

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

FABIANO AGUIAR DE OLIVEIRA

**CLASSIFICAÇÃO DAS PERDAS DE EXCITAÇÃO EM GERADORES
SÍNCRONOS: UMA ABORDAGEM CONSIDERANDO A
DIFERENCIAÇÃO EM RELAÇÃO AOS CURTOS-CIRCUITOS E ÀS
OSCILAÇÕES ESTÁVEIS DE POTÊNCIA**

Alegrete - RS

2022

FABIANO AGUIAR DE OLIVEIRA

**CLASSIFICAÇÃO DAS PERDAS DE EXCITAÇÃO EM GERADORES
SÍNCRONOS: UMA ABORDAGEM CONSIDERANDO A
DIFERENCIAÇÃO EM RELAÇÃO AOS CURTOS-CIRCUITOS E ÀS
OSCILAÇÕES ESTÁVEIS DE POTÊNCIA**

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

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos.

Alegrete - RS

2022

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) .

d48c de Oliveira, Fabiano Aguiar

Classificação das perdas de excitação em geradores síncronos: uma abordagem considerando a diferenciação em relação aos curtos-circuitos e às oscilações estáveis de potência / Fabiano Aguiar de Oliveira.

89 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2022.

"Orientação: Eduardo Machado dos Santos".

1. gerador síncrono. 2. perda de excitação. 3. reguladores de tensão e velocidade. 4. sistema de proteção. 5. oscilação de potência. I. Título.

FABIANO AGUIAR DE OLIVEIRA

**CLASSIFICAÇÃO DAS PERDAS DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS: UMA ABORDAGEM
CONSIDERANDO A DIFERENCIAÇÃO EM RELAÇÃO AOS CURTOS-CIRCUITOS E ÀS OSCILAÇÕES ESTÁVEIS
DE POTÊNCIA**

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: 28 de julho de 2022.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos
Orientador
UNIPAMPA

Prof. Dr. Chrystian Dalla Lana da Silva
UNIPAMPA

Eng.^a Luana Barcelos Severo
UNIPAMPA

Assinado eletronicamente por **CHRYSYTIAN DALLA LANA DA SILVA, PROFESSOR DO MAGISTERIO**



SUPERIOR, em 17/08/2022, às 08:37, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **EDUARDO MACHADO DOS SANTOS, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 17/08/2022, às 16:09, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **LUANA BARCELOS SEVERO, Usuário Externo**, em 17/08/2022, às 16:17, 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, informando o código verificador **0877857** e o código CRC **640EDFCA**.

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

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela saúde e determinação durante todos esses anos.

Aos meus avós, Alair e José, pelo apoio e carinho por toda a vida.

Ao meu pai, Gabriel, pelo incentivo incondicional e por todos os ensinamentos que me fizeram ser quem eu sou hoje.

A minha mãe, Sandra Mara, e seu cônjuge, pelo amor e apoio que me permitiram concluir esta etapa da minha vida.

A minha irmã, Juliana, seu cônjuge e minhas sobrinhas, Aurora e Gabriela por todo apoio, amor e carinho.

Ao professor orientador, Eduardo Machado dos Santos pelos ensinamentos durante a realização deste trabalho, pela paciência e incentivo à pesquisa, e por acreditar em mim, dando a oportunidade de me juntar ao Grupo de Energia e Sistemas Elétricos de Potência (GESEP).

Aos colegas do GESEP, pela amizade e apoio sempre que necessário.

Aos colegas e amigos, Arthur, Claudio e Eduardo, pela companhia e amizade verdadeira.

À UNIPAMPA e seu corpo docente, pelo aprendizado constante, o qual contribuiu para o meu crescimento acadêmico e profissional.

RESUMO

O gerador síncrono é uma máquina amplamente utilizada em sistemas elétricos de potência (SEP), a qual opera com frequência constante. Seu funcionamento depende principalmente do uso contínuo de sistemas de excitação que são suscetíveis a problemas como curto-circuito (CC), o que pode causar a sua inatividade parcial ou total, levando à operação incorreta da máquina, podendo ocasionar danos irreversíveis na sua estrutura e também no sistema elétrico no qual está conectada. O estudo da operação desses equipamentos é essencial para garantir a estabilidade dinâmica do sistema elétrico de potência. Dessa forma, estudos com a intenção de mitigar falhas nestes sistemas são frequentes e necessários. As falhas que ocorrem nos sistemas de controle podem levar à condições de desbalanço do sistema, afetando a vida útil da máquina síncrona e dos elementos ao seu redor. As principais características vistas nas propriedades elétricas durante a perda do sistema de excitação são: a redução da tensão, a elevação da corrente nos terminais da máquina, a diminuição da potência ativa gerada e a operação como máquina de indução, passando a consumir potência reativa. Diversas técnicas têm sido propostas para detectar a perda de excitação, entre as quais, os métodos de Mason e Berdy se destacam, sendo frequentemente utilizados. Contudo, as técnicas clássicas apresentam problemas de seletividade em algumas situações, o que leva a criação de novos métodos, os quais são propostos para melhorar seu desempenho. Este trabalho propõe uma nova metodologia para a detecção da perda de excitação (PE) em geradores síncronos, que se baseia na análise das envoltórias das formas de onda das tensões e correntes. A técnica proposta foi testada em diferentes condições operacionais do sistema, simuladas via *software* ATPDraw, apresentando robustez e grande precisão na classificação das PE's, mostrando-se como uma ferramenta capaz de aumentar a confiabilidade da proteção dos geradores síncronos.

Palavras-chaves: gerador síncrono, perda de excitação, reguladores de tensão e velocidade, sistema de proteção, oscilação de potência, processamento de sinais.

ABSTRACT

The synchronous generator is a machine widely used in electrical power systems (EPS), which operates with constant frequency. Its functioning mainly depends on the continuous use of excitation systems that are susceptible to problems such as short-circuits, which can cause its partial or total inactivity, as well as the incorrect operation of the machine and irreversible damage to its structure and also to the electrical system to which it is connected. The study of the operation of these equipment is essential to ensure the dynamic balance of operation of the electrical system. Thus, studies aimed at mitigating failures in these systems are frequent and necessary. The failures that occur in control systems can take to unbalanced conditions, affecting the life of the machine and the equipment around it. The main characteristics seen in the electrical properties during the loss of the excitation system are: the reduction of the voltage, the increase of the current in the terminals of the machine, the decrease of the generated active power and the operation as inductive machine, where it consumes reactive power. Several techniques have been proposed to detect the loss of excitation, among which the Mason and Berdy methods stand out, being widely used. Although, classical techniques present selectivity problems in some situations, providing to the creation of new techniques that are proposed to improve their performance. This work proposes a new methodology for detecting loss of excitation (LOE) in synchronous generators, based on the analysis of the envelopes of voltage and current waveforms. The proposed technique was tested in different operating conditions of the system, simulated via ATPDraw software, presenting robustness and great precision in the classification of LOE, showing as a tool capable of increasing the reliability of the protection of synchronous generators.

Key-words: synchronous generator, loss of excitation, voltage and speed governing systems, protection systems, signal processing.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Representação construtiva da máquina síncrona.	27
Figura 2 – Diagrama de blocos de um sistema de controle de excitação.	31
Figura 3 – Sistema de excitação DC.	32
Figura 4 – Sistema de excitação CA com retificador de campo controlado.	33
Figura 5 – Sistema de excitação CA com conjunto retificador controlado.	34
Figura 6 – Sistema de excitação CA sem escovas.	34
Figura 7 – Sistema de excitação com retificador composto.	35
Figura 8 – Modelo de um sistema de excitação IEEE Tipo DC1A.	36
Figura 9 – Modelo de um sistema de excitação IEEE Tipo AC1A.	37
Figura 10 – Modelo do regulador de velocidade.	38
Figura 11 – Modelagem do Regulador de Tensão via ATPDraw.	39
Figura 12 – Modelagem do Regulador de Velocidade via ATPDraw.	39
Figura 13 – Potência ativa e reativa durante a PE.	41
Figura 14 – Comportamento típico da tensão durante a PE.	41
Figura 15 – Comportamento típico da corrente durante a PE.	42
Figura 16 – Sinais de Tensão sob efeito de CC e OP.	44
Figura 17 – Sinais de Corrente sob efeito de CC e OP.	45
Figura 18 – Impedância vista pelo relé.	50
Figura 19 – Característica operacional proposta por Mason.	52
Figura 20 – Característica operacional proposta por Berdy.	52
Figura 21 – Fluxograma da técnica proposta.	55
Figura 22 – Fluxograma da detecção de Curto-Circuito.	58
Figura 23 – Fluxograma da detecção de Oscilação de Potência.	59
Figura 24 – Fluxograma da detecção da Perda de Excitação.	60
Figura 25 – Sistema teste implementado.	63
Figura 26 – Metodologia de Mason aplicada ao evento de CC e OP utilizando o Gerador de 80 MVA.	65
Figura 27 – Operação da Metodologia Proposta em evento de CC com o Gerador de 80 MVA.	67
Figura 28 – Operação da Metodologia Proposta em evento de OP com o Gerador de 80 MVA.	67
Figura 29 – Metodologia de Mason aplicada ao evento de PE com o Gerador de 80 MVA.	68

