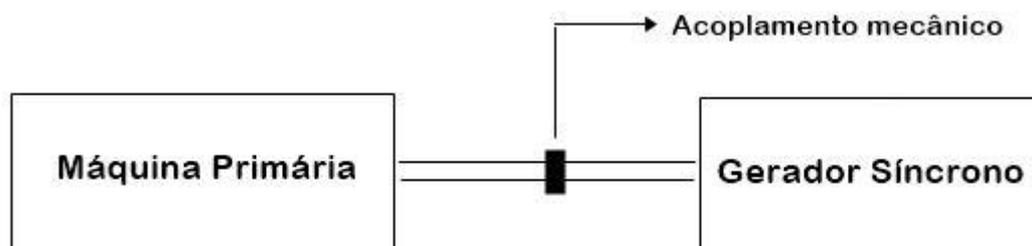
## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Gerador Síncrono e seu Princípio de Funcionamento

O Gerador Síncrono trata-se de uma máquina que se encontra presente na grande maioria dos sistemas de geração ao redor do mundo, tal predominância deve-se à sua característica de gerar energia elétrica com frequência constante. De acordo com Chapman (2013), os Geradores Síncronos, também conhecidos como Alternadores, são máquinas síncronas utilizadas para conversão de potência mecânica em potência elétrica alternada.

A potência mecânica fornecida aos geradores síncronos é provida das máquinas primárias. Tais máquinas podem ser motores à combustão, turbinas a gás, turbinas hidráulicas ou turbinas a vapor, que através de um acoplamento mecânico permite que seja aplicado torque ao eixo do gerador síncrono, conforme apresentado na Figura 1.

Figura 1 - Acoplamento mecânico entre Máquina primária e Gerador Síncrono.



Fonte: Autoria Própria.

A máquina síncrona é dividida substancialmente em duas partes: Rotor e estator. No estator das máquinas síncronas, encontram-se os enrolamentos de armadura, que conforme definido por Chapman (2013), referem-se ao enrolamento no qual é induzida a tensão principal da máquina. Já o rotor da máquina é o local onde é produzido o campo magnético principal. O rotor de um gerador síncrono pode ser projetado com ímãs permanentes ou eletroímãs. Quando o campo magnético produzido no rotor é feito através de eletroímãs, faz-se necessário a presença de enrolamentos de campo. Estes enrolamentos serão alimentados por corrente contínua e designados à magnetização do material magnético presente no rotor. (CHAPMAN, 2013)

O funcionamento da máquina é simples: a máquina primária irá aplicar um torque no eixo do rotor. O rotor em movimento provocará a produção de um campo magnético girante. Os enrolamentos do estator da máquina, quando imersos ao campo magnético girante provocado pela movimentação do rotor, serão excitados, sendo induzida tensão nesses enrolamentos.

## **2.3 Aspectos Construtivos dos Geradores Síncronos**

Os alternadores, são comercialmente conhecidos como geradores de polos salientes ou geradores de polos lisos. Esta característica deve-se à construção do rotor da máquina síncrona, que pode ter o seu polo magnético projetado de forma saliente ou lisa.

### **2.3.1 Rotor de Polos Salientes**

Nos geradores síncronos com polos salientes, o rotor da máquina apresenta polos magnéticos protuberantes, ou seja, que se sobressaem radialmente do rotor. Normalmente, os rotores destas máquinas são compostos por quatro ou mais polos (Chapman, 2013).

### **2.3.2 Rotor de Polos Lisos**

O rotor de polos lisos conta com polos não salientes. Normalmente, este tipo de rotor é construído com apenas um par ou dois pares de polos.

### **2.3.3 Velocidade de Rotação da Máquina Síncrona**

De acordo com Kosow (1982), a frequência do gerador síncrono depende do número de polos e de uma constante construtiva da máquina. Na Equação 1 pode-se observar a relação entre frequência síncrona ( $f_{se}$ ), número de polos ( $P$ ) e velocidade mecânica do rotor em rpm ( $n_{mec}$ ).

$$f_{se} = \frac{n_{mec} * P}{120} \quad (1)$$

Com base na Equação 1 e conforme exposto por Chapman (2005), a frequência elétrica produzida está vinculada à velocidade mecânica de rotação do gerador. Sendo assim, o campo magnético girante produzido no rotor irá girar com a mesma velocidade do eixo.

Ainda na Equação 1, pode-se observar que a velocidade mecânica do eixo do gerador é inversamente proporcional ao seu número de polos, ou seja, quanto maior o número de polos, menor será a velocidade mecânica da máquina. Sendo assim, os geradores com rotores de polos lisos são normalmente acionados por turbinas à vapor, pois estas trabalham em altas velocidades (entre 1800 e 3600 rpm) e este modelo de rotor possui no máximo dois pares de polos. Saadat (1999), enfatiza que este tipo de rotor apresenta um comprimento axial relativamente grande e um pequeno diâmetro, inibindo as forças centrífugas, sendo muito importante para operações em alta velocidade.

As máquinas de polos salientes normalmente são empregadas em situações de baixas velocidades, devido ao seu maior número de polos e aerodinâmica do rotor, que com os polos protuberantes apresentam maior força centrífuga. De acordo com Saadat (1999), estas máquinas normalmente são empregadas em centrais hidroelétricas, acopladas às turbinas hidráulicas. Na Tabela 1, pode-se observar as velocidades das máquinas síncronas para diferentes frequências do sistema e números de polos do rotor.

Tabela 1 - Panorama geral de velocidades das máquinas síncronas

RELAÇÕES VELOCIDADE-FREQUÊNCIA PARA VÁRIOS NÚMEROS DE PÓLOS EM MÁQUINAS SÍNCRONAS CA			
Número de Pólos	Frequência Desejada		
	25 Hz *	50 Hz*	60 Hz*
2	1500 rpm**	3000 rpm**	3600 rpm**
4	750	1500	1800
6	500	1000	1200
8	375	750	900
10	300	600	720
12	250	500	600
14	$214 \frac{2}{7}$	$428 \frac{4}{7}$	$514 \frac{2}{7}$

\* Frequência em hertz (ciclos por segundo)  
 \*\* Velocidade em rotações por minuto

Fonte: Adaptado de Kosow (1982).

## 2.4 Circuito Equivalente do Gerador Síncrono

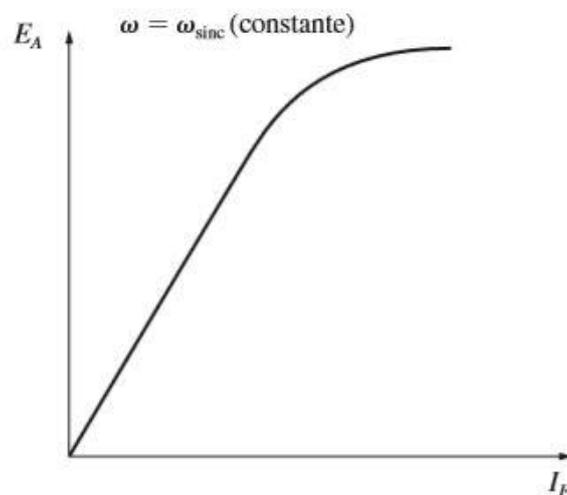
A tensão interna gerada por um gerador síncrono ( $E_A$ ) é representada conforme Equação 2:

$$E_A = K\phi\omega \quad (2)$$

Na Equação 2, o termo  $K$  trata-se dos aspectos construtivos da máquina. O termo  $\omega$  representa a frequência angular da máquina síncrona, que pode ser mensurada em radianos elétricos por segundo, bem como em radianos mecânicos por segundo. Já a variável  $\phi$ , trata-se do fluxo magnético da máquina, sendo proporcional à corrente de campo  $I_F$ . Portanto, a tensão interna gerada no gerador síncrono relaciona-se diretamente com a corrente de campo da máquina (Chapman, 2013).

A medida que  $I_F$  aumenta, o fluxo magnético  $\phi$  concatenado nos enrolamentos de armadura é maior. Conseqüentemente, o aumento do fluxo magnético implicará na elevação da tensão induzida nos enrolamentos do estator. O fator limitante para o aumento do fluxo é a saturação do núcleo magnético do rotor do gerador. Na Figura 2 pode-se observar a curva de magnetização do gerador síncrono.

Figura 2 - Curva de magnetização do gerador síncrono.



Fonte: Chapman (2013)

A tensão interna gerada ( $E_A$ ), não é necessariamente a mesma tensão que aparece nos terminais da máquina. A tensão  $E_A$  é a tensão induzida nos enrolamentos de fase do estator da máquina, enquanto que a tensão nos terminais por fase da máquina, é denominada como tensão de fase ( $V_\phi$ ).

Quando o gerador não alimenta cargas, a tensão de fase da máquina será igual a tensão interna produzida ( $V_\phi = E_A$ ). De acordo com a literatura, existe um conjunto de fatores que podem implicar na diferença entre estas tensões. De acordo com

Chapman (2013, p. 198), existem quatro fatores que podem provocar diferenças entre  $V_\phi$  e  $E_A$ .

- A distorção do campo magnético do entreferro pela corrente que flui no estator, denominada reação de armadura.
- A autoindutância das bobinas da armadura.
- A resistência das bobinas de armadura.
- O efeito do formato dos polos salientes do rotor.

Desta forma, a tensão de fase de um gerador síncrono quando este alimenta uma carga é representada na Equação 3.

$$V_\phi = E_A - jX_A - jX_{A/A} - R_A I_A \quad (3)$$

Onde  $R_A$  e  $I_A$  representam a resistência dos enrolamentos de armadura e corrente de fase dos enrolamentos do estator, respectivamente. O termo  $-jX I_A$  equivale a queda de tensão provocada pela reação de armadura e  $-jX_{A/A}$  trata-se da queda de tensão provocada pela autoindutância dos enrolamentos de armadura.

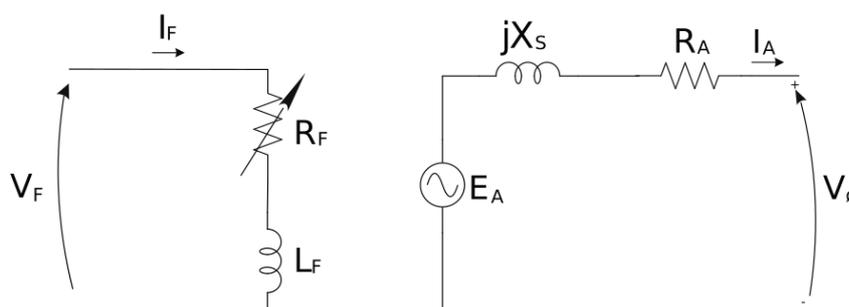
Normalmente, a reatância da reação de armadura e a reatância referente a autoindutância dos enrolamentos de armadura são representadas por um único termo. A soma destas duas reatâncias resulta na reatância síncrona da máquina ( $X_s$ ), assim apresentada na Equação 4. Desta maneira, a Equação 3 é comumente expressa conforme a Equação 5.

$$X_s = X + X_A \quad (4)$$

$$V_\phi = E_A - jX_s I_A - R_A I_A \quad (5)$$

Portanto, como todos os efeitos citados são subtrativos à tensão interna gerada pela máquina, o circuito equivalente de fase de um gerador síncrono pode ser representado conforme Figura 3.

Figura 3 - Circuito equivalente do gerador síncrono.



Fonte: Adaptado de Chapman (2013)

Para um gerador síncrono trifásico a tensão de linha nos terminais da máquina é obtida através da Equação 6.

$$V_L = \sqrt{3}V_\phi \quad (6)$$

## 2.6 Curva de Capabilidade dos Geradores Síncronos

A curva de capacidade dos geradores síncronos define os limites operacionais da máquina. Nesta curva estão expostos os limites térmicos do circuito do rotor e do estator, bem como os limites de estabilidade em regime permanente, do inglês *steady-state stability limit* (SSSL). Para máquinas de polos lisos também é representado o limite de aquecimento da extremidade do núcleo do estator. A curva de capacidade é exibida no plano P-Q, os pontos operacionais da máquina são aqueles que estão contidos simultaneamente dentro das regiões que representam fatores limitantes para o funcionamento da máquina.

Na Figura, 4 é reproduzida a curva de capacidade do gerador síncrono. Nesta ilustração, pode-se observar três regiões definidas (segmentos I, II e III), de acordo com Alla et. al. (2018) estas regiões são estabelecidas da seguinte forma:

I. Limite térmico dos enrolamentos de campo, impõe o limite de geração de potência reativa do gerador. Trata-se da região de sobreexcitação dos geradores síncronos.

II. Limite térmico dos enrolamentos do estator, esta região impõe limites à potência ativa do gerador, considerando fator de potência próximo da unidade.

III. O tipo do rotor do gerador define os limites de subexcitação na curva de capacidade.

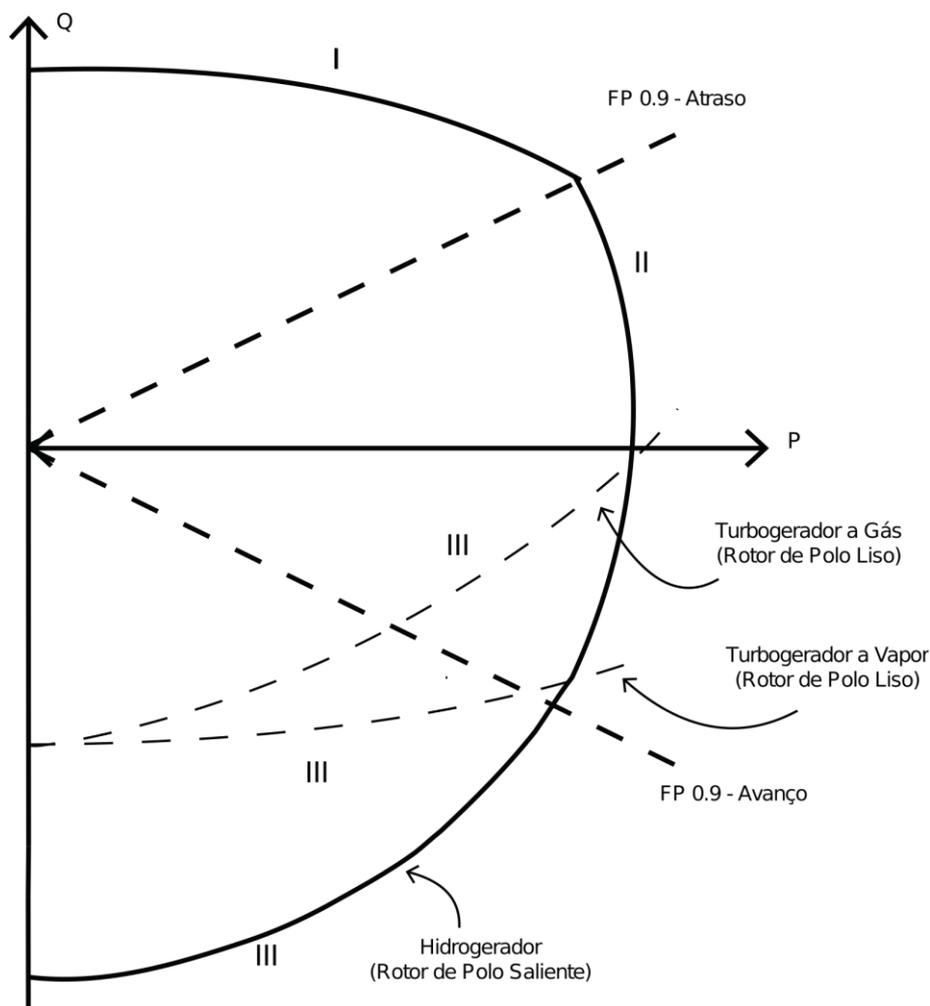
a) Para geradores com rotor de polos lisos, os limites para importação de reativos dependem do limite de aquecimento da extremidade do núcleo do estator.

b) Para geradores de polos salientes, o limite de subexcitação relaciona-se com o limite térmico dos enrolamentos do estator. Alla et. al. (2018) ressaltam que para geradores de polos salientes com reatância síncrona de eixo direto,  $X_d$ , menor que 1.0 p.u., existem apenas dois limites para a máquina, que são delimitados pelos segmentos I e II. Entretanto, o SSSL é normalmente mais restritivo que o limite térmico dos enrolamentos do estator, sendo assim, geralmente este fator acaba por definir o limite de subexcitação da máquina.

## **2.7 Sistema de Excitação dos Geradores Síncronos**

O sistema de excitação tem como principal função fornecer corrente contínua ao circuito de campo do gerador síncrono. De acordo com Kundur (1994), controlando a tensão de campo e conseqüentemente a corrente de campo, o sistema de excitação executa funções de controle e proteção indispensáveis para o desempenho satisfatório do sistema de potência. O sistema de excitação é responsável por controlar os níveis de tensão nos terminais da máquina, bem como controlar o fluxo de potência reativa dos geradores.

Figura 4 - Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono

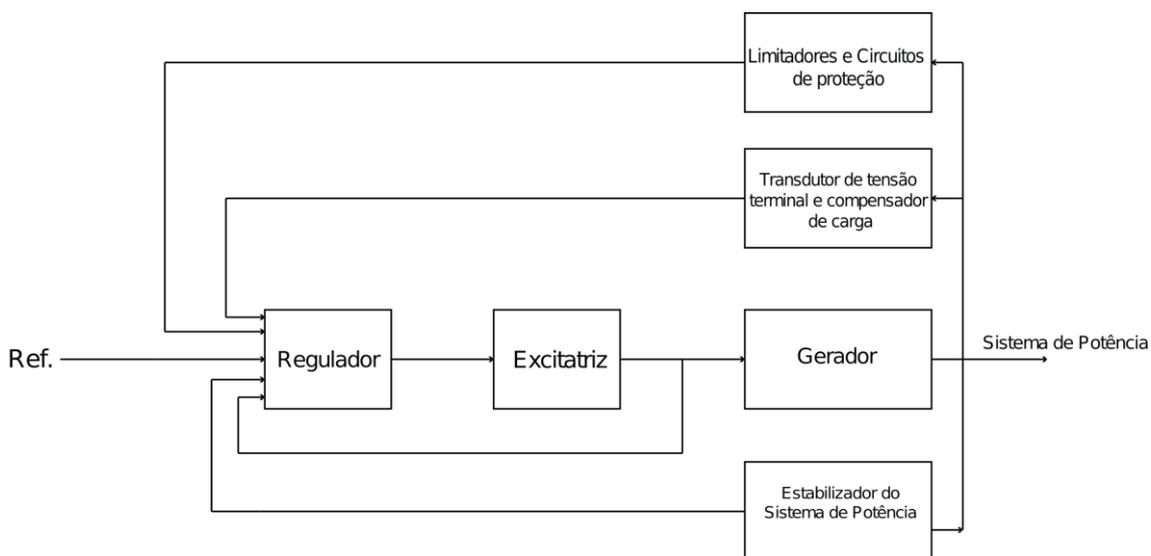


Fonte: Adaptado de Alla et. al. (2018)

O sistema de excitação magnetiza o rotor e permite à máquina síncrona operar sem perda de sincronismo com o sistema, mesmo havendo mudanças no carregamento do gerador ao longo do período de operação, adequando os níveis de tensão e corrente terminal. Portanto, o sistema de excitação é fundamental para que a máquina opere de forma adequada e produza a energia elétrica demandada pelo sistema elétrico.