Figura 30 – Lógica de atuação da Metodologia Proposta no Sinal de Corrente utilizando o Gerador de 80 MVA.	70
Figura 31 – Lógica de atuação da Metodologia Proposta no Sinal de Tensão utilizando o Gerador de 80 MVA.	71
Figura 32 – Operação da Metodologia Proposta em evento de OP utilizando o Gerador de 390 MVA.	73
Figura 33 – Metodologia de Berdy aplicada ao evento de PE com o Gerador de 390 MVA.	74
Figura 34 – Instantes de sensibilização das zonas para o método de Berdy.	75
Figura 35 – Lógica de atuação da Metodologia Proposta no Sinal de Corrente utilizando o Gerador de 390 MVA.	77
Figura 36 – Lógica de atuação da Metodologia Proposta no Sinal de Tensão utilizando o Gerador de 390 MVA.	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Carregamentos utilizados para o Gerador Síncrono.	64
Tabela 2 – Metodologia de Mason aplicada ao CC e OP utilizando o Gerador de 80 MVA.	65
Tabela 3 – Metodologia Proposta aplicada ao CC e OP para o Gerador de 80 MVA. .	66
Tabela 4 – Resultados da metodologia de Mason para PE em um gerador de 80 MVA.	69
Tabela 5 – Resultados da Metodologia Proposta para PE em um gerador de 80 MVA.	70
Tabela 6 – Metodologia de Berdy aplicada ao CC e OP utilizando o Gerador de 390 MVA.	72
Tabela 7 – Metodologia Proposta aplicada ao CC e OP para o Gerador de 390 MVA.	73
Tabela 8 – Metodologia de Berdy para PE em um gerador síncrono de 390 MVA. . . .	75
Tabela 9 – Resultados da Metodologia Proposta para PE em um gerador de 390 MVA	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AVR	<i>Automatic voltage regulator</i>
GOV	<i>Speed Governor</i>
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
CA	Corrente alternada
DC	Corrente contínua, do inglês <i>Direct current</i>
CC	Curto-circuito
IEEE	<i>Institute of electrical and electronic engineers</i>
SE	Elemento Estruturante, do inglês <i>Structuring Element</i>
OEP	Oscilação estável de potência
OP	Oscilação de potência
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial
LT	Linha de transmissão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Considerações Gerais	19
1.2	Motivação	19
1.3	Objetivos	20
1.4	Revisão Bibliográfica	21
1.5	Estrutura do Trabalho	23
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	25
2.1	Considerações Gerais	25
2.2	Fundamentos do Gerador Síncrono	25
2.3	Descrição Física dos Geradores Síncronos	26
2.3.1	Estator	26
2.3.2	Rotor	27
2.3.2.1	Rotor de Polos Lisos	28
2.3.2.2	Rotor de Polos Salientes	28
2.4	Velocidade de Rotação do Gerador Síncrono	28
2.5	Sistemas de Excitação	28
2.5.1	Funções de Controle	29
2.5.2	Funções de Proteção	30
2.5.3	Elementos de um sistema de excitação	30
2.6	Tipos de Sistemas de Excitação	31
2.6.1	Sistemas de Excitação DC	32
2.6.2	Sistemas de Excitação CA	32
2.6.3	Sistemas de Excitação Estáticos	35
2.7	Regulador Automático de Tensão	35
2.8	Regulador Automático de Velocidade	38
2.9	Modelagem dos Reguladores via <i>Software</i> ATPDraw	38
2.10	Fundamentos da PE em Geradores Síncronos	40
2.10.1	Efeitos da Perda de Excitação	40
2.11	Proteção Contra Perda de Excitação (ANSI 40)	42
2.12	Aplicação do Relé de Distância	43
2.13	Oscilação de Potência	43

2.14	Morfologia Matemática	45
2.15	Considerações Finais	48
3	TÉCNICAS ESTUDADAS PARA A DETECÇÃO DAS PERDAS DE EX- CITAÇÃO	49
3.1	Considerações Gerais	49
3.2	Fundamentos da Lógica de Atuação	49
3.3	Método de Mason	51
3.4	Método de Berdy	51
3.5	Metodologia Proposta	53
3.5.1	Detecção de Transitório	53
3.5.2	Detecção de Curto-Circuito	54
3.5.3	Detecção de Oscilação de Potência	57
3.5.4	Detecção de Perda de Excitação	60
3.6	Considerações Finais	61
4	RESULTADOS	63
4.1	Considerações Gerais	63
4.2	Simulação do evento de CC e OP aplicando a metodologia de Mason em um gerador síncrono de 80 MVA	64
4.3	Simulação do evento de CC e OP aplicando a metodologia proposta em um gerador síncrono de 80 MVA	66
4.4	Simulação do evento de PE aplicando a metodologia de Mason em um gera- dor síncrono de 80 MVA	68
4.5	Simulação do evento de PE aplicando a metodologia proposta em um gera- dor síncrono de 80 MVA	69
4.6	Simulação do evento de CC e OP aplicando a metodologia de Berdy em um gerador síncrono de 390 MVA	71
4.7	Simulação do evento de CC e OP aplicando a metodologia proposta em um gerador síncrono de 390 MVA	72
4.8	Simulação do evento de PE aplicando a metodologia de Berdy em um gera- dor síncrono de 390 MVA	74
4.9	Simulação do evento de PE aplicando a metodologia proposta em um gera- dor síncrono de 390 MVA	76
4.10	Considerações finais acerca dos resultados	78

5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTU- ROS	79
5.1	Considerações Finais	79
5.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	79
	ANEXO A – PARÂMETROS DO SISTEMA TESTE	81
	REFERÊNCIAS	83

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

O gerador síncrono é a máquina rotativa mais usada para a geração de energia elétrica no sistema elétrico de potência (SEP). O estudo completo do funcionamento desses equipamentos é essencial para assegurar o equilíbrio dinâmico de operação do sistema elétrico. Desse modo, estudos com fins de mitigar falhas nesses sistemas são frequentes e necessários, uma vez que as falhas que ocorrem nos sistemas de controle podem levar a condições de desequilíbrio, afetando a vida útil da máquina e dos equipamentos ao seu redor (MACKENZIE, 1975). A perda de excitação (PE) é uma das principais falhas que acontecem nos geradores síncronos e, segundo IEEE Std. C37.102-2006 (2007), trata-se de uma condição anormal de operação do gerador e ocorre devido à perturbações e transitórios no sistema de excitação. O comportamento anormal dos geradores síncronos na presença da PE faz com que essas máquinas absorvam potência reativa, operando como geradores de indução. Além disso, o aquecimento do rotor, o afundamento na tensão terminal, as altas correntes no enrolamento de armadura, os torques pulsantes e a diminuição na potência ativa entregue são outros sintomas observados durante uma PE (ANDERSON, 1999).

1.2 Motivação

Os sistemas de proteção contra a perda de excitação estudados na bibliografia de referência têm sido adaptados ao longo dos anos. Com o intuito de aprimorá-las, diversos autores desenvolveram novos métodos e conceitos capazes de detectar outros eventos adversos no sistema elétrico, uma vez que as principais metodologias, de Mason (1949) e de Berdy (1975), estão suscetíveis a atuar de maneira incorreta para dados eventos transitórios. Dentre os motivos, os quais despertaram o interesse para a realização do trabalho, estão:

- Desligamento indevido de unidades geradoras através da atuação incorreta dos dispositivos de proteção;
- Desequilíbrio do sistema e a perda de sincronismo;
- Coordenação entre os dispositivos de controle e de proteção empregados nos sistemas de excitação;

- O sobreaquecimento do sistema de armadura do gerador síncrono com correntes de magnitude na ordem de 2 a 4 vezes a corrente nominal (ANDERSON, 1999);
- Subtensões presentes nos barramentos próximos ao problema;
- A motorização indevida da máquina síncrona;
- Poucas simulações desenvolvidas no *software* ATPDraw[®]; e
- O desenvolvimento de uma técnica capaz de classificar corretamente as PE's e diferenciá-las de eventos transitórios, como curtos-circuitos e oscilações estáveis de potência, para todas as condições operacionais do SEP, em contrapartida aos métodos apresentados na literatura.

1.3 Objetivos

Este trabalho tem por objetivo geral elaborar uma nova metodologia para atuar na detecção da PE em geradores síncronos, a qual é capaz de distinguir o fenômeno de outros transitórios, como curto-circuito e oscilações estáveis de potência. Como objetivos específicos, citam-se:

- Averiguar o desempenho de métodos já existentes na literatura para detecção de perda de excitação;
- Desenvolver métodos de detecção de transitórios utilizando técnicas de processamento de sinais via *software* Matlab[®];
- Criar um banco de dados para diferentes eventos transitórios em diferentes situações de carregamentos para duas máquinas síncronas via ATPDraw[®];
- Revisar a bibliografia acerca dos sistemas de excitação e incentivar discussões sobre os sistemas de controle de geradores síncronos;
- Desenvolver um sistema teste robusto com emprego de máquinas síncronas, o qual possa ser usado para análise de estabilidade de sistemas elétricos de potência;
- Implementar corretamente sistemas de controle (Reguladores de tensão e velocidade) de máquinas síncronas via *software* ATPDraw[®]; e
- Estimular trabalhos futuros para estudos de proteção e estabilidade de sistemas elétricos de potência.

1.4 Revisão Bibliográfica

Esta revisão bibliográfica apresenta um breve histórico sobre os principais trabalhos que contribuíram para a construção dos estudos sobre PE em geradores síncronos. São ressaltados aspectos importantes e que foram discutidos na época das suas publicações de acordo com seu contexto histórico. Esses pensamentos formam a base para a construção de uma fundamentação teórica sólida sobre o problema da perda de excitação nos geradores síncronos. A análise dos textos de referência permite a compreensão da evolução dos esquemas e a operação dos equipamentos de proteção que foram e ainda são utilizados na detecção e prevenção do problema estudado.