Na Figura 5, pode-se observar um diagrama contendo os blocos funcionais de um sistema de excitação.

Figura 5 - Diagrama de blocos de um típico sistema de excitação



Fonte: Adaptado de Kundur (1994)

A excitatriz é o bloco responsável por prover potência em corrente contínua aos enrolamentos de campo da máquina. Já o bloco regulador, processa e amplifica os sinais de entrada para uma condição apropriada para o bloco de controle da excitatriz, que irá adequar os níveis de potência para o circuito de campo. O transdutor de tensão terminal e compensador de carga, trata-se de um bloco cuja função é medir a tensão terminal do gerador. No transdutor a tensão medida é retificada e filtrada, o sinal deste bloco é comparado ao valor de referência (Ref.), o qual representa o valor de tensão terminal desejado. Este bloco, também pode indicar a necessidade de compensação de carga caso deseje-se manter constante o nível de tensão terminal da máquina.

Já o bloco estabilizador do sistema de potência tem por função amortizar as oscilações de potência do sistema elétrico, sendo assim, comunica comunicando as variações de velocidade do rotor da máquina e variações de frequência ao regulador. A função do bloco limitador e dos circuitos de proteção é assegurar o funcionamento do gerador dentro de sua condição de capacidade, respeitando os limites de excitação e sincronismo da máquina (Kundur, 1994).

### 2.7.1 Tipos de sistemas de excitação

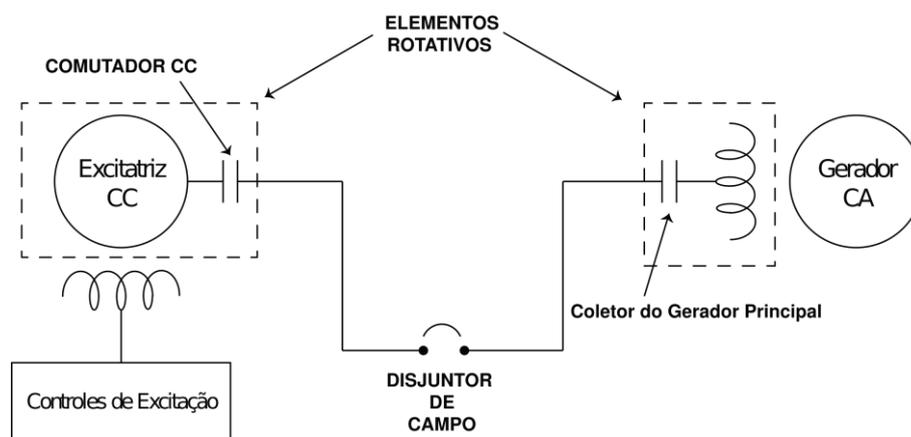
De acordo com a IEEE Std C37.102-2006 (2007), existem basicamente quatro tipos de sistemas de excitação que são empregados para controlar a saída de máquinas de corrente alternada. Os sistemas de excitação são: Sistema de excitação com gerador CC e comutador, sistema com excitatriz alternada e retificadores

estacionários, sistema com excitatriz alternada e retificadores rotativos (excitatriz sem escovas) e sistema com excitatriz estática.

### 2.7.1.1 Sistema de excitação com gerador CC e comutador

O Sistema de excitação desta categoria utiliza geradores de corrente contínua para gerar a corrente demandada pelo circuito de campo do gerador principal (gerador síncrono). Na Figura 6, pode-se observar este sistema. O controle de excitação alimenta o campo estacionário da excitatriz CC, e a armadura rotativa da excitatriz CC através de um comutador, fornece a potência para o circuito de campo do gerador síncrono. Entre o comutador e o coletor do gerador principal encontra-se o disjuntor de campo. (IEEE Std C37.102-2006, 2007)

Figura 6 - Sistema de excitação com gerador CC e comutador.



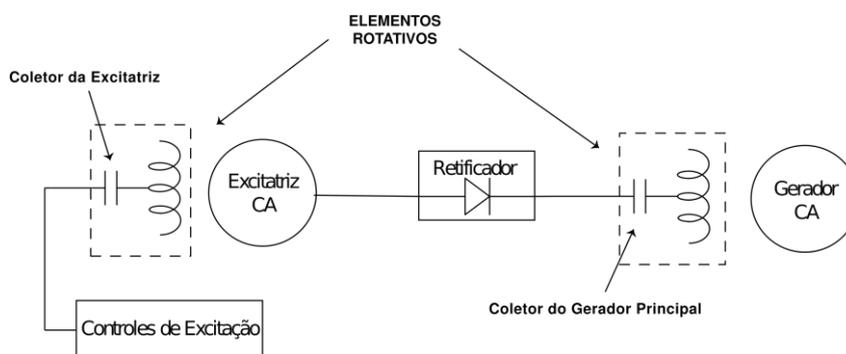
Fonte: Adaptado de IEEE Std C37.102-2006 (2007).

A armadura rotativa da excitatriz é acionada pelo mesmo eixo do circuito de campo do gerador principal, ou pode ser acionada por um motor operando separadamente. Os sistemas de excitação em corrente contínua foram os primeiros sistemas de excitação projetados, sendo predominantemente utilizados entre as décadas de 1920 e 1960. Em meados da década de 1960 foram substituídos por excitatrizes de corrente alternada. Sendo assim, este sistema é muito encontrado em máquinas antigas ou de pequeno porte (IEEE Std C37.102-2006, 2007; KUNDUR, 1994).

### 2.7.1.2 Sistema com excitatriz alternada e retificadores estacionários

Desenvolvido para eliminar os problemas de comutação de altas correntes para máquinas de médio e grande porte, o sistema de excitação com excitatriz alternada e retificadores estacionários, apresentado na Figura 7, usa um alternador com circuito de campo em rotação, o circuito de campo é movido pelo eixo do gerador CA principal. A corrente do circuito de campo do alternador excitador é obtida dos controles de excitação, através de escovas e anéis coletores. A potência CA trifásica do alternador de excitação é retificada por uma ponte completa de diodos. A corrente contínua de saída do retificador alimenta o circuito de campo do gerador principal, porém, como o retificador encontra-se estático e o circuito de campo do gerador principal em movimento, a alimentação do circuito de campo é realizada através de escovas e anéis coletores (IEEE Std C37.102-2006, 2007).

Figura 7 - Sistema com excitatriz alternada e retificadores estacionários.

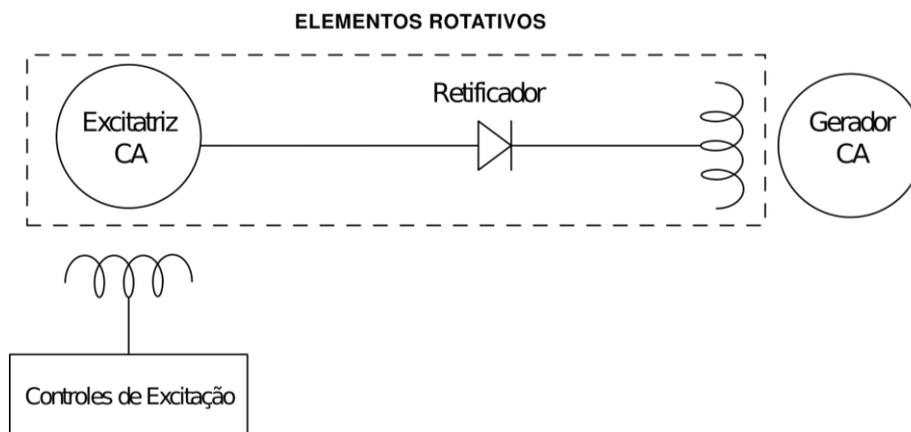


Fonte: Adaptado de IEEE Std C37.102-2006 (2007).

### 2.7.1.3 Sistema com excitatriz alternada e retificadores rotativos (excitatriz sem escovas)

O sistema com excitatriz alternada e retificadores rotativos também utiliza um alternador, mas este alternador apresenta uma dinâmica diferente, o rotor abriga o circuito induzido e o estator o circuito de excitação. Neste modelo todos as escovas e comutadores são eliminados. Para esta configuração de sistema, o circuito de armadura (induzido), a ponte completa de diodos (retificador) e o circuito de campo do gerador principal estão dispostos no mesmo eixo. Todas as conexões são feitas ao longo do eixo ou em seu centro. Na Figura 8, pode-se observar o modelo descrito, onde encontram-se ilustrado as respectivas partes móveis e fixas do conjunto (IEEE Std C37.102-2006, 2007).

Figura 8 - Sistema com excitatriz alternada e retificadores rotativos.

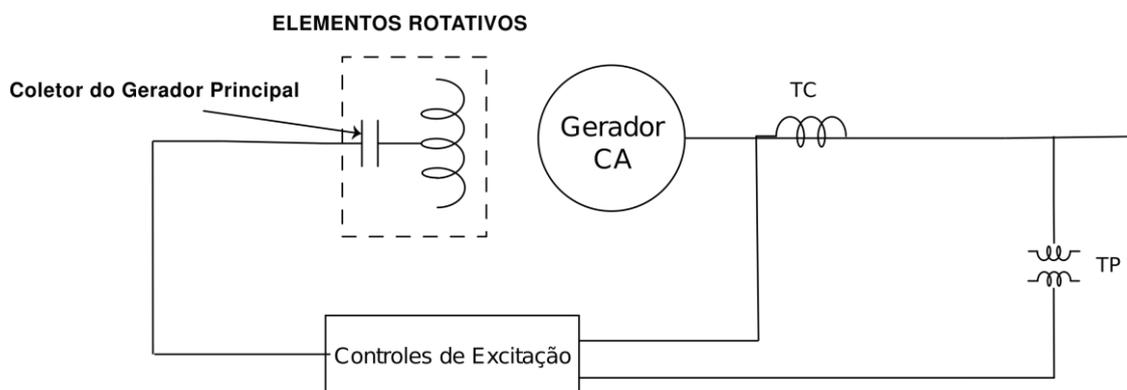


Fonte: Adaptado de IEEE Std C37.102-2006 (2007).

#### 2.7.1.4 Sistema com excitatriz estática

Sistemas de excitação com excitatriz estática obtêm sua potência através dos sinais de saída do gerador ou do sistema em que este encontra-se conectado. Os sinais de saída são obtidos através dos transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial (TPs), os sinais destes medidores são retificados e levados aos controles de excitação, que interpretam os sinais. Os controles de excitação alimentam o circuito de campo do gerador, esta alimentação ocorre através de escovas e anéis coletores. Na Figura 9, pode-se observar um esquemático deste sistema (IEEE Std C37.102-2006, 2007).

Figura 9 - Sistema com excitatriz estática.



Fonte: Adaptado de IEEE Std C37.102-2006 (2007).

## **2.8 PERDA DE EXCITAÇÃO NOS GERADORES SÍNCRONOS**

De acordo com a IEEE Std C37.102-2006 (2007), a Perda de Excitação (PE) trata-se de uma condição anormal de operação dos geradores síncronos. A perda de excitação ocorre quando o sistema de excitação, devido a uma falha, deixa de fornecer potência ao circuito de campo do gerador síncrono. Este problema implica em graves consequências ao sistema elétrico de potência e possíveis danos a máquina síncrona.

### **2.8.1 Causas da Perda de Excitação**

A perda de excitação nos Geradores Síncronos pode ser provocada por diversos fatores. A IEEE Std C37.102-2006 (2007), afirma que as falhas mais comuns do sistema de excitação são:

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

### **2.8.2 Efeitos da Perda de Excitação nos Geradores Síncronos e Sistemas Elétricos de Potência**

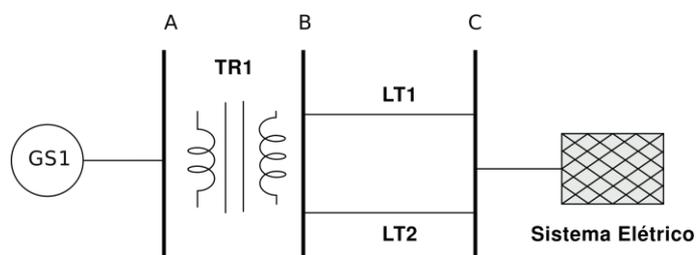
Quando a excitatriz do sistema de excitação deixa de alimentar o circuito de campo do gerador síncrono, o nível de magnetização do rotor diminui, sendo assim, um campo magnético menor é produzido para excitar os enrolamentos do estator, desta forma, a tensão induzida no estator é de menor magnitude quando comparada à tensão induzida em condições nominais de operação. Devido a redução da tensão induzida, o acoplamento magnético entre rotor e estator é menor, fazendo com que a potência mecânica aplicada pela máquina primária resulte em maiores velocidades de rotação do eixo do gerador. Devido à perda de excitação, e a consequente subexcitação da máquina, o gerador opera como gerador de indução e obtém a sua

excitação através dos reativos da rede, sendo assim, a máquina passa a drenar altas quantidades de reativos do sistema elétrico. Essa grande quantidade de reativos drenados, causa problemas na máquina em falha, e quando presente, em máquinas adjacentes à esta. (MACKENZIE et al., 1975)

De acordo com Reimert (2006), a redução do acoplamento magnético entre rotor e estator provocado pela redução da tensão induzida tem influência no sincronismo da máquina com o sistema elétrico. o autor acrescenta que, em algum momento, o acoplamento magnético será tão fraco que a máquina será incapaz de converter toda a potência mecânica aplicada pela máquina primária em potência elétrica e o gerador perderá o sincronismo. Portanto, quando há perda de excitação na máquina síncrona alguns indicadores se apresentam, dentre os quais destacam-se a redução da tensão terminal, o consumo de elevadas quantidades de reativos pela máquina em falha e o aumento da corrente terminal da mesma.

Na Figura 10, pode-se observar um sistema teste contendo um gerador síncrono operando paralelamente a um respectivo sistema elétrico de potência. Foi simulado no software DigSilent PowerFactory® um evento de perda de excitação para esta máquina. O gerador síncrono, GS1, possui potência de 80 MVA e operava com aproximadamente 100% de sua capacidade nominal, o evento de perda de excitação foi provocado pela anulação da tensão de campo dois segundos após o início da simulação. O banco de dados da simulação foi processado no software Matlab®.

Figura 10 - Sistema teste contendo uma máquina.



Fonte: Autor.

O comportamento da Potência Ativa ( $P$ ) e Potência Reativa ( $Q$ ) na ocorrência de PE no Gerador Síncrono 1 (GS1) pode ser observada na Figura 11. Percebe-se que, logo após a falha do sistema de excitação (a partir de dois segundos do início da simulação), o gerador síncrono passa a drenar reativos da rede, operando como gerador de indução. O gerador opera como gerador de indução até aproximadamente

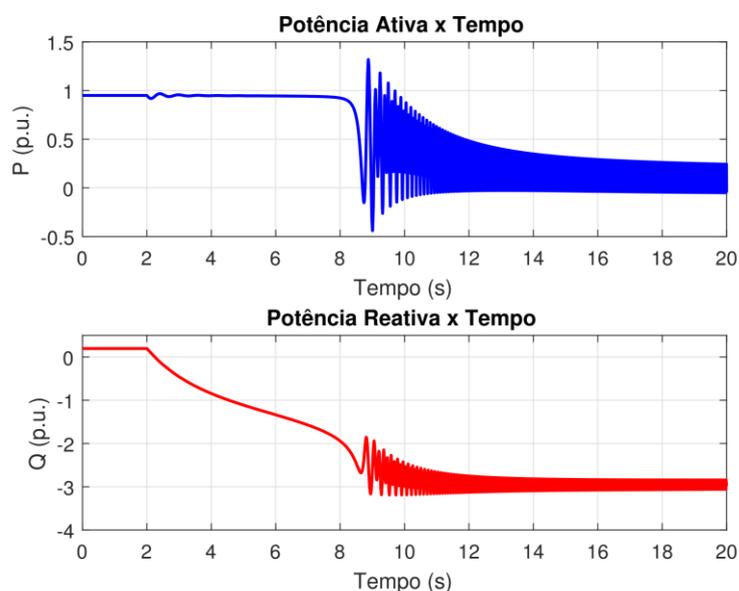
oito segundos de simulação. Após este instante, percebe-se a redução da potência gerada e nos segundos subsequentes a perda de estabilidade da máquina.

Na Figura 12, tem-se a corrente e a tensão terminal do gerador síncrono. Percebe-se que após a falha, a tensão terminal da máquina decai e a corrente terminal aumenta, esses efeitos acontecem devido à grande quantidade de reativos demandado pela máquina.

Outro fator que é afetado pela PE, é o carregamento da máquina. Devido à grande demanda de reativos para que a gerador gere energia como gerador de indução, o carregamento aumenta e os limites térmicos da curva de capacidade podem ser extrapolados. Na Figura 13, percebe-se o aumento do carregamento da máquina após a falha do sistema de excitação, chegando em níveis superiores à 150% em aproximadamente seis segundos após o início da PE.