Em 1942, Crossman *et al.* (1942) destacam os principais efeitos observados após a ocorrência da perda de excitação em unidades geradoras de grande porte. Além do sobreaquecimento prejudicial, a perda completa de campo pode provocar tensões seriamente baixas entre não mais que 10 a 15 segundos de operação com o problema no sistema elétrico. Em casos extremos, tempos mais curtos como um segundo podem ser o suficiente. A partir de estudos de perturbações ocorridos na cidade de Nova Iorque, comprovou-se que os relés de proteção de campo devem ser sensíveis a qualquer condição de carregamento da máquina e que relés que operam de acordo com um valor específico de corrente ou de tensão não oferecem cobertura de proteção suficiente. O autor aborda, em sua obra, uma solução aplicada em geradores com potência acima de 50 MW e com frequência nominal de 60 Hz, a qual usa um relé trifásico que atua em conjunto com unidades de subtensão, com o objetivo de monitorar as situações que empregam níveis de tensão e carregamentos menores.

Uma metodologia de proteção para a detecção da perda de excitação foi proposta por Mason (1949). O método utiliza o cálculo da impedância aparente e analisa seu comportamento em um diagrama R-X. A lógica de operação tem uma forma definida de acordo com os parâmetros de construção da máquina e é representada por uma circunferência. O método utiliza um relé monofásico e seu modo de operação é instantâneo, ou seja, assim que a impedância entra na área de operação, o relé é sensibilizado. Entretanto, distúrbios no sistema como oscilações de potência ou curtos-circuitos podem fazer com que a lógica atue de maneira indevida, isolando a unidade geradora desnecessariamente.

Tendo em vista o problema da seletividade em distinguir os eventos de PE de outros transitórios, Berdy (1975) propôs uma metodologia que utiliza duas áreas de atuação. Dessa forma, a metodologia opera instantaneamente em uma das zonas de operação e de maneira temporizada na outra. A área de atuação rápida tem diâmetro correspondente a 1 p.u., e a zona temporizada possui um diâmetro igual à reatância de eixo direto da máquina síncrona.

O problema inerente da detecção indevida da PE nos métodos clássicos foi bastante discutido ainda na década de 1970. Estudos realizados pela empresa *Detroit Edison* apontam que, em 17 operações de proteção, 10 estavam corretas, 2 incorretas e 5 foram indeterminadas, ocasionando frequentes apagões no sistema elétrico (ARNDT, 1975).

Em 2005, técnicas baseadas nas características tomate lenticular, foram publicadas por Leite *et al.* (2005). O estudo evidencia as vantagens e as desvantagens no uso da proteção contra perda de excitação. A representação é feita a partir de dois círculos deslocados em ângulo, onde se formam duas zonas de operação que se assemelham a um tomate. A técnica foi apresentada no VII Seminário Técnico de Proteção e Controle em 2005, onde os autores exibiram seus resultados aplicados nas unidades geradoras da Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Guimarães (2006) destaca a influência do estudo da curva de capacidade, onde definem-se os limites térmicos do estator e do rotor, limites na turbina e limites de mínima e máxima excitação. O autor ainda ressalta a importância de se parametrizar corretamente a proteção contra perda de excitação de acordo com as capacidades operativas da máquina, evitando a condição prejudicial à unidade geradora.

Shi *et al.* (2012) abordam a análise do desempenho dos esquemas que envolvem a admitância, o diagrama R-X com unidade direcional e as abordagens P-Q e V-I. O sistema teste foi composto por dois geradores de polos salientes e dois transformadores elevadores que foram conectados em um barramento infinito através de duas linhas de transmissão. O trabalho mostra a comparação dos métodos e promove recursos a fim de evitar a operação incorreta das proteções contra PE.

Gabe (2014) propôs sua técnica de detecção que utilizava a extração das envoltórias dos sinais de tensão e corrente medidas nos terminais da máquina síncrona. O método apresentou resultados satisfatórios ao detectar rapidamente os eventos de PE e oscilações de potência.

Dois anos mais tarde, Itczak (2016) apresenta uma análise da metodologia demonstrada por Gabe. O trabalho acrescenta que o método proposto também é eficaz nos casos de perda total e parcial do sistema de excitação, simulando novamente para diversos casos de carregamento do sistema elétrico.

Uma metodologia para a detecção da PE foi apresentada por Hasani *et al.* (2019). De acordo com a pesquisa, o comportamento da corrente de excitação pode ser comparado com o da corrente de campo. A diferença entre as correntes é significativa, e seu monitoramento é considerável para a detecção de anomalias no sistema de excitação. Usando-se de um circuito de campo detalhado pela referência, é possível implementar o transitório de PE, onde a técnica obteve bons resultados, detectando diversos casos e oferecendo uma maior segurança.

1.5 Estrutura do Trabalho

O Capítulo 2 apresenta uma abordagem sobre os conceitos fundamentais para o entendimento básico dos geradores síncronos. São introduzidos os conceitos de sistemas de excitação, reguladores de tensão e velocidade, o problema da perda de excitação e seus efeitos, bem como sua modelagem computacional via *software* ATPDraw. Ainda, é apresentada a aplicação do relé de distância na proteção contra PE e o uso da técnica de processamento de sinais a partir da morfologia matemática, que é utilizada na detecção de transitórios.

No Capítulo 3, são abordadas as principais metodologias clássicas estudadas, expondo as características bem definidas de cada esquema. O Capítulo também revela a importância da comparação entre as técnicas de proteção, além de apresentar a metodologia proposta para a detecção da PE. Por fim, são discutidas as técnicas de detecção de transitórios como curtos-circuitos, oscilação de potência e perda de excitação, as quais compõem a metodologia proposta neste trabalho.

O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos e as discussões acerca destes após o desenvolvimento da metodologia proposta, onde são analisadas as ocasiões de perturbação no sistema teste. Após a comparação com os métodos convencionais, o Capítulo apresenta uma breve consideração final acerca dos resultados, apontando as vantagens da metodologia proposta em relação aos métodos de Mason e Berdy.

No Capítulo 5, são apresentadas as conclusões obtidas após a análise dos resultados e as comparações feitas durante o trabalho, bem como as sugestões para os trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Considerações Gerais

Uma máquina elétrica pode ser definida como síncrona ou assíncrona através das suas características de funcionamento ao se analisar aspectos de operação em rotação e o comportamento da corrente elétrica que flui nos seus enrolamentos. O emprego de máquinas elétricas para a transformação de energia mecânica para energia elétrica delimita a conduta de elementos elétricos e conceitos matemáticos em diversos aspectos, que determinam o modo de sua operação. A conversão de potência mecânica em potência elétrica alternada é o conceito de serviço para o alternador, também chamado gerador síncrono.

2.2 Fundamentos do Gerador Síncrono

De acordo com Umans (2013), uma máquina síncrona é aquela na qual uma corrente alternada flui no enrolamento de armadura e um fluxo contínuo de rotor é produzido mediante uma excitação de corrente contínua no enrolamento de campo ou por ímãs. A máquina síncrona apresenta como uma das suas principais particularidades a característica em regime permanente. Em condição constante, o rotor gira na mesma velocidade em que o campo magnético girante produzido pelas correntes de armadura se move. Esse comportamento provoca um conjugado constante e diz-se, neste caso, que o rotor está em sincronismo com as forças magnéticas do enrolamento de armadura.

A potência mecânica manipulada por um gerador síncrono é provida através de um acionador mecânico primário (máquina motriz ou máquina primária) e permite que um torque seja aplicado ao eixo de rotação do gerador. Tal máquina primária pode ser uma turbina hidráulica, turbina a vapor, turbina a gás ou até mesmo motores à combustão. Esta configuração faz com que seja possível modelar um gerador síncrono como uma fonte de tensão cuja frequência é constante e determinada pela velocidade de rotação do eixo de giro decorrente do seu acionador mecânico. Sua amplitude de sinal de tensão também é proporcional à velocidade de rotação do rotor e à corrente de campo produzida no enrolamento de campo.

Em suma, o princípio de funcionamento do gerador síncrono se deve pelo acionamento do eixo do rotor que movimenta o fluxo produzido pelo sistema de excitação presente no enrolamento de campo, provocando um campo magnético girante. O enrolamento de armadura

reage com o fluxo em movimento excitando-o e produzindo uma força elétrica nos enrolamentos de armadura do estator.

2.3 Descrição Física dos Geradores Síncronos

Embora seja possível a construção de máquinas síncronas de corrente alternada com a armadura rotativa e o campo estacionário, sua montagem é relativamente limitada, sendo majoritariamente aplicadas como conversor síncrono convertendo corrente contínua em alternada. Em sistemas elétricos de potência, são universalmente utilizados os geradores com armadura estacionária e campo girante. De acordo com Kosow (1985), as vantagens mais significativas da construção com a armadura estacionária e o campo girante são as seguintes:

- Resistência aumentada dos dentes de armadura;
- Reatância de armadura reduzida;
- Melhoria de desempenho;
- Vantagens construtivas;
- Peso e inércia do rotor reduzidos; e
- Vantagens na ventilação.

Em geral, as máquinas síncronas são constituídas por dois elementos essenciais: O campo e a armadura (CHAPMAN, 2013). A seguir serão apresentadas as principais partes construtivas onde se encontram o campo e a armadura juntamente com as expressões comumente usadas para descrevê-las.

2.3.1 Estator

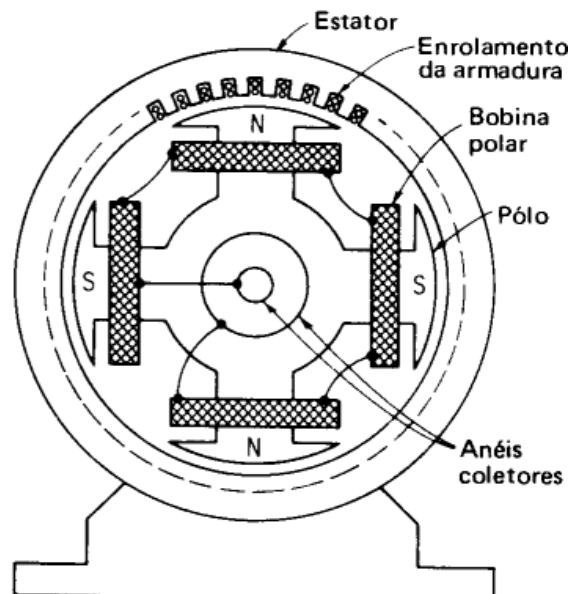
O estator é a parte mais externa da máquina, ou seja, a parte estacionária, onde são induzidas as tensões a partir do campo magnético em rotação no caso do gerador síncrono. Os estatores dos geradores são normalmente feitos de bobinas pré-moldadas e seu enrolamento é produzido de tal forma a reduzir o conteúdo das harmônicas presentes nos sinais de tensão e correntes na saída. As bobinas do estator são montadas na armadura da máquina síncrona, de modo que as expressões enrolamento de estator e enrolamentos de armadura são usadas com o mesmo sentido, visto que ambos (o estator e a armadura) encontram-se estacionários.

2.3.2 Rotor

É a parte móvel do sistema e abriga o circuito de campo na parte interna da máquina. De acordo com Chapman (2013), o rotor de um gerador síncrono é essencialmente um grande eletroímã, onde uma corrente DC, do inglês *Direct Current*, deverá ser fornecida ao circuito de campo desse rotor. Por estar em frequente rotação, um arranjo particular deverá ser implementado para que seja possível uma circulação de corrente DC até seus enrolamentos. Para este problema, duas soluções são empregadas: utilizar uma fonte DC externa que, por meio de anéis deslizantes ou escovas, fornece a potência contínua, ou utilizar uma fonte DC montada diretamente no eixo do gerador síncrono.

Apesar de apresentarem problemas de desgaste nas escovas, o método de utilização de fontes externas ainda é bastante comum em máquinas de pequeno porte, principalmente por ser mais efetivo do ponto de vista do custo. Já em máquinas de grande porte, uma excitatriz sem escova é montada com seu enrolamento de armadura no rotor do gerador síncrono e seu enrolamento de campo no estator, como mostra a Figura 1. A expressão enrolamento de campo é utilizada para os enrolamentos que produzem o campo magnético mais importante e está localizada no rotor da máquina síncrona. Por esse motivo, as expressões enrolamento de campo e enrolamento de rotor são utilizadas para representar o mesmo circuito. O rotor de uma máquina síncrona pode ser encontrado de duas formas construtivas: polos salientes e polos lisos (ou polos não salientes).

Figura 1 – Representação construtiva da máquina síncrona.



Fonte: Kosow (1985).

2.3.2.1 Rotor de Polos Lisos

Um rotor de polos lisos é construído de maneira cilíndrica no eixo de rotação, onde seus enrolamentos são encaixados e nivelados com a superfície do rotor. Este tipo de montagem é geralmente empregado em turbogeradores e apresenta, em média, dois ou quatro polos magnéticos.

2.3.2.2 Rotor de Polos Salientes

O termo saliente significa que o rotor é construído de maneira protuberante ou elevada e se projeta para fora de maneira radial. É conveniente utilizar esse tipo de concepção em geradores multipolares hidrelétricos de baixa velocidade (UMANS, 2003).

2.4 Velocidade de Rotação do Gerador Síncrono

A velocidade de rotação das máquinas síncronas é diretamente proporcional a frequência induzida nos seus terminais, fazendo com que o campo magnético girante se movimente na mesma velocidade do eixo em rotação. Desse modo, é comum definir uma equação que expressa o comportamento da frequência em relação a sua velocidade. Conforme Kosow (1985), a frequência de uma máquina CA pode ser expressa a partir da Equação 2.1. É possível notar que a relação entre a velocidade mecânica do rotor (n_{mec}), medida em rotação por minuto, e a frequência síncrona (f_{SE}) depende do número de polos (P).

$$f_{SE} = \frac{n_{mec} \cdot P}{120} \quad (2.1)$$

Manipulando a expressão anterior, pode-se verificar que a velocidade mecânica de rotação é inversamente proporcional ao número de polos da máquina, indicando que, para acionadores de baixa velocidade, como no caso das turbinas hidráulicas (comumente usadas em usinas hidrelétricas), requer-se um grande número de polos. Sendo assim, no caso de máquinas com velocidade elevada, como é o caso de turbinas a vapor, utilizam-se os rotores construídos de forma saliente (KOSOW *et al*, 1985).

2.5 Sistemas de Excitação

A função básica de um sistema de excitação consiste em fornecer corrente contínua ao enrolamento de campo da máquina síncrona. Além disso, o sistema de excitação é encarregado a desempenhar funções de controle e de proteção que são essenciais para o funcionamento

satisfatório do sistema elétrico de potência. O sistema de excitação atua especificamente controlando a tensão de campo e, portanto, controla a corrente de campo da máquina síncrona.

De acordo com Kundur (1994), as funções de controle têm o intuito de comandar o fluxo de tensão e potência reativa, além de melhorar a estabilidade do sistema. Já as funções de proteção devem garantir que os limites de capacidade da máquina síncrona, sistemas de excitação e outros equipamentos não sejam excedidos.

O sistema de excitação deve ser capaz de responder a distúrbios transitórios, a medida que, sempre que houver um transitório, é dever do sistema de excitação aplicar uma grande tensão ao enrolamento de campo para que mais corrente possa fluir por um curto intervalo de tempo.

Além disso, como discutido por Franco (2021), o sistema de excitação magnetiza o rotor e permite que a máquina síncrona opere em sincronismo com o sistema, mesmo com mudança em seu carregamento. Para isso, o sistema de controle deve atuar diretamente nos níveis de tensão e corrente terminal, fazendo com que o sistema de excitação se torne fundamental para o desempenho da máquina ao produzir a energia demandada pelo sistema elétrico.

2.5.1 Funções de Controle

Os sistemas de excitação devem fornecer mecanismos de controle que permitam manter a tensão terminal constante sob condições de carga variáveis. Estes sistemas são conhecidos como reguladores e são detalhados posteriormente, bem como sua modelagem em blocos de controle e em *software* de simulação.

Para operar dentro da curva de capacidade, algumas considerações de estabilidade são necessárias. O gerador síncrono deve apresentar uma capacidade de curto intervalo de tempo para que possa operar a fim de melhorar a estabilidade do sistema. Essa capacidade é geralmente na ordem de 30 a 60 segundos e, portanto, o sistema de excitação deve ser capaz de controlá-lo para atingir a estabilidade (KUNDUR, 1994).

Os níveis de tensão e frequência dos geradores síncronos são controlados pelos seguintes dispositivos:

- Regulador automático de tensão (AVR - *Automatic Voltage Regulator*);
- Regulador automático de velocidade (GOV - *Speed Governor*); e
- Estabilizador do sistema de potência (PSS - *Power System Stabilizer*).

2.5.2 Funções de Proteção

As funções de proteção atuam com o objetivo de garantir a operação dentro dos limites de capacidade da excitação, do limite do gerador síncrono, do limite do sistema de excitação e de qualquer outro equipamento associado. Assim, caso algum limite seja violado, a função de proteção deve atuar corretamente para evitar danos ao sistema elétrico e não afetar a vida útil da máquina.

2.5.3 Elementos de um sistema de excitação

Os elementos de um sistema de excitação podem ser listados como:

- Excitador;
- Regulador;
- Transdutor de tensão terminal e compensador de carga;
- Limitadores; e
- Circuitos de proteção.

Estes elementos, quando interconectados, formam o sistema de excitação apresentado pela Figura 2.

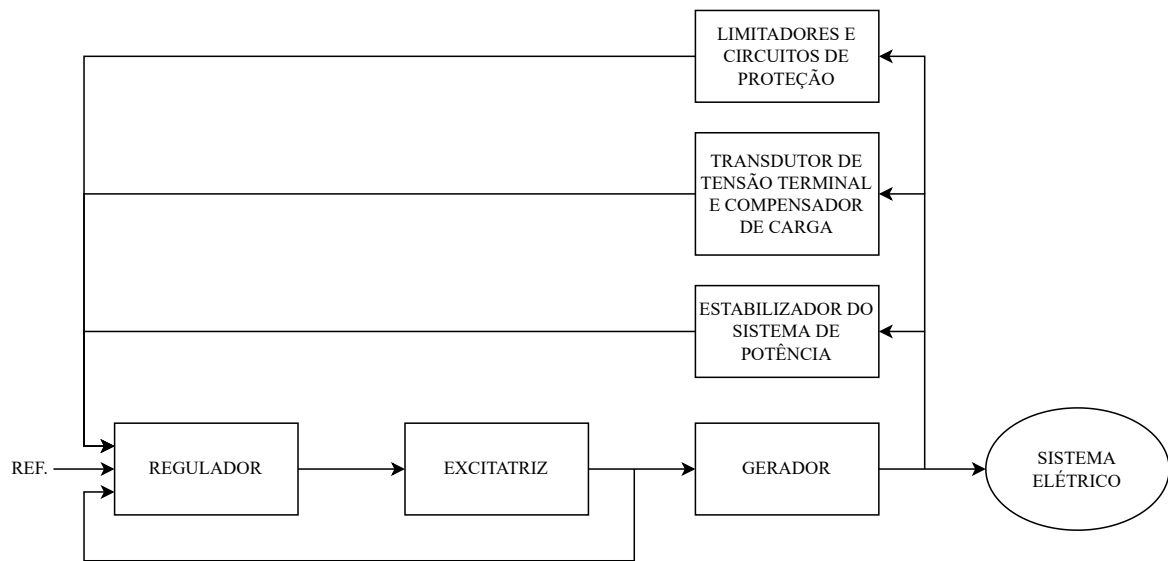
Segundo Chapman (2013), o gerador síncrono está conectado ao sistema de energia e o seu enrolamento de campo obtém sua corrente através da excitatriz. A excitatriz produz a potência contínua para o enrolamento de campo do gerador síncrono e a sua saída é a corrente de campo do gerador.