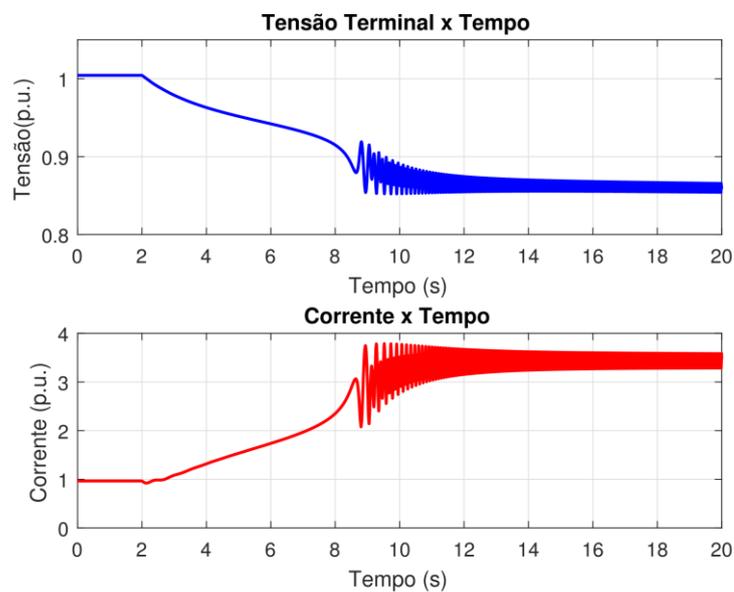
De acordo com Darron et al. (1975), um sistema de potência forte pode fazer com que a máquina em falha seja forçada a operar por mais tempo como gerador de indução. Na Figura 14, tem-se o mesmo sistema teste apresentado na Figura 11, entretanto, agora com um segundo m Gerador Síncrono (GS2), conectado a barra A. Esta segunda máquina tem potência nominal de 390 MVA, tornando o sistema mais robusto, podendo suprir por mais tempo os reativos demandados pela máquina GS1 em falha.

Figura 11 - Comportamento da potência ativa e reativa de um sistema teste contendo um gerador.



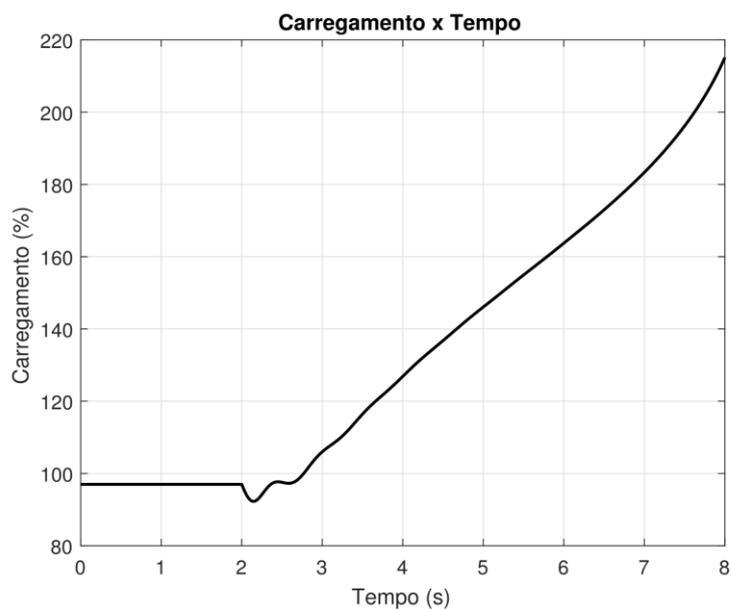
Fonte: Autor.

Figura 12 - Comportamento da tensão e corrente terminal de um sistema teste contendo um gerador.



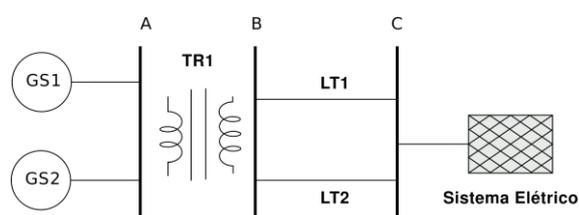
Fonte: Autor.

Figura 13 - Carregamento do gerador síncrono sob influência de perda de excitação.



Fonte: Autor.

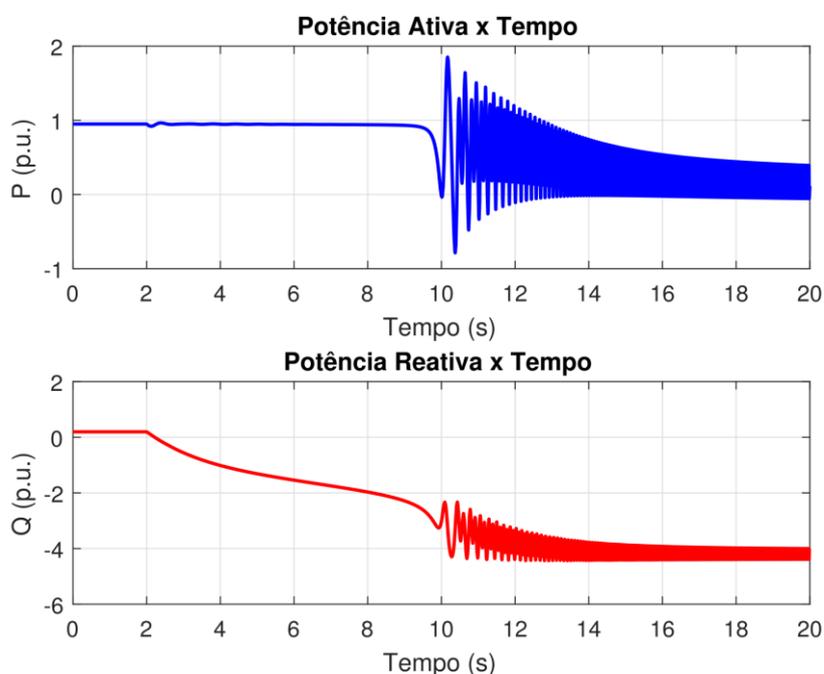
Figura 14 - Sistema teste contendo dois geradores.



Fonte: Autor.

Assim como no caso do sistema teste anterior, a falha do sistema de excitação da máquina GS1 ocorre após transcorrido dois segundos de simulação. Na Figura 15, tem-se os gráficos de potência ativa e reativa de GS1. Percebe-se que a máquina veio a perder a estabilidade em aproximadamente dez segundos após o início de simulação, diferentemente do caso anterior, em que a perda de estabilidade era visível a partir de oitos segundos de simulação.

Figura 15 - Comportamento da potência ativa e reativa do gerador em perda de excitação na presença de um sistema teste mais robusto.



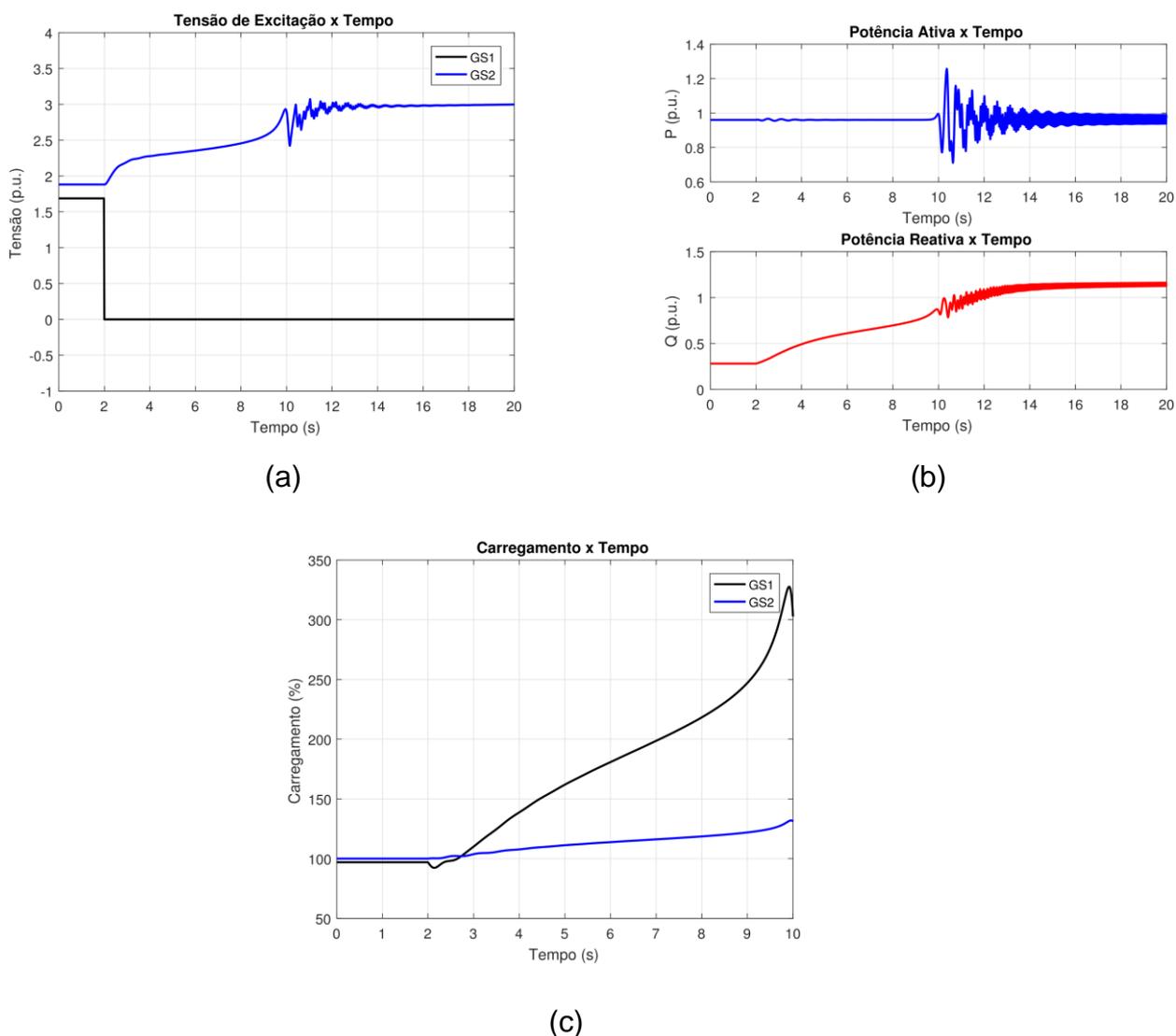
Fonte: Autor.

A falha em GS1 faz com que a máquina GS2 injete maiores quantidades de reativos, trabalhando de forma sobrecarregada. Na Figura 16, o gráfico (a), ilustra a tensão aplicada no sistema de excitação. Percebe-se que quando a tensão de excitação de GS1 torna-se igual a zero, a tensão de excitação de GS2 aumenta. A consequência do aumento de tensão do sistema de excitação é a produção de reativos em maiores quantidades, que pode ser observado no gráfico (b). Além disso, a perda de excitação pode provocar o aumento do carregamento em ambas as máquinas, conforme ilustrado no gráfico (c).

Sendo assim, entre os principais danos que podem ser causados aos geradores síncronos, temos as sobrecorrentes no estator, aumento de temperatura

do corpo do rotor devido à grande quantidade de correntes induzidas, torques pulsantes aplicados ao rotor e aquecimento do final do núcleo do estator (REIMERT, 2006). Todos estes efeitos ocorrem em decorrência da PE, que conforme dito anteriormente, pode provocar a diminuição do acoplamento magnético entre rotor e estator, bem como drenar elevadas quantidade de reativos do sistema elétrico.

Figura 16 - Comportamento do gerador GS2 quando GS1 opera com perda de excitação



Fonte: Autor.

Se o gerador síncrono opera inicialmente com carga total, quando ocorre a perda de excitação a velocidade da máquina poderá sofrer um acréscimo de 2% a 5% da velocidade nominal. Esta condição de aumento de velocidade pode ser especialmente prejudicial à geradores síncronos acionados por turbinas a vapor, que

operam em velocidades elevadas. Por outro lado, se um gerador opera com carga reduzida, por volta de 30% de carregamento, a velocidade da máquina pode ultrapassar a velocidade nominal em níveis de 0,1% a 0,2%, drenando menores quantidades de reativos do sistema. (IEEE Std C37.102-2006, 2007)

De acordo com a IEEE Std C37.102-2006 (2007), hidrogeradores quando alimentam cargas de 20% a 25% de sua capacidade nominal, podem gerar energia como gerador de indução sem perder o sincronismo na ocorrência de perda de excitação. Entretanto, se a perda de excitação ocorrer quando à máquina opera a plena carga, os efeitos da perda de excitação serão semelhantes aos que ocorrem em geradores conduzidos por turbina a vapor. Essa possibilidade de gerar energia elétrica como gerador de indução sem maiores danos, pode estar atrelada ao fato de que em geradores síncronos de polos salientes, quase sempre existem os enrolamentos amortecedores que são projetados para transportar correntes induzidas devido ao escorregamento entre rotor e campo magnético estatórico (ANDERSON, 1998).

O tempo no qual as máquinas síncronas suportam estarem sujeitas a eventos de perda de excitação estão diretamente relacionadas as especificações técnicas da máquina, definidas pelos respectivos fabricantes. Algumas máquinas podem operar sob influência de perda de excitação por até alguns minutos, entretanto, outras máquinas podem suportar apenas alguns segundos. Esta resiliência da máquina quanto à PE, normalmente, está atrelada à sua capacidade de operação e carregamento.

Além dos danos implicados ao gerador síncrono, a perda de excitação pode devido à grande quantidade de reativos demandada pela máquina em falta, causar colapsos de subtensão no sistema elétrico de potência. Darron et al. (1975) chama a atenção que sistemas de transmissão pouco robustos podem sofrer grandes quedas de tensão para prover a potência reativa demanda pela máquina em falha, podendo ocasionar *trip* em outros equipamentos do sistema.

As especificações técnicas dos sistemas analisados encontram-se no Apêndice A.

## **2.9 Proteção Contra Perda de Excitação (ANSI 40)**

A proteção contra perda excitação, denominada como ANSI 40, tem como função detectar os eventos de PE. Tal proteção, quando ativada, realiza a abertura do disjuntor de campo e do disjuntor principal do gerador síncrono. Os relés de distância,

função ANSI 21, que normalmente são empregados na proteção de linhas de transmissão, também são utilizados para a detecção de perda de excitação em geradores síncronos, entretanto, neste caso, sendo do tipo mho, de acordo com os princípios desenvolvidos por Mason (1949) (GAZEN, 2015; MORAIS, 2009).

Ao longos dos últimos anos foram desenvolvidos inúmeras metodologias para detecção de perda de excitação, porém, atualmente a perda de excitação em geradores síncronos, na prática, ainda são detectadas através de metodologias clássicas como as de Mason (1949) e Berdy (1975), estas metodologias são fundamentadas no relé de distância, onde detectam o caminho da impedância aparente dos terminais do gerador no plano R-X. Outra característica destas metodologias é a simplicidade dos ajustes da proteção, sendo este, um dos principais motivos pela predominância destes modelos de proteção na detecção de eventos de PE.

A proteção 40, é imprescindível para geradores com potência nominal superior a 5 MVA, entretanto, o emprego desta proteção para máquinas de menor porte é opcional. Normalmente, para geradores síncronos de pequeno porte, a proteção contra perda de excitação pode ser realizada através da adaptação de relés de fator de potência (ANSI 55) ou relés de potência reversa (ANSI 32), a adaptação também pode ser feita com detectores de corrente no circuito de excitação (CIGRÉ, 2011; GAZEN, 2015).

Sendo assim, de acordo com Dias & Elkateb (1992), na presença de perda de excitação, o relé de proteção deve atuar seguindo os seguintes preceitos:

- O relé deve operar de forma eficaz na presença de eventos de PE, mitigando os impactos à máquina síncrona e ao sistema elétrico;
- O relé não deve atuar desnecessariamente para eventos de Oscilações Estáveis de Potência (OEP) ou distúrbios transitórios, aumentando a confiabilidade do sistema elétrico.

### **2.9.1 Relés de Distância**

Os Relés de distância (ANSI 21) são muito difundidos na proteção de sistemas elétricos de potência. Este modelo de relé é muito utilizado na proteção de linhas de

transmissão onde detectam sobrecorrentes de forma temporizadas com as funções 50/51 e 50/51N.

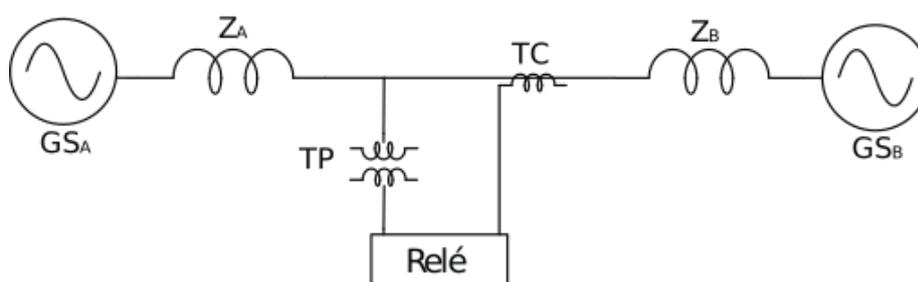
Entretanto, além da aplicação de proteção de sobrecorrentes em linhas de transmissão os relés de distância podem ser aplicados na proteção contra perda de excitação em geradores síncronos. Neste caso, o relé de distância trata-se de um relé de admitância do tipo mho que através do Plano R-X e da trajetória geométrica da carga é capaz de detectar os eventos de perda de excitação.

### 2.9.2 Plano R-X

O plano R-X ou também conhecido como Diagrama das Impedâncias, é utilizado para analisar as componentes de impedância vista pelo elemento de proteção (Relé). Neste plano, o eixo das ordenadas representa a reatância ( $X$ ), enquanto que o eixo das abcissas a resistência ( $R$ ). Através deste plano é possível analisar a características dos efeitos de PE e OEP.

Na Figura 17, é possível analisar um modelo que visa elucidar a forma como o relé 40 enxerga o sistema elétrico. Percebe-se que assim como boa parte dos relés de proteção, eles recebem sinais de tensão e corrente através de TPs e TCs, respectivamente.

Figura 17 - Sistema ilustrativo do relé de perda de excitação em operação.



Fonte: Adaptado de Itczak (2016).

Mason (1949), demonstra que para a conversão dos sinais de corrente e tensão em parâmetros  $R$  e  $X$  seria útil utilizar as equações 7 e 8. Nas equações 7 e 8, a potência ativa ( $P$ ) e a potência reativa ( $Q$ ), são valores trifásicos. A tensão  $V_t$ , representa a tensão terminal entre as fases do gerador, ou seja, tensão de linha.

$$R = \frac{P \cdot V_i^2}{P^2 + Q^2} \quad (7)$$

$$X = \frac{Q \cdot V_i^2}{P^2 + Q^2} \quad (8)$$

Também foram abordadas por Mason (1956) algumas características quanto ao comportamento da impedância. A análise consistiu em definir as polaridades das grandezas R e X com base no fluxo de potência. Na Tabela 2, encontram-se definidas tais polaridades conforme o fluxo de potência do sistema apresentado na Figura 17.

Tabela 2 – Polaridade das impedâncias vistas pelo relé.

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: Autor.