O regulador processa, amplifica e controla os sinais de entrada em níveis apropriados para controlar a excitatriz, sendo o principal componente de controle do sistema de excitação e pode operar com corrente contínua ou alternada.

No transdutor, o sinal de tensão terminal CA é reduzido e retificado a um nível que pode ser usado para fins de controle. Os limitadores também são sensíveis à corrente de carga e à tensão terminal, processando estes sinais e atuando de acordo com a condição de operação.

A realimentação é chamada de estabilizador do sistema de excitação, onde, na sua ausência, pode tornar o excitador instável. O sistema de circuito fechado permite melhores desempenhos na estabilidade do sistema.

Figura 2 – Diagrama de blocos de um sistema de controle de excitação.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

Por fim, o estabilizador do sistema de potência (PSS) atua quando a velocidade do gerador síncrono se desvia da velocidade síncrona. É um controlador auxiliar que opera apenas durante as condições dinâmicas, fora do regime permanente.

Todos os sinais que chegam ao regulador precisam ser comparados com o sinal de referência, o qual representa o valor de tensão terminal desejado (KUNDUR, 1994).

2.6 Tipos de Sistemas de Excitação

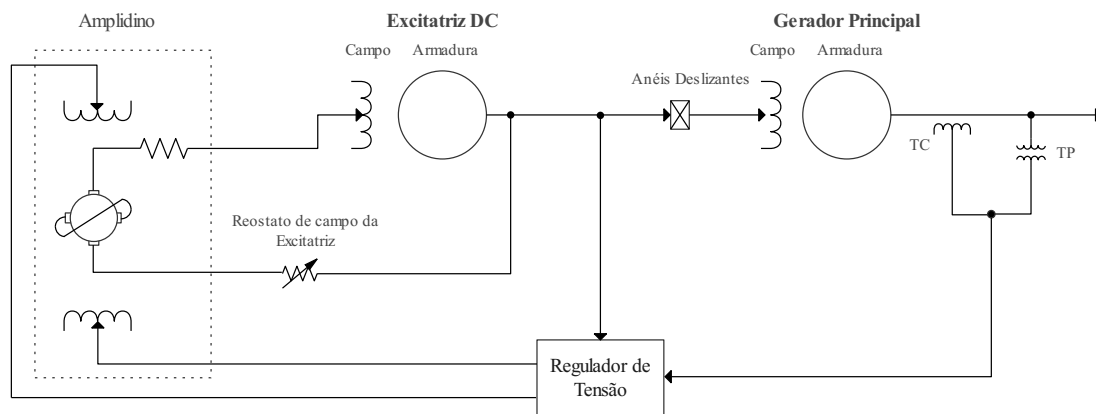
Ao longo dos anos, diferentes tipos de sistemas de excitação foram sendo criados e aprimorados para a aplicação em geradores síncronos. Isso se deve principalmente pela evolução dos dispositivos eletrônicos empregados em sistemas de potência. De modo geral, os sistemas de excitação encontrados são classificados em três grupos: Sistemas de excitação DC, Sistemas de excitação CA e sistemas de excitação estáticos. Nos sistemas de excitação CA, têm-se dois arranjos possíveis: os sistemas retificados estacionários e os sistemas retificados rotativos. E, ainda, dentro do estudo dos sistemas estáticos, são classificados arranjos de três formas distintas, abordadas ao longo do tópico.

2.6.1 Sistemas de Excitação DC

Nos sistemas de excitação DC, a fonte de energia que fornece corrente ao enrolamento de campo do gerador síncrono principal é composta por um gerador de corrente contínua. A máquina ou elemento que abriga essa função é denominada excitatriz. Pode-se observar, na Figura 3, que a excitatriz DC é acoplada ao circuito de rotação principal através de anéis coletores. A excitatriz DC pode ser acionada pelo eixo da turbina ou por um motor separadamente, que, por sua vez, pode ser auto-excitado.

Como exposto em Kundur (1994), os reguladores de tensão podem ser compostos por amplificadores magnéticos ou amplidinos. Esse tipo de excitação ainda é bastante utilizado em diversas usinas, sendo assim, a modelagem dos sistemas de excitação DC possui uma importância significativa nos estudos desses sistemas.

Figura 3 – Sistema de excitação DC.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

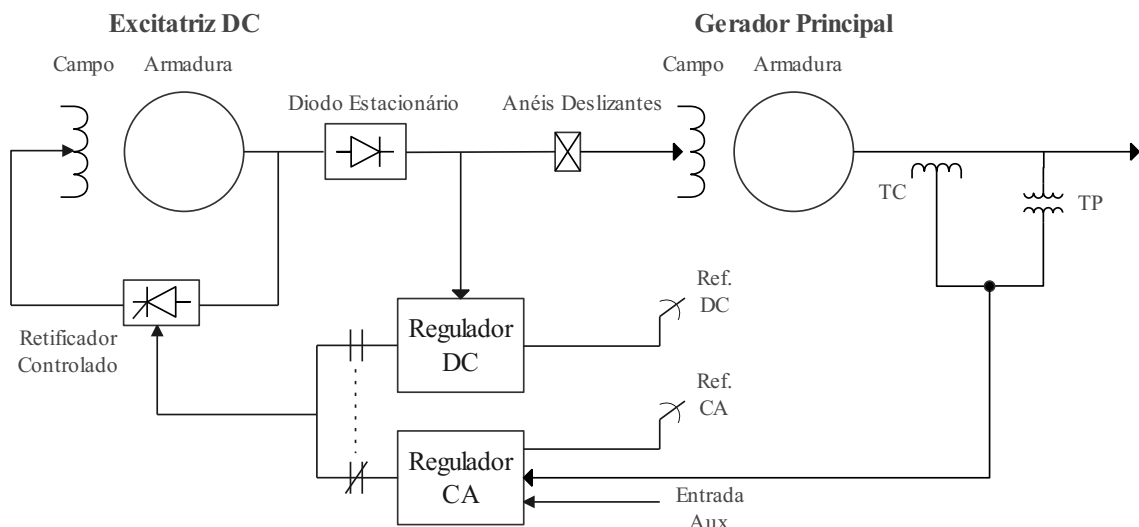
2.6.2 Sistemas de Excitação CA

Nos sistemas de excitação CA, a potência de campo é obtida a partir de um excitador de corrente alternada. A excitatriz, pode ainda ser acionada através de um motor independente ou com o auxílio do eixo de uma turbina. No arranjo da Figura 4, como não há controle pelo retificador na entrada do circuito de campo do gerador, um regulador CA é usado para controlar o ângulo de disparo do retificador controlado, regulando a alimentação do enrolamento de campo do próprio excitador CA. O regulador CA extrai os valores de tensão e corrente terminal por meio de transformadores de tensão e corrente. O sinal de saída da excitatriz alternada é retificado por um conjunto de diodos estacionários não controlados, e

seu valor é usado como alimentação do enrolamento de campo da máquina principal através dos anéis coletores presentes na estrutura do rotor.

Outro arranjo possível é construído com a ajuda de retificadores estacionários controlados. Neste caso, a saída da excitação é ajustada ou controlada ao comandar o ângulo de disparo do retificador controlado. O regulador CA controlará diretamente o ângulo de trabalho a medida que o excitador CA fornece a saída a ser retificada, como mostra a Figura 5.

Figura 4 – Sistema de excitação CA com retificador de campo controlado.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

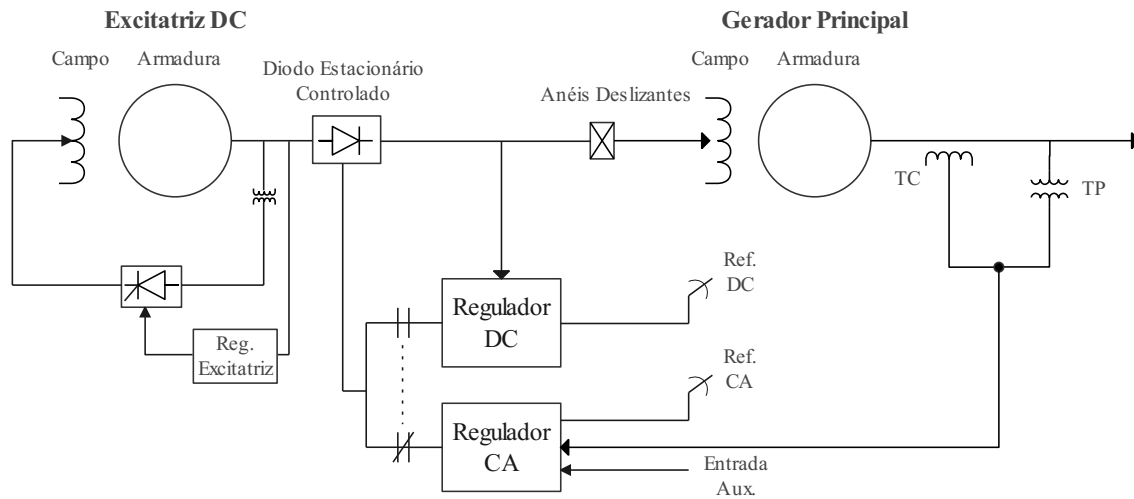
Ainda neste contexto, um arranjo semelhante ao caso apresentado na Figura 4 é o caso dos sistemas de excitação sem escovas. No sistema sem escovas da Figura 6, tem-se um retificador não-controlado na saída da excitatriz CA. Aqui, a armadura da excitatriz é feita para operar em movimento, assim como os próprios retificadores com o sistema de campo principal. Os componentes em giro estão conectados de maneira rígida e formam uma estrutura de rotação sem nenhum contato deslizante.