## 2.10 Oscilações de Potência

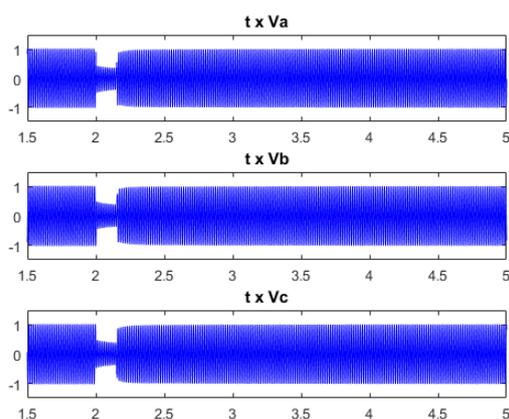
As oscilações de potência são eventos que ocorrem devido a uma perturbação no sistema elétrico de potência. Entre estas perturbações temos as faltas, aberturas e fechamentos de linhas de transmissão, perdas e incrementos de grandes blocos de geração ou carga. A principal característica da oscilação de potência são as variações dos sinais de corrente e tensão que são provocados pelo novo reequilíbrio do sistema elétrico de potência após a presença de uma perturbação.

Perturbações no sistema elétrico de potência podem ser caracterizadas como leves ou fortes. As perturbações de característica leves são aquelas cujo os sistemas de controles respondem corretamente e conseguem direcionar o sistema elétrico de potência para um novo ponto de equilíbrio e, portanto, a oscilação é considerada estável. Já as perturbações fortes não permitem que os sistemas de controle encontrem um novo ponto de equilíbrio para o sistema de potência, fazendo-se necessário a retirada de blocos de carga ou de geração, tendo em vista que pode provocar uma grande instabilidade no sincronismo dos geradores.

Conforme abordado por Menco (2018), as perturbações fortes podem produzir grandes flutuações de potência que são associadas a grandes separações dos

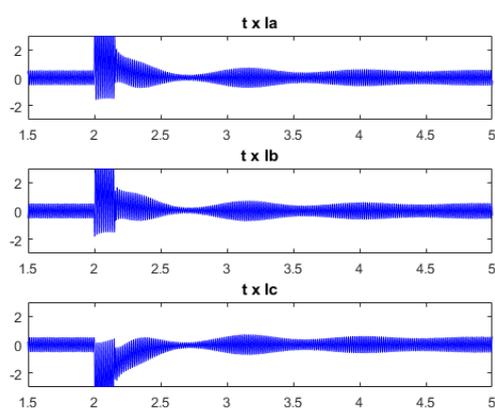
ângulos dos rotores dos geradores síncronos. Essa situação pode provocar a perda de sincronismo da máquina ocasionando uma oscilação instável de potência. Sob efeitos da perda de sincronismo, os geradores síncronos tendem a apresentar um comportamento aleatório, onde pode ocorrer aceleração e desaceleração da velocidade rotórica em um curto espaço de tempo, sendo necessário a retirada da máquina de operação para evitar danos. Sendo assim, Menco (2018) acrescenta que nessa situação as máquinas restantes no sistema elétrico de potência devem suprir a lacuna de potência deixada pelas máquinas retiradas do sistema elétrico de potência. Nas Figuras 18 e 19, pode-se observar o comportamento de oscilações de potência, respectivamente.

Figura 18 - Análise dos sinais de tensão terminal sob influência de Oscilações de Potência.



Fonte: Autor.

Figura 19 - Análise dos sinais de corrente sob efeito de oscilações de potência.



Fonte: Autor.

Nas Figuras 18 e 19, as oscilações de potência foi provocada por um curto-circuito iniciado em 2 segundos, que foi extinto 150 ms após seu início.

### 3 TÉCNICAS ANALISADAS

#### 3.1 Considerações Gerais

A metodologia proposta neste trabalho tem como intuito identificar os eventos de perda de excitação e comparar o desempenho junto aos métodos clássicos frente a diferentes carregamentos da máquina síncrona. Além disso, é de objetivo da metodologia a detecção de eventos de Oscilações de Potência e Curto-Circuito, visando garantir a robustez da metodologia proposta na detecção de eventos de perda de excitação.

Portanto, são avaliados o desempenho de lógicas de detecção de PE com o auxílio do software Matlab® e o sistema teste implementado no software de simulação DigSilent Power Factory 14.1 ®. Entre os indicadores de desempenho, serão levados em consideração o tempo de detecção do evento de perda de excitação e a robustez do método analisado, expondo-os a situações de Oscilações de Potência e Curto-Circuito, as quais podem induzir os métodos clássicos de detecção de PE a atuar de forma incorreta.

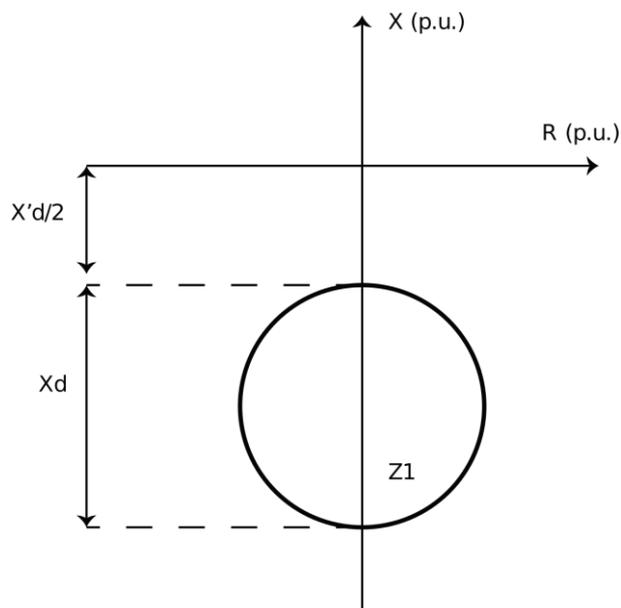
A seguir são apresentados os métodos de detecção de PE analisados neste trabalho.

#### 3.2 Método de proteção proposto por Mason

A metodologia de proteção proposta por Mason (1949) é ilustrada na Figura 20. Trata-se de um relé de distância de característica mho, que tem por função monitorar o comportamento da impedância vista nos terminais do gerador. Desta forma, a região de detecção de PE é realizada no Plano R-X. Os ajustes do método são simples, tendo-se um offset da origem do plano R-X, com comprimento equivalente à metade da reatância transitória de eixo direto da máquina ( $X'd/2$ ). A região de detecção da perda de excitação apresenta um diâmetro equivalente a reatância de eixo direto,  $X_d$ , da máquina síncrona, constituindo a zona de detecção Z1.

A zona de detecção Z1 é tida como detecção instantânea. Entretanto, alguns fabricantes adotam um temporizador para esta região como forma de evitar atuações indevidas para oscilações estáveis de potência. De acordo com ABB (2002), a temporização desta região pode ser ajustada entre 0,2 e 0,5 segundos.

Figura 20 - Método de proteção desenvolvido por Mason.



Fonte: Adaptado de Mason (1949).

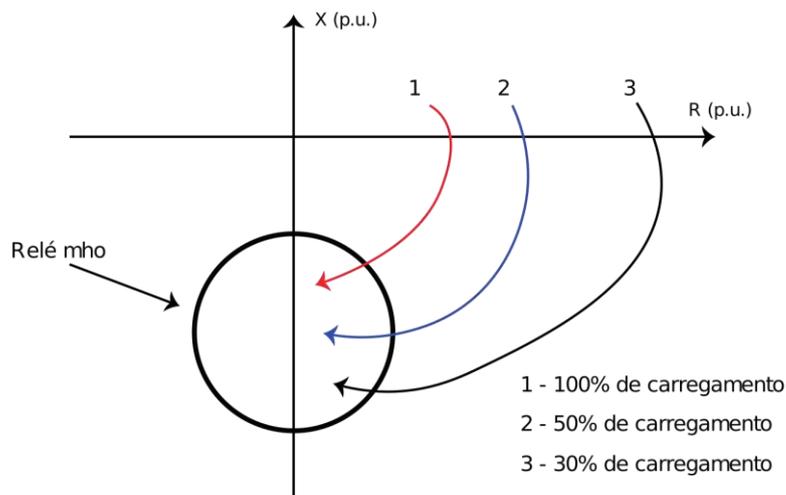
Sendo assim, na ocorrência da perda de excitação, a impedância tende a se concentrar dentro da zona de detecção do relé. Entretanto, o comportamento da impedância na ocorrência da PE é influenciado pelo carregamento da máquina. De acordo com Kundur (1994), a impedância aparenta vista pelo relé pode adotar uma trajetória com a característica da Figura 21 para diferentes carregamentos.

### 3.2 Método de proteção proposto por Berdy

Com a modernização dos geradores síncronos e o aumento da potência destas máquinas, a reatância de eixo direto ( $X_d$ ) sofreu mudanças. Para as máquinas mais modernas e potentes, o aumento da reatância de eixo direto fez com que o método de Mason (1949) necessitasse de ajustes, pois, abrangendo uma área operacional maior do plano R-X, o método de proteção poderia vir a atuar de forma indevida para eventos como os de OEP. Sendo assim, Berdy (1975) propôs um método cuja característica do relé encontra-se na Figura 22.

Diferentemente do método proposto por Mason (1949), a metodologia de Berdy (1975) apresentava duas zonas de detecção de perda de excitação. Assim como no método de Mason (1949), ambas as zonas de detecção de perda de excitação, são deslocadas da origem do plano R-X de  $X'd/2$ .

Figura 21 - Comportamento da impedância aparente para diferentes níveis de carregamento.

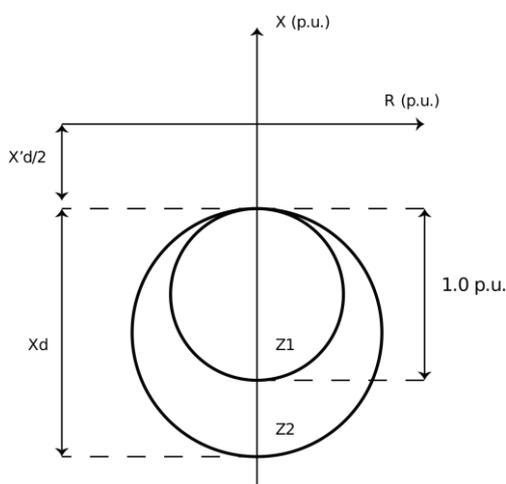


Fonte: Adaptador de Kundur (1994).

A zona Z1 é uma região instantânea, não apresentando tempo de retardo para atuação. A região Z1 é definida com diâmetro de 1 p.u. na base da máquina. Já a zona Z2 é uma região com retardo de atuação. Segundo Morais (2008), o tempo adicional de atuação da zona pode variar de 0,5 até 0,6 segundo, onde melhor valor é aquele que se adequa aos estudos de estabilidade transitória da máquina. O diâmetro da zona Z2 é igual a reatância de eixo direto ( $X_d$ ) da máquina em p.u.

Portanto, após o desenvolvimento do método proposto por Berdy (1975), tornou-se conveniente utilizar o método de Mason (1949) para máquinas cuja reatância de eixo direto possui valores de até 1,2 p.u. Já o método de Berdy (1975), para máquinas com reatância de eixo direto maiores que 1,2 p.u. (MORAIS et al. 2009).

Figura 22 - Método de proteção desenvolvido por Berdy.



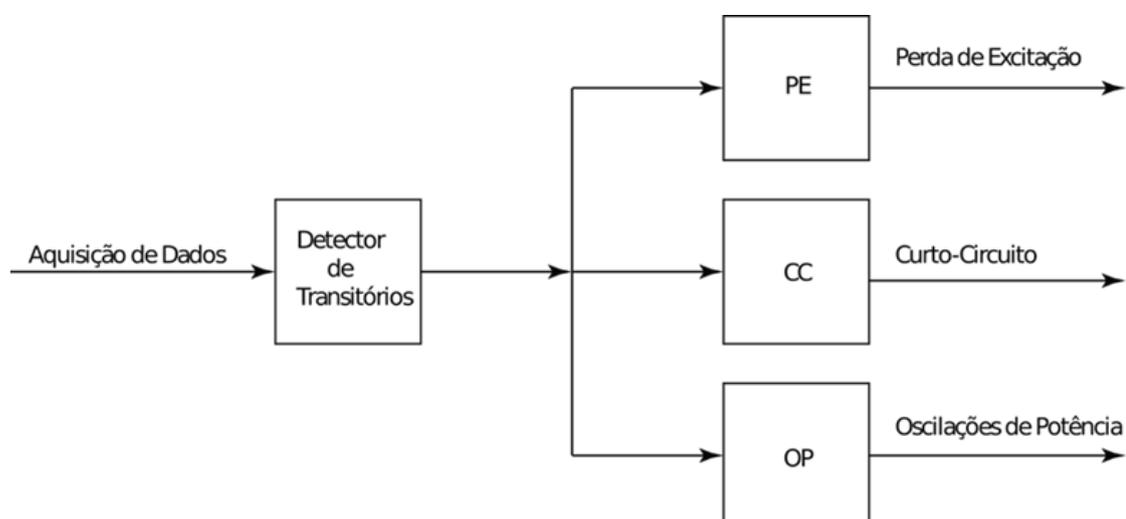
Fonte: Adaptado de Berdy (1975).

### 3.3 Metodologia Proposta

Os métodos desenvolvidos por Mason (1949) e Berdy (1975) são técnicas que apresentam simplicidade em seus ajustes, o que os tornam muito difundidos até mesmo nos dias atuais. Entretanto, essas metodologias clássicas podem vir a atuar de forma indevida em situações de oscilações de potência no sistema elétrico. Portanto, o presente trabalho apresenta uma técnica capaz de detectar eventos de PE, bem como eventos de OEP e curto-circuito (CC) que nos métodos clássicos podem influenciar negativamente na atuação da proteção contra PE. O método que será apresentado utiliza os sinais de corrente e tensão dos terminais do gerador síncrono para diagnosticar os eventos analisados.

A metodologia proposta inicia-se a partir da detecção de um transitório, que é feito através da análise das distâncias euclidianas entre pontos consecutivos do plano formado pelas amostras dos sinais avaliados (corrente e tensão) e seus respectivos valores da primeira função-diferença, conforme abordado por Dos Santos et al. (2013). Após a detecção do transitório, é percebida a presença de uma possível anormalidade no funcionamento da máquina e, com isso, os passos subsequentes da metodologia são iniciados, buscando detectar a presença dos eventos de PE, OEP ou CC. Na Figura 23, pode-se observar o modelo de funcionamento da técnica proposta. Para a classificação de cada evento, foram dimensionados os ajustes, os quais foram determinados de forma empírica. Nas próximas Subseções, são detalhadas as etapas de funcionamento da metodologia proposta.

Figura 23 - Esquemático da Metodologia Proposta



Fonte: Autor

### 3.3.1 Detecção do Transitório

A detecção dos transitórios ocorre através das distâncias euclidianas dos sinais analisados. Sendo assim, como abordado por Oliveira (2015), para os sinais de tensão da rede trifásica, as primeiras funções-diferença para as fases A, B e C podem ser obtidas a partir das Equações (9), (10) e (11), respectivamente.

$$\text{del1}_{V_a}(n) = V_a(n) - V_a(n-1) \quad (9)$$

$$\text{del1}_{V_b}(n) = V_b(n) - V_b(n-1) \quad (10)$$

$$\text{del1}_{V_c}(n) = V_c(n) - V_c(n-1) \quad (11)$$

Em (9), (10) e (11), o termo  $n$  indica as amostras dos respectivos sinais de tensão de fase do gerador síncrono. O mesmo processo pode ser aplicado para as correntes das fases A, B e C. Se as amostras do sinal de tensão são colocadas juntamente ao respectivo valor de sua função-diferença como seus pares ordenados em um plano cartesiano de eixos  $\text{del1}_V \times V$ , poderá ser observado os pontos distribuídos de forma bem definida em torno da origem do sistema. Em uma situação cujo funcionamento é normal, teremos que a distância euclidiana entre dois pontos consecutivos amostrados é relativamente pequena. Entretanto, na ocorrência de um transitório, a tendência é que a trajetória dos pontos sofra algumas alterações, e portanto, a distância euclidiana entre dois pontos consecutivos será alterada, apresentando um incremento. Sendo assim, a presença de um transitório pode ser detectada através da comparação entre as distâncias euclidianas dos pares ordenados e um valor limítrofe, que se refere o parâmetro de operação normal do sistema (OLIVEIRA, 2015; DOS SANTOS et al., 2013, FRANCO et al., 2020).

As distâncias euclidianas podem ser calculadas de acordo com as Equações 12, 13 e 14, que representam as distâncias euclidianas entre dois pontos consecutivos dos planos  $\text{del1}_{V_a} \times V_a$ ,  $\text{del1}_{V_b} \times V_b$  e  $\text{del1}_{V_c} \times V_c$ , respectivamente.

$$\text{dist1}_{V_a}(n) = \sqrt{[\text{del1}_{V_a}(n) - \text{del1}_{V_a}(n-1)]^2 + [V_a(n) - V_a(n-1)]^2} \quad (12)$$

$$\text{dist1}_{V_b}(n) = \sqrt{[\text{del1}_{V_b}(n) - \text{del1}_{V_b}(n-1)]^2 + [V_b(n) - V_b(n-1)]^2} \quad (13)$$

$$dist1_{V_c}(n) = \sqrt{[del1_{V_c}(n) - del1_{V_c}(n-1)]^2 + [V_c(n) - V_c(n-1)]^2} \quad (14)$$

O valor limítrofe pode ser obtido e atualizado de acordo com a estatística do histórico das respectivas distâncias. Sendo assim, quando os limítrofes são ultrapassados, temos a evidência de que houve um evento na rede. Conforme definido por Oliveira (2015), para cada fase do sistema analisado, são atribuídas as Equações 15, 16 e 17, onde os termos  $\mu$  e  $\sigma$  indicam a média e o desvio padrão da janela contendo N amostras dos valores de distância, respectivamente.

$$Th_A(n) = \mu[janela_A(n)] + 1,2 * \sigma[janela_A(n)] \quad (15)$$

$$Th_B(n) = \mu[janela_B(n)] + 1,2 * \sigma[janela_B(n)] \quad (16)$$

$$Th_C(n) = \mu[janela_C(n)] + 1,2 * \sigma[janela_C(n)] \quad (17)$$

A metodologia foi analisada considerando um número de amostras por ciclo igual a 96, o que representa uma frequência de amostragem equivalente a 5760 Hz. Portanto, para esta situação, tem-se que as respectivas janelas de dados da fase podem ser apresentadas conforme a Equação 18.

$$janela_A(n) = [dist1_{V_a}(n-95), dist1_{V_a}(n-94), \dots, dist1_{V_a}(n)] \quad (18)$$

A janela de dados apresentada na Equação 18, trata-se de uma janela móvel, sendo assim, ela é atualizada a cada nova amostra de tensão, onde são calculados os novos valores da distância euclidiana que preencherá uma nova posição na janela associada à respectiva fase amostrada. Desta forma, para cada nova amostra de tensão, é calculada a respectiva função-diferença do referido sinal e o valor de distância entre os pontos  $(del1_{V_a}(n), V_a(n))$  e  $(del1_{V_a}(n-1), V_a(n-1))$ . Portanto, conforme aborda por Oliveira (2015), cada nova amostra do sinal  $(n+1)$ , a janela de dados será atualizada, descartando-se o primeiro elemento da janela e deslocando os demais elementos para a esquerda. Sendo assim, a nova amostra analisada  $(n+1)$  é alocada na última posição da janela de dados analisada. Na Equação 19, tem-se uma representação da janela de dados após sua atualização.

$$janela_A(n) = [dist1_{V_a}(n-94), dist1_{V_a}(n-93), \dots, dist1_{V_a}(n+1)] \quad (19)$$

Para as fases B e C, aplicam-se os mesmos procedimentos realizados para os dados da fase A. Por fim, a detecção do transitório é feita através da comparação das respectivas distâncias euclidianas calculadas e os valores limítrofes estabelecidos. Portanto, a detecção do transitório ocorre quando pelo menos uma das condições expressas nas Equações 20, 21 ou 22 forem satisfeitas.

$$dist1_{Va}(n) > Th_A(n) \quad (20)$$

$$dist1_{Vb}(n) > Th_B(n) \quad (21)$$

$$dist1_{Vc}(n) > Th_C(n) \quad (22)$$

Após a detecção do transitório, a metodologia inicia os processos subsequentes, que levam à classificação do evento que provocou o transitório.