A excitação da excitatriz CA é feita utilizando um excitador piloto. Tal sistema piloto possui um sistema de campo magnético independente e a armadura é estacionária. Como o sistema da excitatriz está em constante rotação, não é possível utilizar retificadores controlados no sistema. Dessa forma, o controle é atingido manipulando a corrente de campo da excitatriz piloto através do controle dos reguladores de tensão.

Um problema, neste caso, está presente na obtenção de informações dos sinais de

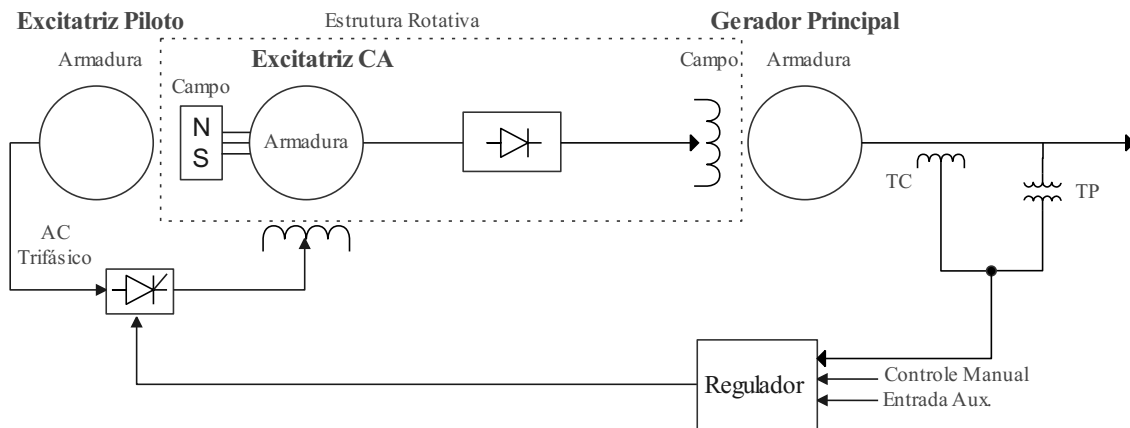
tensão e corrente de campo principal. Como o sistema opera em movimento, não é possível obter sinais de medição dessas grandezas. Entretanto, pode-se obter um controle indireto ao medir a corrente de campo da excitatriz.

Figura 5 – Sistema de excitação CA com conjunto retificador controlado.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

Figura 6 – Sistema de excitação CA sem escovas.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

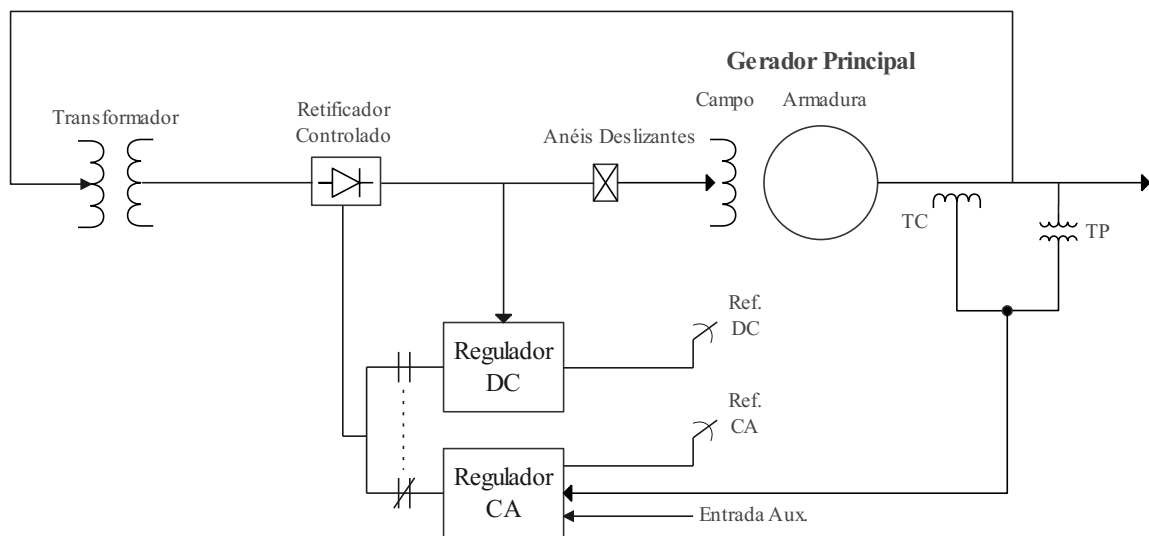
Apesar de apresentar o problema de medição, a grande vantagem no uso dos sistemas sem escovas é a ausência de elementos como anéis coletores, acabando com a manutenção desses elementos.

No uso de sistemas com ou sem retificadores controlados, o desempenho dinâmico dos sistemas é praticamente idêntico. Portanto, do ponto de vista de desempenho, não há escolha especial (KUNDUR, 1994).

2.6.3 Sistemas de Excitação Estáticos

Em um sistema de excitação estático, a potência de excitação é derivada do terminal do gerador síncrono. É usado um transformador excitador que tem como função coletar os sinais de tensão e corrente do terminal da máquina principal. A saída deste transformador é retificada utilizando um retificador controlado, como mostra a Figura 7, e a saída do retificador é o próprio sinal de corrente que alimenta o sistema de campo do gerador através dos anéis coletores. A grande vantagem em se utilizar sistemas estáticos é a ausência de elementos rotativos. Com isso, o sistema apresenta um tempo de resposta inferior ao se comparar com os demais conjuntos.

Figura 7 – Sistema de excitação com retificador composto.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

2.7 Regulador Automático de Tensão

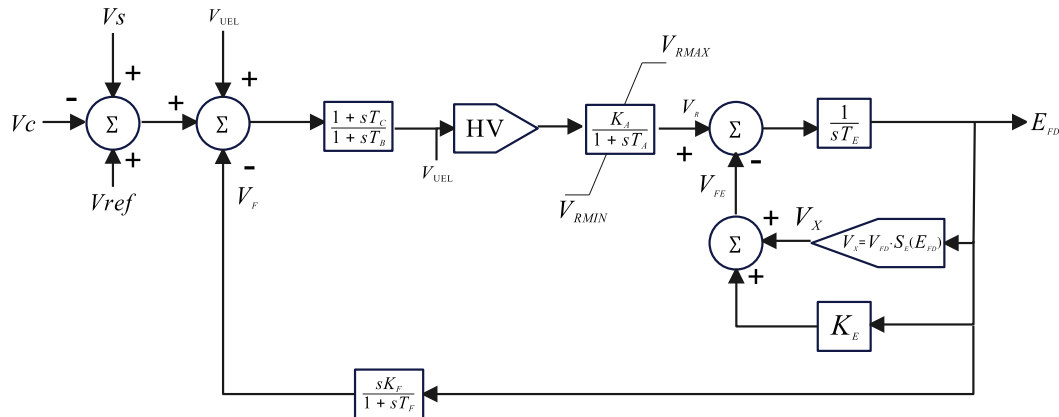
O estudo sobre os sistemas de excitação é de suma importância e auxilia no projeto de malhas de controle e proteção das máquinas síncronas. Conforme exposto por Guimarães (1990) e também de acordo com Peres (2013), assim como os sistemas de excitação, os reguladores de tensão e velocidade permitem condições de operação estáveis e proporcionam exercícios como:

- Manutenção sob carga;
- Prevenção de sobretensão após rejeição de carga;
- Aprimoramento da estabilidade sob carga; e
- Melhoria da estabilidade transitória do sistema elétrico.

Os parâmetros utilizados para implementar os sistemas de excitação devem ser ajustados e otimizados adequadamente na etapa de projeto. Conforme Kundur (1994), um bom desempenho deve levar em consideração três parâmetros de controle: a margem de ganho, a margem de fase e a largura de banda.

A Figura 8 exhibe o modelo completo de um sistema de excitação do tipo IEEE DC1A. O modelo DC1A, assim como os outros modelos completos, consiste no conjunto de blocos de funções de transferência que, separadas em áreas específicas, representam o sistema de excitação, o regulador de tensão e os compensadores.

Figura 8 – Modelo de um sistema de excitação IEEE Tipo DC1A.



Fonte: Kundur *et al.* (1994)

A área que recebe o sinal do sistema AVR e tem como saída a tensão de campo E_{FD} é a representação utilizando funções de transferência do sistema de excitação DC. É possível notar a presença da função de transferência $1/T$, uma função de saturação e a constante K_e . Logo a esquerda, tem-se um modelo que é chamado de amplificador e apresenta limites inferiores e superiores de V_R , o que é constituído pela função de transferência com ganho K_A e com denominador $1 + sT_A$. Para se obter um bom desempenho na excitação DC, é utilizado um compensador representado pela função de transferência com constantes de tempo T_C e T_B . O sinal, após passar pelo compensador, é filtrado pela lógica da porta HV. A porta HV

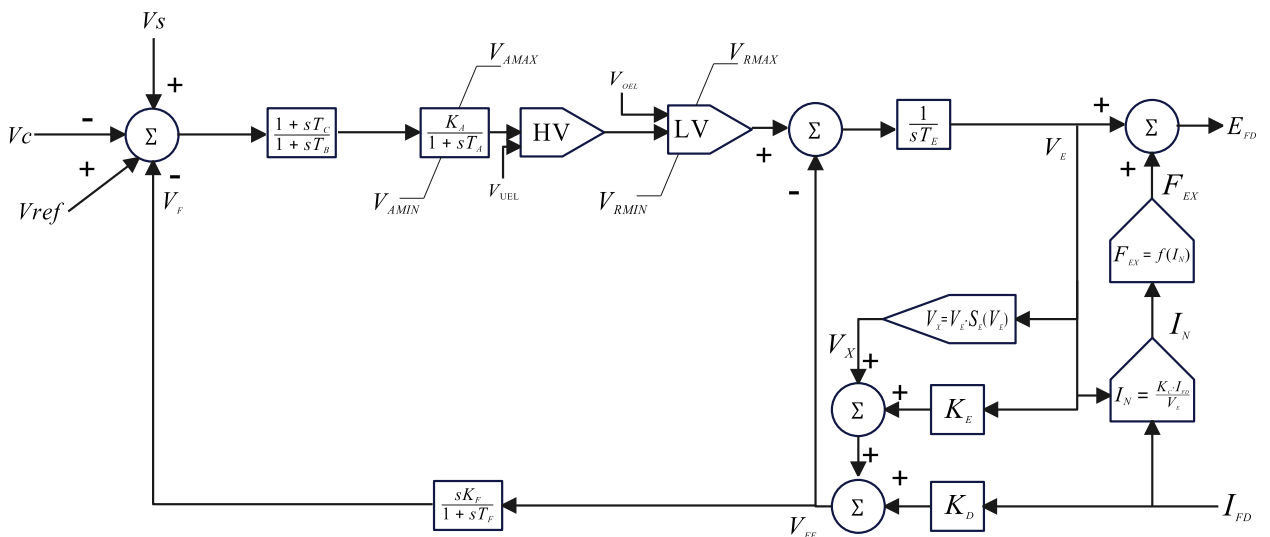
gera o maior sinal a partir da comparação entre a saída do compensador e um valor limite de sub-excitação do sistema.

No primeiro ponto de operação matemática, somam-se os sinais de referência, sinal V_C do transdutor de tensão com sinal negativo e o sinal auxiliar V_S do estabilizador do sistema de potência. O ponto de soma seguinte utiliza um sistema *feedback* derivativo com sinal V_F . Este sinal V_F é então subtraído do sinal de resposta do somatório anterior.

Além disso, o regulador IEEE AC1A é aplicado em sistemas de excitação CA sem escovas. Sua resposta de saída E_{FD} é o resultado da soma da tensão do sistema de excitação V_E e do modelo de regulação CA, que depende das entradas V_E e I_{FD} . Como mostra a Figura 9, partindo do primeiro ponto de soma, tem-se o sinal de referência com polaridade positiva, um sinal V_C do transdutor de tensão terminal com polaridade negativa, um sinal do estabilizador do sistema (PSS) e o estabilizador do sistema de excitação V_F com polaridade negativa. A entrada do estabilizador do sistema de excitação é V_{FE} , diferentemente do caso DC que era a própria tensão E_{FD} . A tensão V_{FE} é a tensão do próprio gerador do sistema de excitação, uma vez que, agora, a tensão E_{FD} tem uma relação fixa entre V_E e F_{EX} .

A primeira função de transferência logo após o somatório de entrada é a função de um compensador que pode ou não ser necessário para fins de estabilidade (KUNDUR *et al.* 1994). Logo em seguida, tem-se um amplificador com limite inferior e superior para o sinal V_A . Tais limitações comparam o sinal de entrada com um sinal limite de sub-excitação e sobre-excitação e restringem a saída para um valor maior ou menor.

Figura 9 – Modelo de um sistema de excitação IEEE Tipo AC1A.



Fonte: Kundur *et al.* (1994)

2.8 Regulador Automático de Velocidade

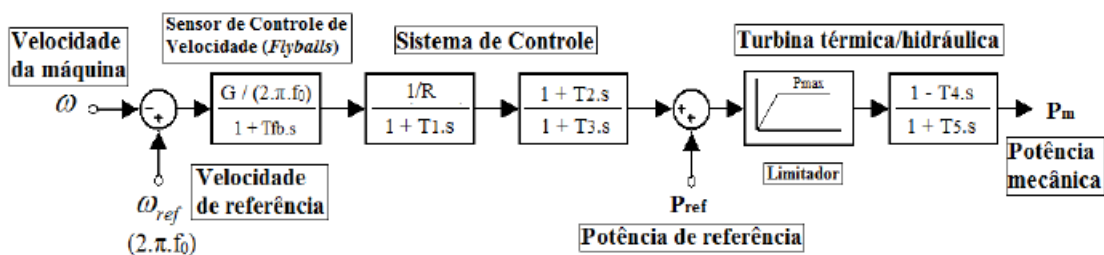
De acordo com Kundur (1994), grande parte da energia fornecida pelas concessionárias é gerada pela transformação da energia cinética da água e a energia térmica. Em Ferreira (2012), citam-se outras fontes de energia elétrica a partir do uso do vento, da maré e da irradiância do sol.

A máquina primária converte a energia cinética em energia mecânica que, por sua vez, é transformada em energia elétrica pelo gerador síncrono. Como definido por Guimarães (1996), a máquina primária é o componente responsável pelo acionamento de um gerador de energia elétrica. Associado a essa dinâmica, é necessária a utilização de dispositivos de controle que permitam ajustes, conforme a exigência do fornecimento de potência elétrica da máquina.

O regulador de velocidade é a unidade de controle responsável pelo ajuste de potência mecânica aplicada pela máquina primária no eixo do gerador síncrono. O mecanismo deve atuar a medida que houver necessidade de elevar ou reduzir sua força mecânica, de acordo com a demanda de potência elétrica nos terminais da máquina (MOURA, 2011). Além disso, o regulador deve controlar a velocidade da máquina a medida que se afasta do seu valor de referência.

Assim como no regulador de tensão, a representação do regulador de velocidade é feita por um diagrama de blocos como mostra a Figura 10. A seção seguinte apresenta a modelagem computacional de ambos os reguladores.

Figura 10 – Modelo do regulador de velocidade.



Fonte: Kundur (1994).

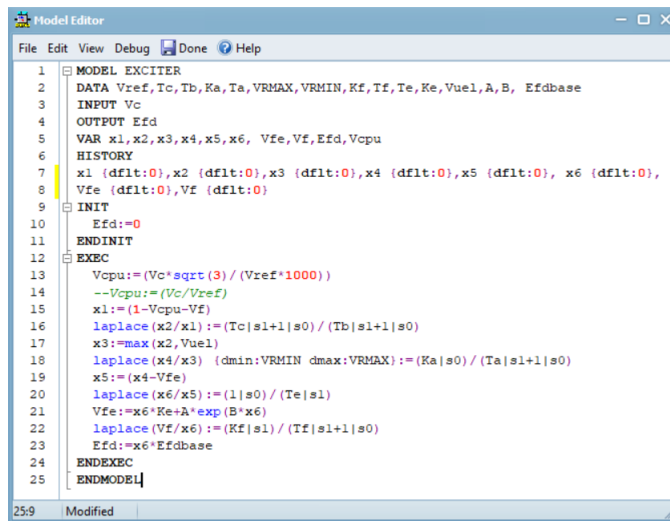
2.9 Modelagem dos Reguladores via *Software* ATPDraw

A modelagem dos reguladores automáticos no *software* ATPDraw é feita utilizando-se da ferramenta *MODELS*, a qual apresenta uma interface de programação que possibilita a

implementação de funções matemáticas, lógicas e de transferência. Dessa forma, além de reproduzir modelos para qualquer componente elétrico do sistema, é possível implementar os dispositivos de controle que são empregados nos geradores síncronos. A função ainda permite configurar as grandezas de entrada e saída, que são atualizadas a cada passo de simulação.

A rotina que representa o modelo do regulador de tensão DC1A é mostrada na Figura 11, e a que representa o regulador de velocidade, na Figura 12. As informações das constantes de tempo e dos ganhos dos reguladores são apresentadas no Anexo A.

Figura 11 – Modelagem do Regulador de Tensão via ATPDraw.



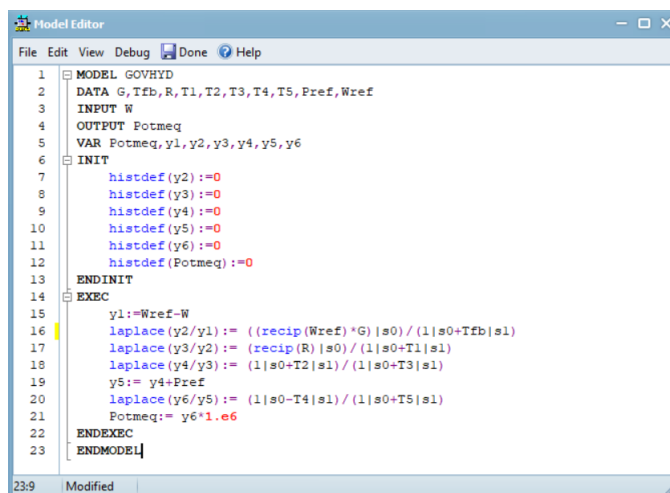
```

1 MODEL EXCITER
2 DATA Vref, Tc, Tb, Ka, Ta, VRMAX, VRMIN, Kf, Tf, Te, Ke, Vuel, A, B, Efdbase
3 INPUT Vc
4 OUTPUT Efd
5 VAR x1, x2, x3, x4, x5, x6, Vfe, Vf, Efd, Vcpu
6 HISTORY
7 x1 (dflt:0), x2 (dflt:0), x3 (dflt:0), x4 (dflt:0), x5 (dflt:0), x6 (dflt:0),
8 Vfe (dflt:0), Vf (dflt:0)
9 INIT
10 Efd:=0
11 ENDINIT
12 EXEC
13 Vcpu:=(Vc*sqrt(3)/(Vref*1000))
14 --Vcpu:=(Vc/Vref)
15 x1:=(1-Vcpu-Vf)
16 laplace(x2/x1):=(Tc|s1+1|s0)/(Tb|s1+1|s0)
17 x3:=max(x2,Vuel)
18 laplace(x4/x3) (dmin:VRMIN dmax:VRMAX):=(Ka|s0)/(Ta|s1+1|s0)
19 x5:=(x4-Vfe)
20 laplace(x6/x5):=(1|s0)/(Te|s1)
21 Vfe:=x6*Ke+A*exp(B*x6)
22 laplace(Vf/x6):=(Kf|s1)/(Tf|s1+1|s0)
23 Efd:=x6*Efdbase
24 ENDEXEC
25 ENDMODEL

```

Fonte: Autor.