### 3.3.2 Classificação do Curto-Circuito

A corrente de curto-circuito ela é compreendida como uma componente periódica, combinada pela corrente em regime que é definida pela fonte de tensão do sistema e uma corrente exponencial decrescente, conhecida como componente DC. Conforme exposto por Bastistella (2018), a corrente de falta pode ser expressa pela Equação 23:

$$i(k) = A \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot f}{f_{samp}} \cdot k + \varphi\right) + B \cdot e^{-\lambda k} \quad (23)$$

Na Equação 23, os termos  $k$  e  $f_{samp}$  tratam-se da amostra do sinal de corrente e a frequência de amostragem, respectivamente. Já os demais parâmetros,  $\lambda$ ,  $\varphi$  e  $B$  são coeficientes que serão estimados pelos métodos. O parâmetro  $f$  se trata da frequência do sistema elétrico de potência analisado. De acordo com Batistella (2018), a corrente de falta definida na Equação 23 pode ser reescrita conforme Equação 24, para tal resultado, faz-se necessário expandir o termo cosseno e utilizar a primeira ordem da Série de Taylor para a componente exponencial. Em (24), o termo  $\omega$  trata-se da frequência angular resultante da fração do arco para o qual o cosseno é calculado em (23).

$$i(k) = A \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\omega \cdot \varphi) - A \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\omega \cdot \varphi) + B + \lambda \cdot k \quad (24)$$

Assumindo que  $C_1 = A.\cos(\varphi)$  e  $C_2 = A.\sin(\varphi)$ , podemos reescrever a Equação 24 como (25):

$$i(k) = C_1.\cos(\omega.k) + C_2.\sin(\omega.k) + B + \lambda.k \quad (25)$$

Ainda, a Equação 25, também pode ser expressa de forma matricial, sendo reescrita conforme (26):

$$\begin{bmatrix} \cos(\omega.k_i) & \sin(\omega.k_i) & k_i & 1 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cos[\omega.(k_i + m_i)] & \sin[\omega.(k_i + m_i)] & k_i + m_i & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ \lambda \\ B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i(k_i) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ i(k_i + m_i) \end{bmatrix} \quad (26)$$

Sendo assim, através da Equação 26, chega-se à (27), onde  $M$  trata-se da matriz de senos e cossenos, enquanto que  $P$  trata-se do vetor que contém os coeficientes a serem determinados e  $I$  que se trata do vetor com as amostras de corrente do sinal de entrada (BATISTELLA, 2018).

$$M.P = I \quad (27)$$

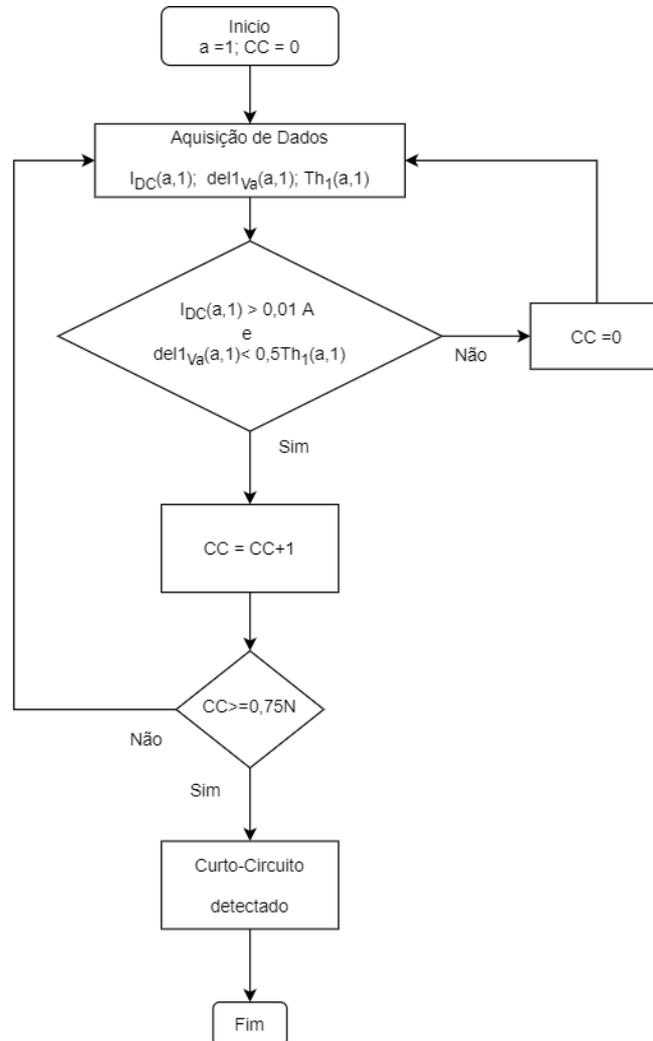
Portanto, os coeficientes não conhecidos, em  $P$ , podem ser obtidos através da pseudo-inversão da matriz  $M$  multiplicada pelo vetor  $I$ , conforme apresentado na Equação 28:

$$P = (M^T.M)^{-1}.M^T.I \quad (28)$$

Desta forma, após a determinação dos parâmetros desconhecidos, torna-se possível estimar a parcela da componente DC de corrente de curto-circuito a partir do termo exponencial apresentado na Equação 23.

Analisando a componente DC, pode-se detectar os eventos de curto-circuito. A metodologia proposta classifica os eventos de curto-circuito conforme o fluxograma apresentado na Figura 24. O parâmetro definido como  $Th1$ , representa o valor limítrofe estabelecido para a comparação dos valores obtidos da função-diferença  $del1v_a$ , o qual representa o maior valor do módulo de  $del1v_a$  do início da operação até o instante em que ocorre o transitório ( $ini$ ), conforme definido na Equação 29.

Figura 24 - Fluxograma do Detector de Curto-Circuito.



Fonte: Autor.

Quando a magnitude de  $I_{DC}$  torna-se maior do que 0,01 A e a função-diferença de  $del1_{VA}$  torna-se inferior à  $0,5Th_1$ , o contador “CC” é incrementado. Quando o contador CC se torna maior ou igual à  $0,75*N$  (onde N é o número de amostras por ciclo, definido em 96 para esta metodologia), tem-se a classificação do evento de curto-circuito. Se as condições de  $I_{DC}$  e  $del1_{VA}$  não forem atendidas, o contador CC é reiniciado e assume valor zero.

$$Th_1 = \max(\text{abs}(\text{del1}_{VA}(1:\text{ini}-1,1))) \quad (29)$$

### 3.3.3 Classificação das Oscilações de Potência

A classificação das oscilações de potência é realizada através da análise do módulo da primeira função-diferença do sinal de corrente ( $del1_{IA}$ ) e um valor limítrofe

definido como  $Th_2$ , representado pela Equação 30, que indica o valor máximo do módulo da função-diferença  $del1_{IA}$  até o instante imediatamente anterior à ocorrência do transitório.

$$Th_2 = \max(\text{abs}(del1_{IA}(1:ini-1,1))) \quad (30)$$

Para a classificação deste transitório foram atribuídos dois contadores,  $Op_1$  e  $Op_2$ , onde o  $Op_1$  monitora as variações do módulo de  $del1_{IA}$  superiores à  $1,15*Th_2$ , enquanto que  $Op_2$  monitora as variações do módulo de  $del1_{IA}$  inferiores à  $1,15*Th_2$ . A classificação do transitório como oscilação de potência acontece quando os contadores  $Op_1$  e  $Op_2$  são incrementados por 60 vezes em um intervalo de tempo inferior à 1 segundo. Caso esse intervalo de tempo seja excedido, aos contadores são atribuídos valores zero e uma nova análise é encaminhada. O funcionamento deste classificador de oscilações de potência pode ser melhor observado no fluxograma apresentado na Figura 25, onde encontram-se as etapas de funcionamento do método.

### 3.3.4 Classificação de Perda de Excitação

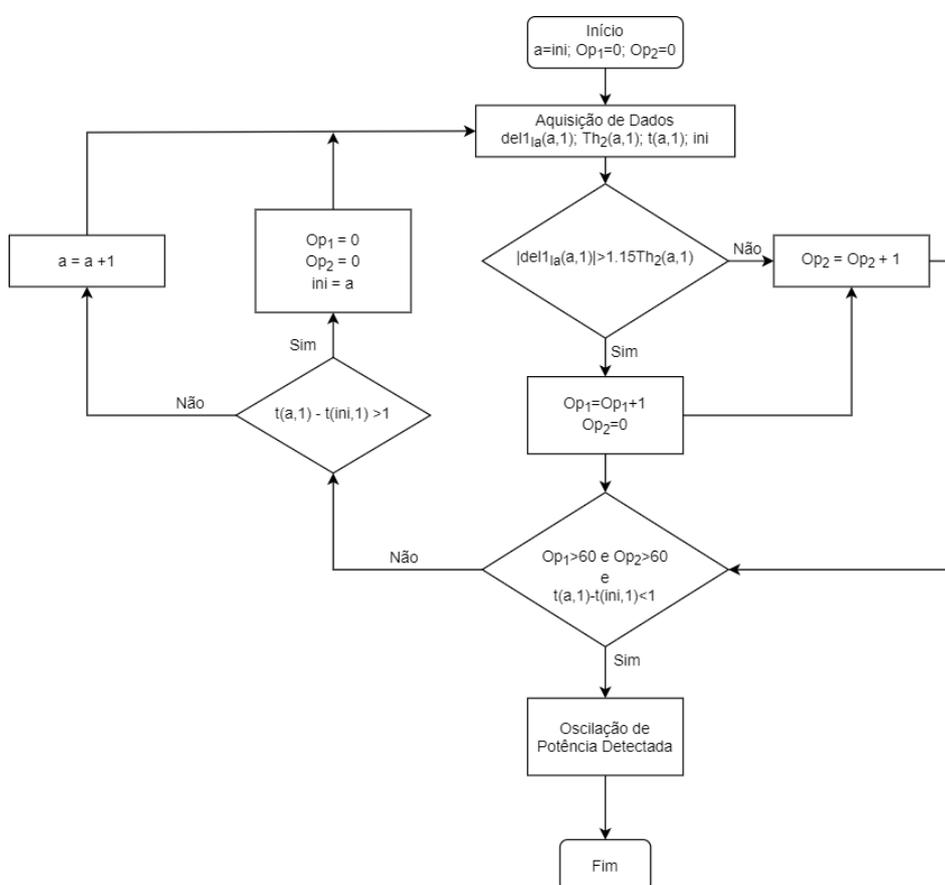
Nesta metodologia, a classificação de Perda de Excitação ocorre através das análises das funções-diferenças  $del1_{IA}$  e  $del1_{VA}$ , que são avaliadas juntamente com os limítrofes  $Th_1$  e  $Th_2$ . Como neste método são avaliadas as variações nos sinais de corrente e tensão do gerador síncrono, optou-se por verificar a existência da componente DC, conforme mencionado anteriormente, de forma a garantir que as influências nos sinais de tensão e corrente medidos nos terminais do gerador síncrono tenham sido provocadas por falhas no sistema de excitação. Esta precaução foi realizada tendo em vista que, em situações de curto-circuito, também poderão ser observadas alternâncias nas funções-diferença dos sinais de corrente e tensão. Entretanto, diferentemente da perda de excitação, os eventos de curto-circuito apresentam a componente DC com magnitude relevante (FRANCO et al.,2020).

Este método, leva em consideração o pico do módulo das funções-diferenças  $del1_{Ia}$  e  $del1_{Va}$ . Quando o módulo de  $del1_{Ia}$  for maior que  $1,15*Th_2$  e o módulo de  $del1_{Va}$  for inferior à  $0,85*Th_1$  e, além disso, o valor referente à componente DC for aproximadamente nulo, tem-se a possibilidade da presença de um evento de perda de excitação. Com base nisso, um contador  $PE_1$  é inicializado, sendo incrementado à

cada amostra com as mesmas características. A classificação do evento como perda de excitação, ocorre quando o contador for incrementado por 15 vezes em um período de tempo inferior à 0,5 segundo. Se o intervalo de tempo for superior à 0,5 segundo antes que o contador PE<sub>1</sub> seja maior ou igual à 15, o contador assume valor zero e uma nova análise é inicializada.

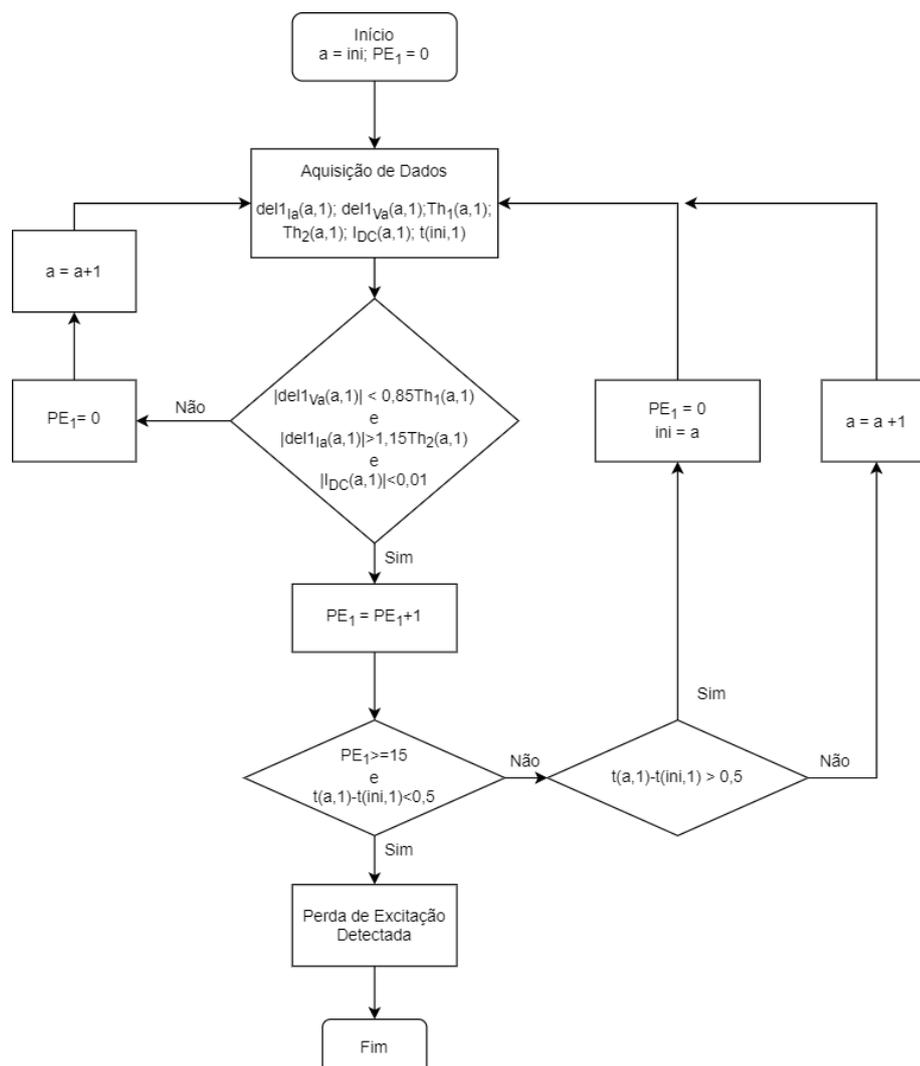
Na Figura 26, tem-se o fluxograma que representa o método de detecção de perda de excitação, onde pode ser observado as suas etapas de funcionamento.

Figura 25 - Fluxograma do Detector de Oscilações de Potência.



Fonte: Autor.

Figura 26 - Fluxograma do Detector de Perda de Excitação.



Fonte: Autor.

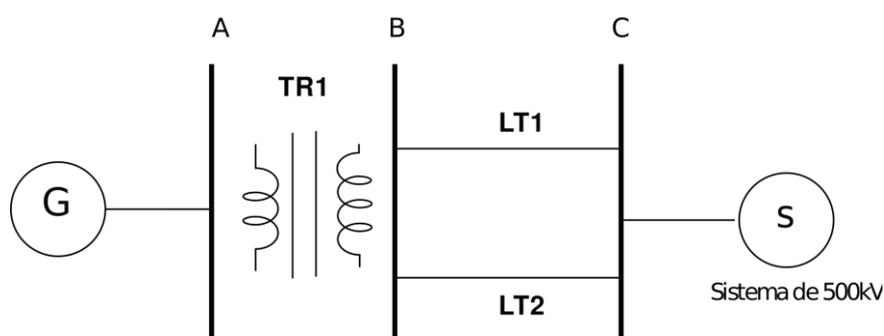
## 4 RESULTADOS

### 4.1 Considerações Gerais

Os resultados deste trabalho são apresentados a seguir. Foi considerado um sistema teste igual ao ilustrado na Figura 27. As especificações técnicas desse sistema encontram-se no Anexo A.

Neste sistema teste, foram simulados dois geradores: um contendo potência aparente de 80 MVA ( $FP = 0.95$ ) e reatância de eixo direto de 0.9 p.u., onde a metodologia proposta foi testada junto com o método de Mason (1949). A segunda máquina apresenta potência aparente de 390MVA ( $FP = 0.96$ ) e reatância de eixo direto de 1.2 p.u., sendo para esta analisada a metodologia proposta juntamente com o método de Berdy (1975).

Figura 27 - Sistema teste.



Fonte: Adaptado de Morais et al. (2009).

Ambas as máquinas operavam dentro de suas respectivas curvas de capacidade e foram testados 20 casos diferentes, onde cada situação apresenta um respectivo carregamento. Na Tabela 3, tem-se os diferentes carregamentos aplicados aos geradores síncronos.

Foram simulados casos de perda de excitação, curto-circuito e oscilações de potência. As perdas de excitação nos geradores foram provocadas pela abertura do circuito de campo, provocando uma perda total do sistema. O evento de curto-circuito foi simulado através de uma falta trifásica na LT1 a 10 metros da Barra B, com duração total de 150 ms. Já os eventos de Oscilação de Potência foram simulados juntamente com os eventos de curto-circuito. A oscilação de potência ocorre após a extinção do evento de curto-circuito. Todas as simulações contaram com um tempo total de 20 segundos, onde os eventos iniciavam-se após 2 segundos do início da simulação.

Tabela 3 - Carregamentos empregados aos geradores nas simulações.

Carregamentos dos Geradores Síncronos	
Caso	Carregamento (p.u.)
1	0,1 + j0,5
2	0,1 + j0,2
3	0,3 + j0,2
4	0,3 + j0,5
5	0,5 + j0,2
6	0,5 + j0,4
7	0,7 + j0,2
8	0,7 + j0,4
9	0,9 + j0,3
10	0,9 + j0,1
11	0,9 - j0,2
12	0,7 - j0,2
13	0,7 - j0,5
14	0,5 - j0,2
15	0,5 - j0,4
16	0,5 - j0,5
17	0,3 - j0,6
18	0,3 - j0,4
19	0,3 - j0,2
20	0,1 - j0,6

Fonte: Autor.

Conforme abordado por Morais et. al (2009), o método de Mason (1949) tornou-se indicado para máquinas cuja reatância de eixo direto ( $X_d$ ) apresentam valores de até 1,2 p.u., enquanto que o método de Berdy (1975), foi direcionado para situações onde a reatância de eixo direto da máquina são maiores que 1,2 p.u.. Sendo assim, o desempenho do método de Mason (1949) foi testado para a máquina de 80 MVA, enquanto que o desempenho do método de Berdy (1975) foi avaliado para a máquina de 390 MVA, onde apresentam reatância de eixo direto de 0,9 p.u. e 1,2 p.u., respectivamente.

#### **4.1 Desempenho do método proposto por Mason em situações de Perda de Excitação no Gerador Síncrono de 80 MVA**

O método de Mason (1949) submetido aos testes de Perda de Excitação para o gerador síncrono de 80 MVA apresentou o desempenho ilustrado na Tabela 4. Pode-se observar que o método teve boa performance nos eventos de PE, onde foi capaz de detectar a anormalidade no funcionamento do gerador síncrono em todos os casos testados.

Na Figura 28, pode-se observar o comportamento típico do método proposto por Mason na detecção de PE, para a situação de carregamento número 5 da Tabela 3. Nesta figura, pode-se observar a impedância aparente adentrando a região de operação do relé. Além disso, ainda na Figura 28, tem-se o instante em que o relé é sensibilizado para a detecção do evento de PE.

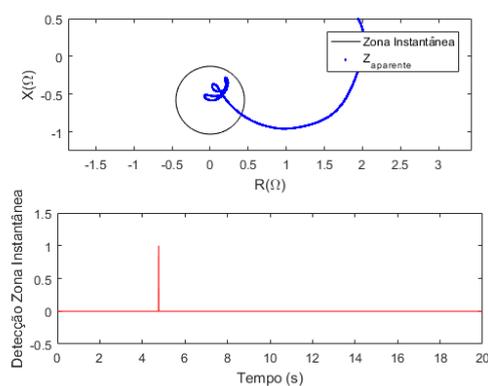
Tabela 4 - Performance do Método de Mason em Situações de Perda de Excitação

Desempenho do Método de Mason			
Caso	Carregamento (p.u.)	Instante de Detecção	Resultado
1	0,1 + j0,5	5,3061s	Trip
2	0,1 + j0,2	4,9490s	Trip
3	0,3 + j0,2	4,8778s	Trip
4	0,3 + j0,5	5,2297s	Trip
5	0,5 + j0,2	4,7615s	Trip
6	0,5 + j0,4	4,9981s	Trip
7	0,7 + j0,2	4,6188s	Trip
8	0,7 + j0,4	4,8471s	Trip
9	0,9 + j0,3	4,5768s	Trip
10	0,9 + j0,1	4,3434s	Trip
11	0,9 - j0,2	3,9155s	Trip
12	0,7 - j0,2	4,0366s	Trip
13	0,7 - j0,5	3,4136s	Trip
14	0,5 - j0,2	4,1521s	Trip
15	0,5 - j0,4	3,7360s	Trip
16	0,5 - j0,5	3,4825s	Trip
17	0,3 - j0,6	3,2257s	Trip
18	0,3 - j0,4	3,8141s	Trip
19	0,3 - j0,2	4,2190s	Trip
20	0,1 - j0,6	3,2558s	Trip

Fonte: Autor.

A Figura 28 expõe o teste onde a máquina opera com aproximadamente 50% de seu carregamento total. É possível observar um comportamento típico ao ilustrado na Figura 21.

Figura 28 - Desempenho do Método de Mason.



Fonte: Autor.

## 4.2 Desempenho do método proposto por Mason em situações de Curto-Circuito e Oscilações de Potência no Gerador Síncrono de 80 MVA

Nas simulações em que foram testados os eventos de Curto-Circuito e Oscilações de Potência, o método de Mason foi exposto apenas para avaliar a sua confiabilidade, tendo em vista que sua finalidade é atuar exclusivamente para situações de Perda de Excitação. Entretanto, como pode-se observar na Tabela 5, o método teve sua zona instantânea sensibilizada nos casos 17 e 20. Essa sensibilização poderia provocar uma atuação indevida da proteção e o gerador ser retirado do sistema elétrico de potência.

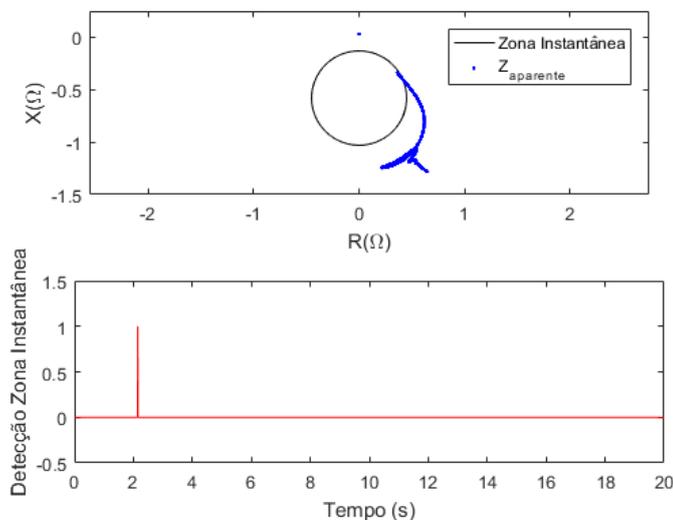
Tabela 5 - Desempenho do Método de Mason para situações de Curto-Circuito e Oscilações de Potência.

Desempenho do Método de Mason			
Caso	Carregamento (p.u.)	Instante de Detecção	Resultado
1	0,1 + j0,5	-	-
2	0,1 + j0,2	-	-
3	0,3 + j0,2	-	-
4	0,3 + j0,5	-	-
5	0,5 + j0,2	-	-
6	0,5 + j0,4	-	-
7	0,7 + j0,2	-	-
8	0,7 + j0,4	-	-
9	0,9 + j0,3	-	-
10	0,9 + j0,1	-	-
11	0,9 - j0,2	-	-
12	0,7 - j0,2	-	-
13	0,7 - j0,5	-	-
14	0,5 - j0,2	-	-
15	0,5 - j0,4	-	-
16	0,5 - j0,5	-	-
17	0,3 - j0,6	2,1501s	Trip
18	0,3 - j0,4	-	-
19	0,3 - j0,2	-	-
20	0,1 - j0,6	2,1501s	Trip

Fonte: Autor

Na Figura 29, encontra-se o desempenho do método para o caso 17. Onde pode-se observar a impedância aparente adentrando a zona de atuação do relé de proteção. De acordo com os instantes de detecção expostos na Tabela 5, tem-se que o relé foi sensibilizado após a extinção do curto-circuito, implicando que a sensibilização do relé pode ter ocorrido devido a oscilação de potência provocada após a retirada da falta.

Figura 29 - Método de Mason sob efeitos de Oscilações de potência.



Fonte: Autor.

### 4.3 Desempenho da Metodologia Proposta para eventos de Perda de Excitação no Gerador Síncrono de 80 MVA

A metodologia proposta no trabalho apresenta uma maneira diferente de detectar os eventos de perda de excitação nos geradores síncronos, conforme abordado anteriormente, a metodologia baseia-se na detecção de um transitório através das distâncias euclidianas, e posteriormente, classificar qual evento provocou a anormalidade no funcionamento da máquina. No caso da PE, após a detecção do transitório, os parâmetros que irão sofrer maiores alterações serão as primeiras funções-diferenças dos sinais de corrente e tensão,  $del1_{Va}$  e  $del1_{Ia}$ , respectivamente. As funções-diferenças serão comparadas com os valores limítrofes  $Th_1$  e  $Th_2$ , onde serão concluídas as presenças dos eventos de perda de excitação.

Com base nisso, tem-se, na Tabela 6, a performance da metodologia na detecção dos eventos de perda de excitação para os diferentes carregamentos testados. Percebe-se que o transitório foi detectado imediatamente após o início da perda total de excitação (Iniciada após 2 segundos do início da simulação).

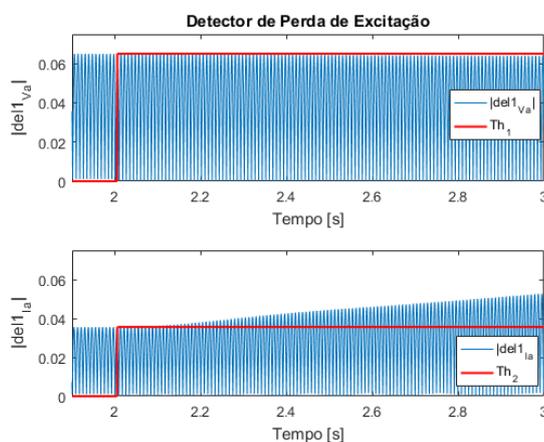
Tabela 6 - Desempenho da Metodologia Proposta para Situações de Perda de Excitação em um Gerador de 80MVA.

Instantes de Detecção - Metodologia Proposta			
Caso	Carregamento (p.u.)	Transitório	Perda de Excitação
1	0,1 + j0,5	2,0054s	4,1948s
2	0,1 + j0,2	2,0054s	2,7787s
3	0,3 + j0,2	2,0054s	3,0209s
4	0,3 + j0,5	2,0054s	4,2788s
5	0,5 + j0,2	2,0054s	3,4459s
6	0,5 + j0,4	2,0054s	3,9794s
7	0,7 + j0,2	2,0054s	3,9292s
8	0,7 + j0,4	2,0054s	4,3627s
9	0,9 + j0,3	2,0054s	4,4044s
10	0,9 + j0,1	2,0054s	4,1459s
11	0,9 - j0,2	2,0054s	3,7459s
12	0,7 - j0,2	2,0054s	3,4707s
13	0,7 - j0,5	2,0054s	3,4207s
14	0,5 - j0,2	2,0054s	2,9124s
15	0,5 - j0,4	2,0054s	2,8874s
16	0,5 - j0,5	2,0054s	2,9457s
17	0,3 - j0,6	2,0054s	2,9452s
18	0,3 - j0,4	2,0054s	2,4955s
19	0,3 - j0,2	2,0054s	2,4374s
20	0,1 - j0,6	2,0054s	2,8280s

Fonte: Autor.

Na Figura 30, tem-se o comportamento da metodologia na detecção do evento de perda de excitação para o carregamento de número 14. Nesta figura, pode ser observado os módulos das funções-diferenças  $del1_{va}$  e  $del1_{ia}$ , onde o módulo de  $del1_{va}$  apresenta uma característica decrescente em função de seu valor limítrofe, enquanto que o módulo de  $del1_{ia}$  apresenta uma característica crescente com relação a seu valor limítrofe.

Figura 30 - Característica da Metodologia Proposta na Detecção de Perda de Excitação em Gerador Síncrono de 80 MVA.



Fonte: Autor.

#### 4.4 Desempenho da Metodologia Proposta para eventos de Curto-Circuito e Oscilações de Potência no Gerador Síncrono de 80 MVA.

Para situações em que ocorre Curto-Circuito e Oscilações de Potência, o comportamento inicial da metodologia é o mesmo, visando detectar a presença de um transitório que indicará anormalidade no funcionamento da máquina. Sendo assim, através da extração da componente DC e do monitoramento dos módulos das funções-diferenças  $del1_{Ia}$  e  $del1_{Va}$  e dos limítrofes  $Th_1$  e  $Th_2$ , detecta-se a presença de eventos de oscilações de potência e de curto-circuito.

Na Tabela 7, pode-se observar o desempenho da metodologia na detecção de eventos de curto-circuito e oscilações de potência.

Tabela 7 - Desempenho da Metodologia Proposta na detecção de Oscilações de Potência para um Gerador de 80 MVA.

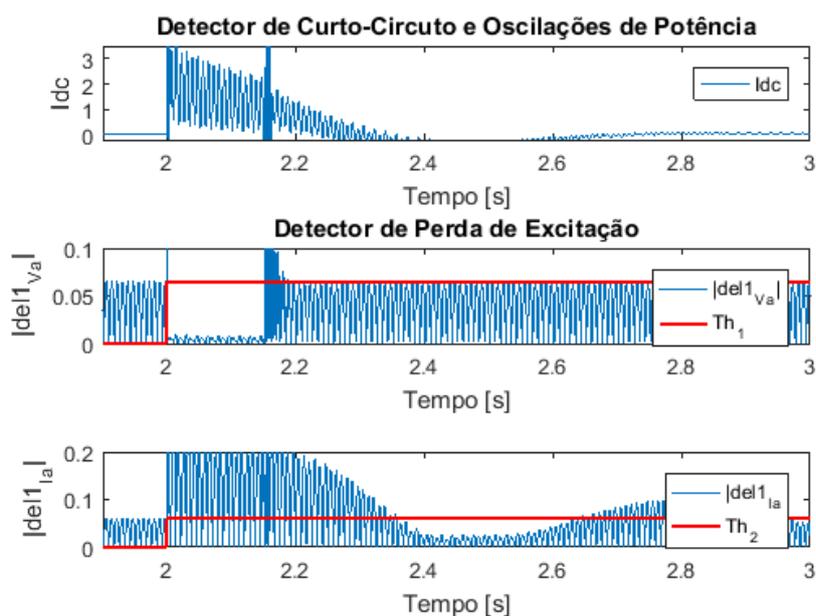
Instantes de Detecção - Metodologia Proposta				
Caso	Carregamento (p.u.)	Transitório	Curto-Circuito	Oscilações de Potência
1	0,1 + j0,5	2,0001s	2,0163s	2,1686s
2	0,1 + j0,2	2,0001s	2,0163s	2,2161s
3	0,3 + j0,2	2,0001s	2,0163s	2,2682s
4	0,3 + j0,5	2,0001s	2,0163s	2,2514s
5	0,5 + j0,2	2,0001s	2,0163s	2,3180s
6	0,5 + j0,4	2,0001s	2,0163s	2,3017s
7	0,7 + j0,2	2,0001s	2,0162s	2,3341s
8	0,7 + j0,4	2,0001s	2,0163s	2,3017s
9	0,9 + j0,3	2,0001s	2,0162s	2,3341s
10	0,9 + j0,1	2,0001s	2,0162s	2,3499s
11	0,9 - j0,2	2,0001s	2,0162s	2,3501s
12	0,7 - j0,2	2,0001s	2,0162s	2,3499s
13	0,7 - j0,5	2,0001s	2,0162s	2,3494s
14	0,5 - j0,2	2,0001s	2,0162s	2,3336s
15	0,5 - j0,4	2,0001s	2,0162s	2,3329s
16	0,5 - j0,5	2,0001s	2,0162s	2,3162s
17	0,3 - j0,6	2,0001s	2,0162s	2,3886s
18	0,3 - j0,4	2,0001s	2,0162s	2,3892s
19	0,3 - j0,2	2,0001s	2,0163s	2,3897s
20	0,1 - j0,6	2,0001s	2,0163s	2,3220s

Fonte: Autor

A Figura 31 apresenta o comportamento do método na detecção dos respectivos eventos para a situação do carregamento 11. Na Figura 31 podemos observar a presença da componente DC da corrente de falta, iniciada a partir de 2 segundos do início da simulação. Além disso, pode-se observar os comportamentos dos módulos de  $del1_{Ia}$  e  $del1_{Va}$ . Nos instantes em que o curto-circuito está presente

(até 2,15 segundos do início da simulação), percebe-se o comportamento decrescente do módulo de  $del1_{Va}$  e a característica crescente do módulo de  $del1_{Ia}$ . Após a extinção do curto-circuito, é possível notar a presença das Oscilações de Potência através da alternância do módulo de  $del1_{Ia}$  quando comparado ao valor limítrofe  $Th_2$ .

Figura 31 - Característica da Metodologia Proposta na Detecção de Curto-Circuito e Oscilações de Potência em Gerador Síncrono de 80 MVA.



Fonte: Autor.

#### 4.5 Desempenho do método proposto por Berdy em situações de Perda de Excitação no Gerador Síncrono de 390 MVA

A metodologia de Berdy (1975) foi destinada para a detecção dos eventos de perda de excitação para a máquina de 390 MVA, tendo em vista que a reatância de eixo direto é de 1,2 p.u.. O desempenho do método de Berdy (1975) frente aos diferentes carregamentos pode ser observado na Tabela 8. A metodologia detectou corretamente todos os eventos de PE.

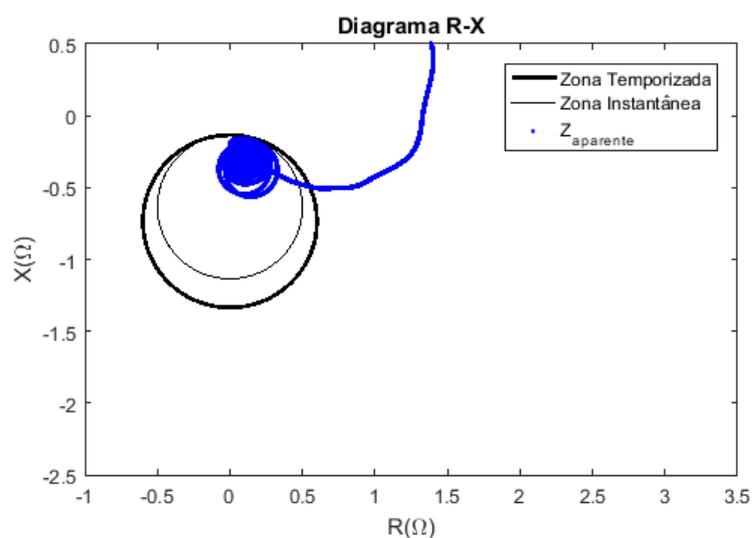
Na Figura 32, temos a forma como a metodologia atua para os eventos de perda de excitação. Neste método temos as duas zonas de atuação do relé, sendo a zona instantânea e a zona temporizada. A Figura 33 mostra os instantes em que as zonas do relé de proteção são sensibilizadas. O teste ilustrado é o de número 8.

Tabela 8 - Desempenho do Método de Berdy para eventos de Perda de Excitação no Gerador de 390MVA.

Desempenho do Método de Berdy				
Caso	Carregamento (p.u.)	Zona Instantânea	Zonta Temporizada	Resultado
1	0,1 + j0,5	-	6,8106s	Trip
2	0,1 + j0,2	-	6,3701s	Trip
3	0,3 + j0,2	7,5446s	5,8991s	Trip
4	0,3 + j0,5	7,9191s	6,3222s	Trip
5	0,5 + j0,2	6,2905s	5,4365s	Trip
6	0,5 + j0,4	6,5576s	5,7240s	Trip
7	0,7 + j0,2	5,5134s	5,0092s	Trip
8	0,7 + j0,4	5,7674s	5,2866s	Trip
9	0,9 + j0,3	5,0656s	4,7712s	Trip
10	0,9 + j0,1	4,7873s	4,4917s	Trip
11	0,9 - j0,2	4,2160s	3,8847s	Trip
12	0,7 - j0,2	4,7255s	4,1863s	Trip
13	0,7 - j0,5	3,6557s	3,0608s	Trip
14	0,5 - j0,2	5,4538s	4,5589s	Trip
15	0,5 - j0,4	4,7090s	3,7976s	Trip
16	0,5 - j0,5	4,1413s	3,1948s	Trip
17	0,3 - j0,6	4,1531s	2,2941s	Trip
18	0,3 - j0,4	5,8740s	4,1302s	Trip
19	0,3 - j0,2	6,6910s	4,9780s	Trip
20	0,1 - j0,6	-	2,2742s	Trip

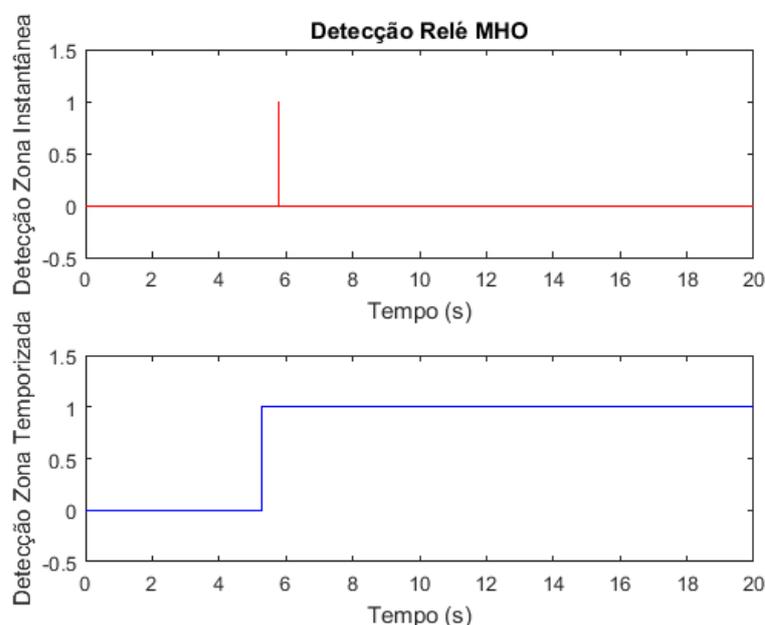
Fonte: Autor.

Figura 32 - Comportamento do Método de Berdy na detecção de perda de excitação para um gerador síncrono de 390MVA.



Fonte: Autor

Figura 33 - Detecção do Evento de Perda de Excitação nas Zonas Instantâneas e Temporizadas do relé de Berdy para um Gerador de 390MVA.



Fonte: Autor

#### 4.6 Desempenho do método proposto por Berdy em situações de Curto-Circuito e Oscilações de Potência no Gerador Síncrono de 390 MVA

Assim como abordado para o método de Mason (1949), o método de Berdy (1975) ele não tem finalidade de detectar os eventos de Curto-Circuito e Oscilações de Potência, tendo em vista que o objetivo do método é a detecção de eventos de Perda de Excitação. Portanto, os testes de Curto-Circuito e Oscilações de Potência que o método de Berdy (1975) foi submetido foram apenas para avaliar a confiabilidade da metodologia. A literatura especializada, alerta que tanto o método de Mason (1949) quanto o de Berdy (1975) podem atuar indevidamente para situações de oscilações de potência.

Com base nisso, na Tabela 9, tem-se o desempenho do método de Berdy (1975), frente a situações de oscilações de potência e curto-circuito no sistema em que o gerador de 390 MVA está conectado. Os casos 14 e 19 provocaram a sensibilização da zona temporizada do relé de Berdy, entretanto, não ultrapassaram um tempo superior a 0,5 segundo como pedido por alguns fabricantes para confirmação da PE (MORAIS et. al, 2009).

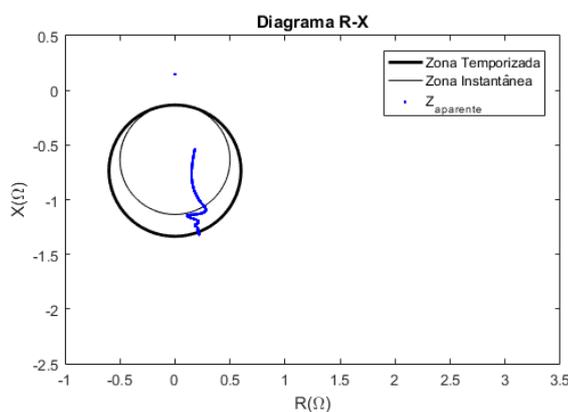
Tabela 9 - Desempenho do Método de Berdy para situações de Oscilações de Potência e Curto-Circuito para um Sistema Teste com Gerador de 390MVA.

Desempenho do Método de Berdy						
Caso	Carregamento (p.u.)	Zona Instantânea	Zona Temporizada		Resultado	
			Entrada	Saída		
1	0,1 + j0,5	-	-	-	-	
2	0,1 + j0,2	-	-	-	-	
3	0,3 + j0,2	-	-	-	-	
4	0,3 + j0,5	-	-	-	-	
5	0,5 + j0,2	-	-	-	-	
6	0,5 + j0,4	-	-	-	-	
7	0,7 + j0,2	-	-	-	-	
8	0,7 + j0,4	-	-	-	-	
9	0,9 + j0,3	-	-	-	-	
10	0,9 + j0,1	-	-	-	-	
11	0,9 - j0,2	-	-	-	-	
12	0,7 - j0,2	-	-	-	-	
13	0,7 - j0,5	-	-	-	-	
14	0,5 - j0,2	-	2,5594s	2,8979s	-	
15	0,5 - j0,4	2,1501s	2,1501s	2,1867s	Trip	
16	0,5 - j0,5	2,1501s	2,6000s	2,9283s	Trip	
17	0,3 - j0,6	2,1501s	2,1501s	8,4441s	Trip	
18	0,3 - j0,4	2,1501s	2,1501s	2,2162s	Trip	
19	0,3 - j0,2	-	2,1501s	2,1658s	-	
20	0,1 - j0,6	2,1501s	2,1501s	7,1134s	Trip	

Fonte: Autor.

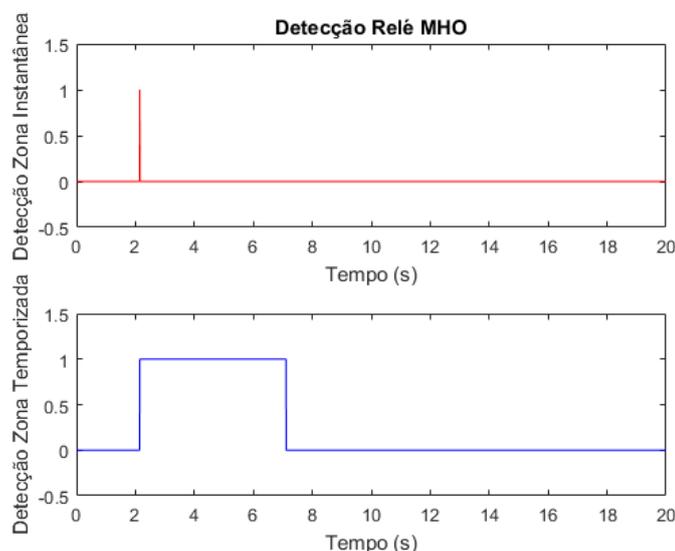
Os casos 15, 16, 17, 18 e 20 tratam-se de casos onde a metodologia veio a atuar de forma indevida, sendo pela sensibilização da zona instantânea ou temporizada do relé. Na Figura 34, tem-se a ilustração do evento 17, onde pode-se observar a impedância aparente adentrando as zonas de atuação do relé. Já na Figura 35, pode-se observar os instantes em que ocorreram a sensibilização das zonas de atuação.

Figura 34 - Comportamento do Método de Berdy para uma situação de Curto-Circuito e Oscilação de Potência no Sistema Teste para um gerador de 390 MVA.



Fonte: Autor.

Figura 35 - Atuação indevida do Método de Berdy para situação de Oscilação de Potência em um Sistema Teste com Gerador de 390MVA.



Fonte: Autor.

#### 4.7 Desempenho da Metodologia Proposta em situações de Perda de Excitação no Gerador Síncrono de 390 MVA

Na Tabela 10, tem-se a performance da metodologia proposta na detecção de eventos de perda de excitação para o gerador síncrono de 390 MVA, identificando a presença do transitório em todos os casos. Entretanto, a metodologia foi capaz de detectar 95% dos eventos de PE testados, não detectando o caso de número 20.

Na Figura 36, observa-se o comportamento da metodologia para o caso 19, onde observar destacam-se os limites  $Th1$  e  $Th2$ , bem como os módulos das funções-diferenças  $del1_{Ia}$  e  $del1_{Va}$ .

Já a Figura 37 apresenta o caso 20, para o qual a metodologia não foi sensibilizada durante os 20 segundos de simulação. Pode-se observar que os módulos  $del1_{Va}$  e  $del1_{Ia}$  não apresentaram grandes alterações, o que prejudicou a atuação da metodologia.

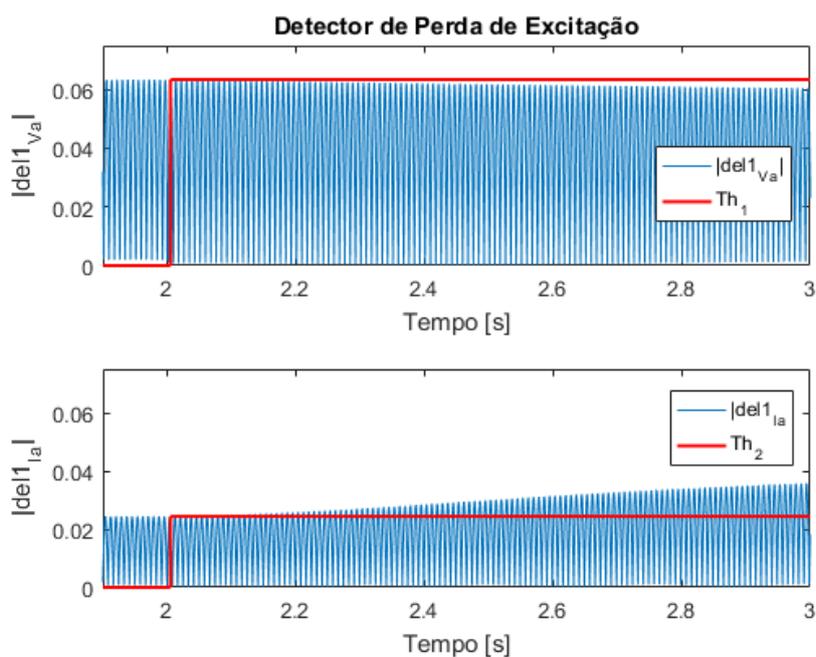
A Figura 38 apresenta o comportamento da energia ativa e reativa do gerador síncrono na ocorrência da Perda de Excitação para o caso de número 20. Como pode-se observar à máquina passou a drenar maiores quantidades de energia reativa, porém, a potência ativa teve um leve decréscimo e a máquina permaneceu estabilizada.

Tabela 10 - Desempenho da Metodologia Proposta na detecção de Perda de Excitação em um Sistema Teste com Gerador de 390 MVA

Instantes de Detecção - Metodologia Proposta			
Caso	Carregamento (p.u.)	Transitório	Perda de Excitação
1	0,1 + j0,5	2,0054s	5,3189s
2	0,1 + j0,2	2,0054s	3,2288s
3	0,3 + j0,2	2,0054s	3,4547s
4	0,3 + j0,5	2,0054s	5,0785s
5	0,5 + j0,2	2,0054s	3,9047s
6	0,5 + j0,4	2,0054s	4,2123s
7	0,7 + j0,2	2,0054s	4,0299s
8	0,7 + j0,4	2,0054s	3,9962s
9	0,9 + j0,3	2,0054s	3,8120s
10	0,9 + j0,1	2,0054s	3,8630s
11	0,9 - j0,2	2,0054s	3,7290s
12	0,7 - j0,2	2,0054s	3,7540s
13	0,7 - j0,5	2,0054s	3,9200s
14	0,5 - j0,2	2,0054s	3,3957s
15	0,5 - j0,4	2,0054s	3,6287s
16	0,5 - j0,5	2,0054s	4,1448s
17	0,3 - j0,6	2,0054s	7,1170s
18	0,3 - j0,4	2,0054s	3,2202s
19	0,3 - j0,2	2,0054s	2,7457s
20	0,1 - j0,6	2,0054s	-

Fonte: Autor

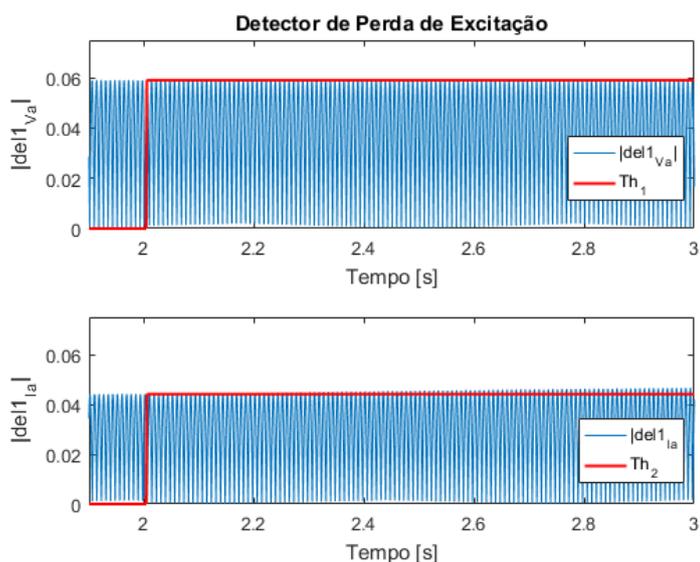
Figura 36 - Comportamento do Método Proposto na detecção de Perda de Excitação em um Sistema Teste contendo um Gerador de 390MVA.



Fonte: Autor.

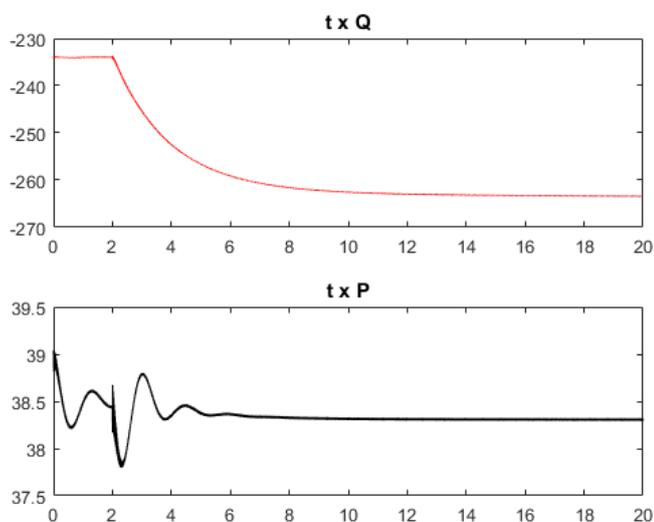
Nas Figura 39 e 40, respectivamente, nota-se o comportamento dos sinais de corrente e tensão das fases do gerador síncrono, onde é possível perceber um pequeno aumento na magnitude das correntes de fase A, B e C. Os sinais de tensão não apresentaram grandes diferenças em suas magnitudes.

Figura 37 - Comportamento da Metodologia Proposta para o Carregamento de número 20 do Sistema Teste com Gerador de 390MVA



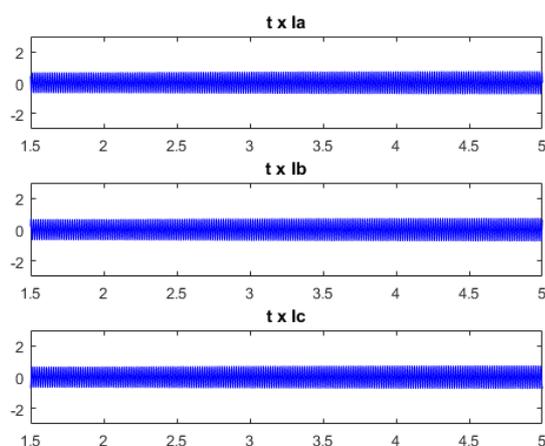
Fonte: Autor

Figura 38 - Comportamento dos Sinais de Potência Ativa e Reativa para o evento de Perda de Excitação no caso 20 do Sistema Teste com Gerador de 390MVA



Fonte: Autor

Figura 39 - Sinais de Corrente de Fase do caso 20 para o Gerador de 390 MVA sob efeitos de Perda de Excitação.

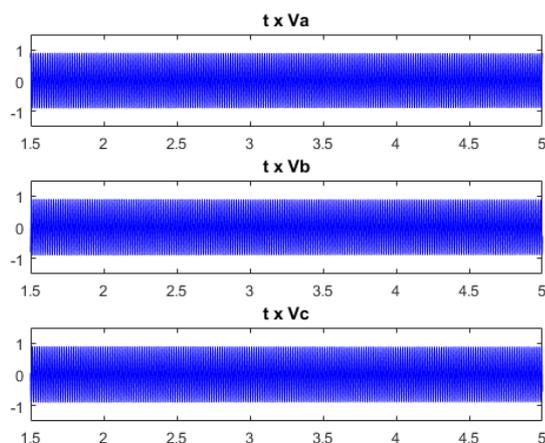


Fonte: Autor.

#### 4.8 Desempenho da Metodologia Proposta em situações de Curto-Circuito e Oscilações de Potência no Gerador Síncrono de 390 MVA

Os resultados da Metodologia proposta para situações de Curto-Circuito e Oscilações de Potência em um gerador síncrono de 390 MVA estão apresentados na Tabela 11. Pode-se observar que a metodologia identificou em todos os casos a presença dos transitórios e dos eventos de curto-circuito e oscilações de potência.

Figura 40 - Sinais de Corrente de Fase do caso 20 para o Gerador de 390 MVA sob efeitos de Perda de Excitação.



Fonte: Autor.

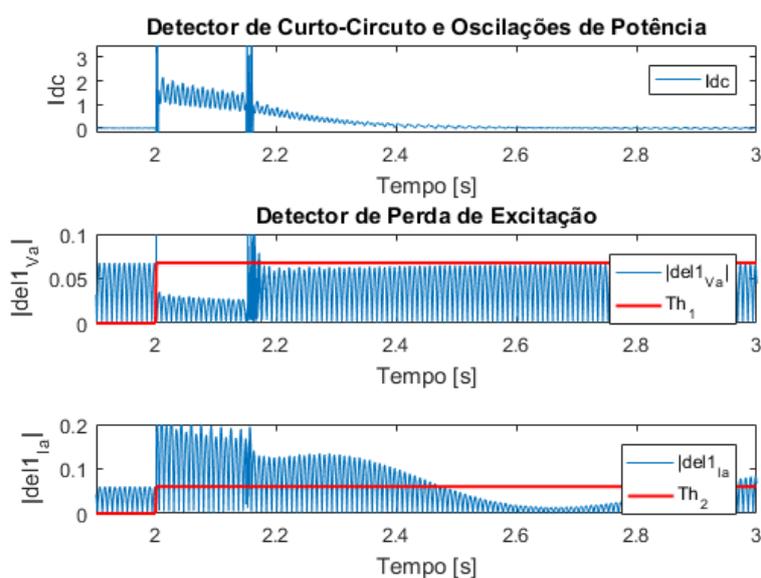
Tabela 11 - Desempenho da Metodologia proposta frente a situações de Curto-Circuito e Oscilações de Potência para um Gerador de 390MVA

Instantes de Detecção - Metodologia Proposta				
Caso	Carregamento (p.u.)	Transitório	Curto-Circuito	Oscilações de Potência
1	0,1 + j0,5	2,0001s	2,0160s	2,1623s
2	0,1 + j0,2	2,0001s	2,0160s	2,2136s
3	0,3 + j0,2	2,0001s	2,0160s	2,2136s
4	0,3 + j0,5	2,0001s	2,0160s	2,4755s
5	0,5 + j0,2	2,0001s	2,0160s	2,1753s
6	0,5 + j0,4	2,0001s	2,0160s	2,4758s
7	0,7 + j0,2	2,0001s	2,0160s	2,4753s
8	0,7 + j0,4	2,0001s	2,0160s	2,4512s
9	0,9 + j0,3	2,0001s	2,0160s	2,4671s
10	0,9 + j0,1	2,0001s	2,0162s	2,4834s
11	0,9 - j0,2	2,0001s	2,0162s	2,5154s
12	0,7 - j0,2	2,0001s	2,0162s	2,5074s
13	0,7 - j0,5	2,0001s	2,0162s	2,5231s
14	0,5 - j0,2	2,0001s	2,0160s	2,5403s
15	0,5 - j0,4	2,0001s	2,0162s	2,5396s
16	0,5 - j0,5	2,0001s	2,0162s	2,5229s
17	0,3 - j0,6	2,0001s	2,0160s	2,4557s
18	0,3 - j0,4	2,0001s	2,0160s	2,6721s
19	0,3 - j0,2	2,0001s	2,0160s	2,6311s
20	0,1 - j0,6	2,0001s	2,0160s	2,5297s

Fonte: Autor.

Na Figura 41, tem-se o comportamento da metodologia para uma situação representada pelo caso 9, onde o método atuou corretamente no instante aproximado de 2,4671s.

Figura 41 - Comportamento da Metodologia Proposta para um evento de Oscilação de Potência e Curto-Circuito em Gerador de 390 MVA



Fonte: Autor.

#### 4.9 Considerações acerca dos resultados

De acordo com os resultados apresentados nas seções anteriores, percebe-se que os métodos de Mason (1949) e Berdy (1975) são robustos quanto à detecção dos eventos de perda de excitação.

Entretanto, nas últimas décadas, trabalhos como os de Mackenzie et al. (1975), Darron et al. (1975), Morais et al. (2009), entre outros apresentados na revisão bibliográfica, realizam estudos destas metodologias quanto a situações de oscilações de potência, onde fora constatado que determinados eventos de Oscilações de Potência podem implicar em atuações indevidas destas proteções.

Portanto, foram testados os métodos de Berdy (1975) e Mason (1949) frente a situações de Oscilações de Potência provocadas após a extinção de uma falta trifásica de duração de 150ms no sistema teste. Como pode-se observar nas Tabelas 5 e 9, os métodos de Mason e Berdy atuaram indevidamente para situações de Oscilações de Potência.

Sendo assim, a atuação indevida dos métodos clássicos para os eventos de Oscilação de Potência indica que os geradores síncronos podem ser desconectados indevidamente do sistema elétrico de potência. Com base nisso, uma das possíveis consequências do desligamento importuno de grandes blocos de geração é a redução da frequência do sistema elétrico, obrigando a ocorrência de *load-shedding*, resultando em prejuízos para a concessionária de energia e aos consumidores finais.

A Metodologia Proposta neste trabalho demonstrou bom desempenho na detecção dos eventos de oscilações de potência. Além disso, o método foi capaz de detectar em 97,5% dos casos o evento de perda de excitação. Na maioria dos eventos de perda de excitação, o método detectou a anormalidade no funcionamento da máquina em intervalos de tempo inferior aos métodos clássicos de Mason (1949) e Berdy (1975).

## 5 CONCLUSÃO

A perda de excitação nos geradores síncronos pode levar a máquina a operar de forma anormal. Os efeitos da perda de excitação podem provocar danos permanentes à máquina síncrona, além disso, problemas de subtensão e perda de sincronismo podem aparecer no sistema elétrico de potência. Portanto, a proteção contra este tipo de falha deve ser imprescindível.

A seletividade dos métodos de proteção convencionais pode vir a ser afetada em casos de oscilações estáveis de potência, atuando de forma desnecessária. O desligamento importuno de uma unidade geradora pode implicar na retirada de grandes blocos de carga, trazendo prejuízos à concessionária de energia e aos consumidores finais. Os efeitos da perda de excitação são ainda mais severos em situações que o gerador opera com maior carregamento, onde os métodos de proteção analisados neste trabalho atuaram mais rapidamente.

Com base nos problemas provocados pela perda de excitação, nas últimas décadas novos métodos de proteção foram desenvolvidos de forma a mitigar os impactos da PE, os novos métodos propostos na literatura também visam elevar a confiabilidade da proteção, não atuando de forma incorreta para eventos de Oscilações de Potência. Portanto, diante disso, a metodologia proposta apresentou bom desempenho na detecção dos eventos analisados.

O método proposto não sensibilizou para o evento de PE no carregamento de número 20 no sistema teste com o gerador síncrono de 390 MVA, o que se deve a característica de carregamento da máquina, onde a mesma operava de forma subexcitada e entregando baixa quantidade de potência ativa, que em conjunto com a maior inércia da máquina (quando comparada à de 80 MVA, onde o método atuou corretamente para todos os casos), não permitiu que a perda de excitação para este caso fosse mais severa.

Nas situações para o sistema teste com o gerador síncrono de 80 MVA, a metodologia proposta foi capaz de detectar corretamente os eventos de perda de excitação, curto-circuito e oscilações de potência, apresentando uma confiabilidade maior que o método de Mason (1949), que atuou indevidamente para eventos de Oscilações de Potência.

Por fim, com base nos resultados obtidos, pode-se concluir que a metodologia proposta apresenta grande robustez para identificação das perdas de excitação em

geradores síncronos, sendo capaz de diferenciar tais eventos das situações de curto-circuito e oscilações de potência, podendo aumentar a confiabilidade e a precisão da função ANSI 40, em diversas condições operacionais do sistema.

### **5.1 Sugestão para trabalhos Futuros**

Como sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros, destacam-se:

- Testar a Metodologia proposta para outros sistemas teste, para diferentes carregamentos e geradores.
- Aplicar a metodologia proposta para situações de perdas parciais de excitação.
- Aplicar o método para detecção de Curto-Circuito e Oscilações de Potência junto aos métodos clássicos de Mason (1949) e Berdy (1975), visando melhorar a confiabilidade dos mesmos.

## REFERÊNCIAS

ABB Ltda. (2002). **ABB Generator Protection Unit 2000R**. Edição B. (Novembro de 2002). p. 1-155.

ALLA, M.; GUZMÁN, A.; FINNEY, D; and FISCHER, N.; **Capability Curve-Based Generator Protection Minimizes Generator Stress and Maintains Power System Stability**. 45th Annual Western Protective Relay Conference, At Spokane. October 2018.

ANDERSON, P. M. **Power system protection**. New Jersey, Piscataway: Ed. IEEE Press Power Engineering Series – McGraw-Hill, 1998.

AMINI, Mahdi; DAVARPANAH, Mahdi; SANAYE-PASAND, Majid. **A novel approach to detect the synchronous generator loss of excitation**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 30, n. 3, p. 1429-1438, 2014.

BATISTELLA, Jacqueline Chuma. **Uma nova proposta para a remoção da componente DC das correntes de falta usando mínimos quadrados e transformada discreta de Fourier**. 2018.

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.

BLUMSCHEIN, J.; YELGIN, Y.; KEREIT, M. **Proper detection and treatment of power swing to reduce the risk of blackouts**. In: 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. IEEE, 2008. p. 2440-2446.

CHAPMAN, Stephen J. **Fundamentos de Máquinas Elétricas**. 5. ed. New York: McGraw-Hill, 2013.

CIGRÉ TECHNICAL BROCHURE 479. **International Guide on the Protection of Synchronous Generators**. Out. 2011.

DARRON, H. G; KOEPFINGER J. L.; MATHER, J. R. **The influence of generator loss of excitation on bulk power system reliability**. IEEE Transaction on Power Applications and Systems, v. 94, n. 5, p.1473-1483, set./out. 1975.

DOS SANTOS, E. M. et al. CT saturation detection based on the distance between consecutive points in the plans formed by the secondary current samples and their difference-functions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 1, p. 29-37, 2012.

FRANCO, Mateus C. et al. Método para Detecção de Perda de Excitação, Curto-Circuito e Oscilações de Potência em Geradores Síncronos. **Anais da Sociedade Brasileira de Automática**, v. 2, n. 1, 2020.

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

GAZEN, Yuri Neves. **Proteção contra perda de excitação em geradores síncronos: Uma nova proposta utilizando o método do cálculo contínuo da impedância aparente**. Universidade Federal de Santa Maria, 2015.

GAZEN, Yuri Neves et al. **New setting of loss of excitation protection in PQ plan in order to maximize the operation area of the capacity curve of the synchronous machine**. In: 2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). IEEE, 2014. p. 1-6

HASANI, Abbas et al. **A Current-based Differential Technique to Detect Loss of Field in Synchronous Generators**. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2019.

HASANI, Abbas et al. **Synchronous Generator Loss of Field Protection by Using Rotor Angle Variations**. In: 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe). IEEE, 2018. p. 1-6.

IEEE Std C37.102-2006 – **IEEE Guide for AC Generator Protection**. 16 Feb.,2007.

ITCZAK, Alex. **Análise de metodologia para detecção de perda total de excitação em geradores síncronos sob condição de perda parcial de campo**. Unipampa, 2016.

KIAEI, Iman; LOTFIFARD, Saeed; BOSE, Anjan. **Secure loss of excitation detection method for synchronous generators during power swing conditions**. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 33, n. 4, p. 1907-1916, 2018.

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

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

Lee, D. C. Kundur, P.; Brown, R. D. (1979). **A High Speed, Discriminating Generator Loss Of Excitation Protection**. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, nº.6. p. 1895-1899.

LI, Lin; CAIXIN, Sun; DAOHUAI, Mou. **Study on the Excitation Protection and Control of Synchronous Generator Based on the  $\delta$  and  $s$** . In: 2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific. IEEE, 2005. p. 1-4.

LIU, Ya-dong et al. **A novel adaptive loss of excitation protection criterion based on steady-state stability limit**. In: 2013 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). IEEE, 2013. p. 1-5.

MACKENZIE, W. F. et. al. **Loss of field relay operation during system disturbances** – working group report – June 1971. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v.94, n.5, p. 1464-1472, set./out. 1975.

MARCHI, Pablo et al. Loss of excitation detection in synchronous generators based on dynamic state estimation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 35, n. 3, p. 1606-1616, 2020.

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

MASON, C. R. **The Art and Science of Protective Relaying**. New York: John Wiley and Sons, 1956.

MENCO, Carlos Andres Lazaro et al. **Método para detecção de oscilação de potência no domínio do tempo**. 2018. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Maria.

MOORE, P. J.; STANGENBERG, A. **An investigation into the impedance characteristics of a synchronous generator under loss of excitation condition**. In: Proceedings of EMPD'98. 1998 International Conference on Energy Management and Power Delivery (Cat. No. 98EX137). IEEE, 1998. p. 619-624.

MORAIS, Adriano Peres de et al. **Avaliação do desempenho dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos: uma contribuição utilizando a teoria dos conjuntos nebulosos**. 2008.

MORAIS, Adriano Peres de; CARDOSO JR, Ghendy; MARIOTTO, Lenois. **Avaliação do desempenho dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos**. Sba Controle & Automação, Natal, v.20, n.4, p.526-545, Dec. 2009.

M. F. DIAS and M. M. ELKATEB. **Case Study into Loss-Of-Excitation Relays during simultaneous faults – part II**. In: Proc. AFRICON'92, 3rd Conf., p. 430-433, 1992.

NOROOZI, Naser; ALINEJAD-BEROMI, Yousef; YAGHOBI, Hamid. **Fast approach to detect generator loss of excitation based on reactive power variation**. IET Generation, Transmission & Distribution, v. 13, n. 4, p. 453-460, 2018.

OLIVEIRA, Kariny Silva de. **Proposição de uma nova técnica para detecção de oscilações estáveis de potência em SEP**. 2015.

REIMERT, D. **Protective relaying for power generator systems**. Boca Raton: CRC Press, 2006. 561p.

SAADAT, H. **Power System Analysis**. New York: McGraw-Hill, 1999.

SHARAF, A. M.; LIE, T. T. **Neural network pattern classifications of transient stability and loss of excitation for synchronous generators**. In: Proceedings of 1994 IEEE International Conference on Neural Networks (ICNN'94). IEEE, 1994. p. 2916-2921.

TREMAINE, R. L.; BLACKBURN, J. L. **Loss of field protection for synchronous machines.** *Electrical Engineering*, v. 73, n. 11, p. 1008-1008, 1954.

## ANEXO A

Nesta seção, as Tabelas A1, A2 e A3 apresentam os parâmetros dos geradores, transformador e linhas de transmissão utilizados nas simulações realizadas para avaliação dos métodos contra perda de excitação dos geradores síncronos.

Tabela A1 - Parâmetros dos Geradores

Parâmetros dos Geradores		
Parâmetros	GS1	GS2
S (MVA)	80	390
V (kV)	13.8	13.8
FP	0.95	0.96
Xd (p.u.)	0.90	1.20
X'd (p.u.)	0.26	0.27
X''d (p.u.)	0.24	0.18
Xq (p.u.)	0.54	0.70
X2 (p.u.)	0.26	0.21
X0 (p.u.)	0.13	0.14
Xp (p.u.)	0.21	0.20
T'd0 (s)	5.4	5.0
T''d0 (s)	0.037	0.10
T''q0 (s)	0.09	0.09
H(s)	3.5	5.5
PS-1.0(p.u.)	0.182	0.079
PS-1.2(p.u.)	0.507	0.349
Frequência (Hz)	60	60

Fonte: Morais et al. (2009)

Tabela A2 – Parâmetros do Transformador

Parâmetros do Transformador	
Parâmetros	Linhas de Transmissão
S(MVA)	510
V(kV)	13.8/500
X (p.u.)	0.19

Fonte: Morais et al. (2009)

Tabela A3 - Parâmetros das Linhas de transmissão

Parâmetros das Linhas de Transmissão		
Parâmetros	LT1	LT2
V (kV)	500	500
Z1, Z2 ( $\Omega$ /km)	0.0212 + j0.1162	0.017 + j0.266
Z0 ( $\Omega$ /km)	0.0848 + j0.4649	0.424 + j1.357
B1, B2 ( $\mu$ S/km)	72.2566	5.097
B0 ( $\mu$ S/km)	72.4453	3.3097

Fonte: Adaptado de Morais et al. (2009)