Figura 12 – Modelagem do Regulador de Velocidade via ATPDraw.



```

1 MODEL GOVHYD
2 DATA G, Tfb, R, T1, T2, T3, T4, T5, Pref, Wref
3 INPUT W
4 OUTPUT Potmeq
5 VAR Potmeq, y1, y2, y3, y4, y5, y6
6 INIT
7 histdef(y2):=0
8 histdef(y3):=0
9 histdef(y4):=0
10 histdef(y5):=0
11 histdef(y6):=0
12 histdef(Potmeq):=0
13 ENDINIT
14 EXEC
15 y1:=Wref-W
16 laplace(y2/y1):=(recip(Wref)*G|s0)/(1|s0+Tfb|s1)
17 laplace(y3/y2):=(recip(R)|s0)/(1|s0+T1|s1)
18 laplace(y4/y3):=(1|s0+T2|s1)/(1|s0+T3|s1)
19 y5:=y4+Pref
20 laplace(y6/y5):=(1|s0-T4|s1)/(1|s0+T5|s1)
21 Potmeq:=y6*1.e6
22 ENDEXEC
23 ENDMODEL

```

Fonte: Autor.

2.10 Fundamentos da PE em Geradores Síncronos

A ausência da corrente de campo pode ocorrer de maneira completa ou parcial dependendo da gravidade do defeito no gerador síncrono. Quando isso ocorre, o circuito de campo perde sua força magnética de acoplamento e o sistema acaba ficando vulnerável à perda de sincronismo (DE LIMA, 2003). Após a PE, a máquina atua de forma semelhante à um gerador de indução, com uma variação do fluxo de potência reativa.

A perda de excitação é um problema que pode ser provocado por meio de:

- Abertura acidental do disjuntor de campo;
- Curto-circuito no circuito de campo;
- Mau contato nas escovas da excitatriz; e
- Falha na fonte de alimentação do sistema de excitação.

2.10.1 Efeitos da Perda de Excitação

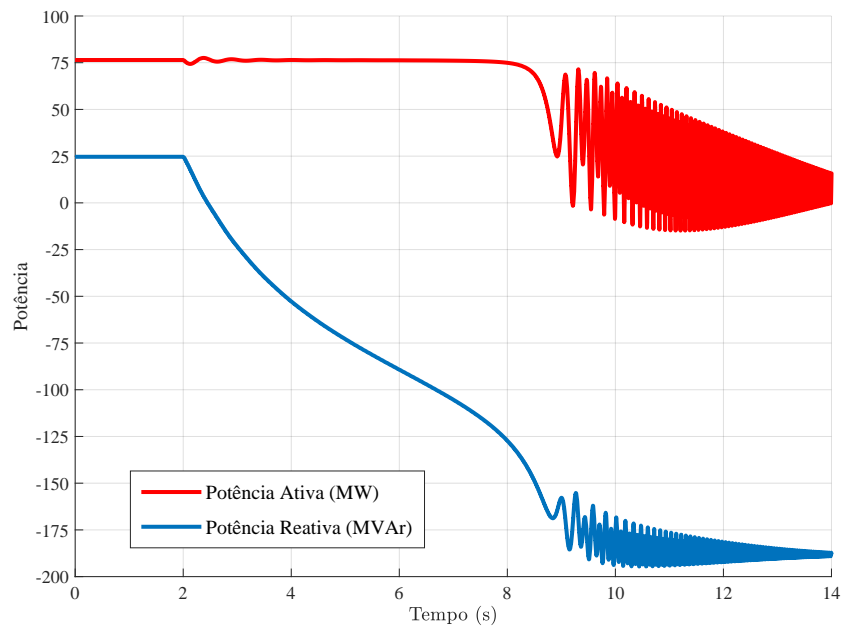
O efeito no sistema elétrico depende, em grande parte, se o sistema é capaz de suprir o aumento da demanda de reativo. Como consequência, se o sistema não supre o necessário, a tensão é reduzida em níveis severos. Dessa forma, a tensão se torna um excelente indicador de estabilidade do sistema (TREMAINE *et al.*, 1954).

O sinal típico das potências ativa e reativa medidas em um gerador síncrono de 80 MVA em condições de PE podem ser vistas na Figura 13. É possível verificar que após a ocorrência do evento, a máquina síncrona passa a drenar potência reativa da rede em que está interligada. De acordo com Darron (1975), em um sistema de potência robusto, nestas condições, a máquina pode ser forçada a operar como gerador de indução por mais tempo.

Com o enfraquecimento da força eletromotriz, a potência ativa oscila momentaneamente. Conforme exposto pelos estudos de Gazen (2012), Moraes (2012) e Montezuma (2015), após a PE, o regulador de velocidade ainda está programado para entregar a mesma potência mecânica. Dessa forma, o rotor começa a girar a uma velocidade superior à síncrona e provoca um aumento no ângulo de carga, reduzindo ainda mais o acoplamento magnético do enrolamento de campo com o estator.

A absorção excessiva de potência reativa pode causar danos térmicos ao enrolamento do estator. Este problema é provocado pela elevada corrente que circula no enrolamento do estator após a PE (MONTEZUMA, 2015).

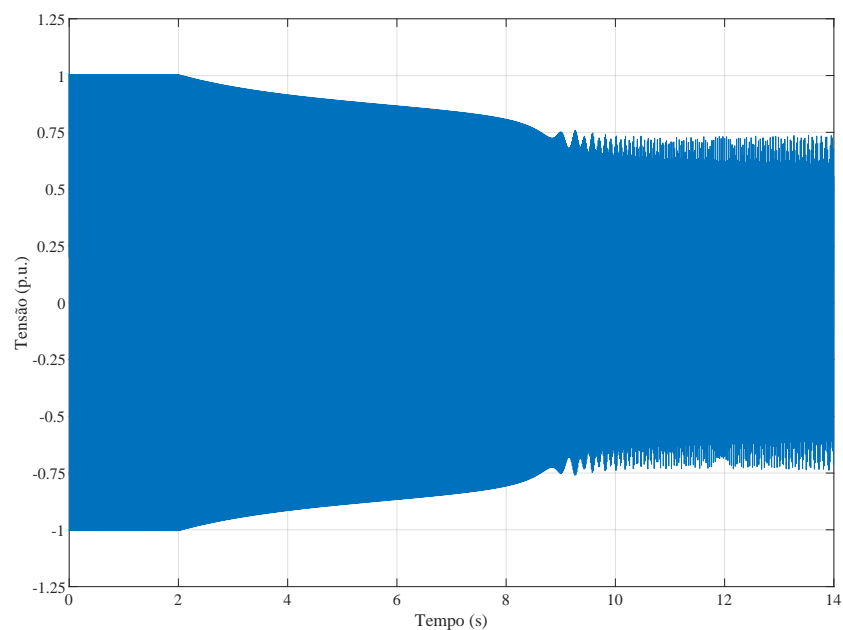
Figura 13 – Potência ativa e reativa durante a PE.



Fonte: Autor.

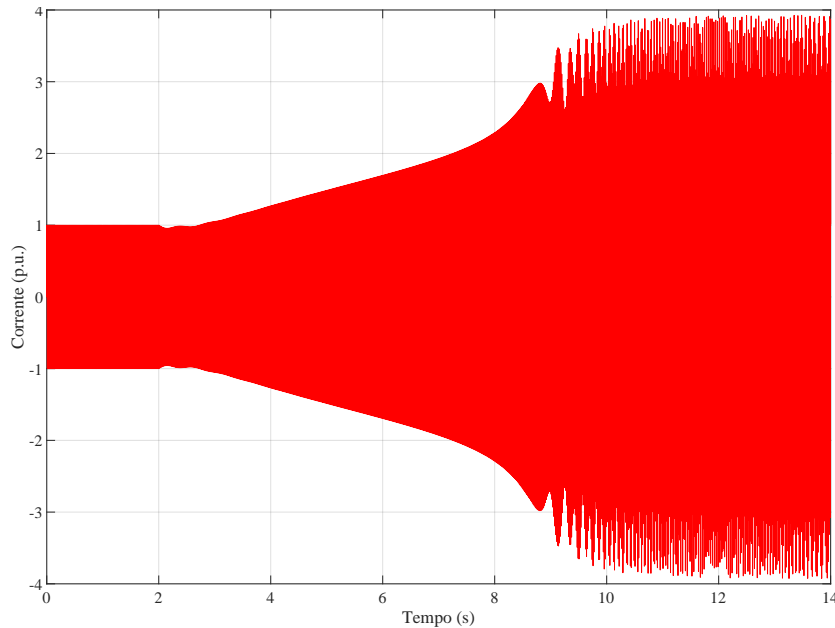
As Figuras 14 e 15 mostram o comportamento característico da forma de onda do sinal de tensão e corrente, respectivamente, medidas nos terminais da máquina síncrona. É possível notar que, a partir do instante de perda de campo, a tensão terminal cai gradativamente à medida que a corrente aumenta.

Figura 14 – Comportamento típico da tensão durante a PE.



Fonte: Autor.

Figura 15 – Comportamento típico da corrente durante a PE.



Fonte: Autor.

2.11 Proteção Contra Perda de Excitação (ANSI 40)

A função ANSI 40 é uma proteção contra perda de excitação que detecta a falha no sistema de excitação no enrolamento de campo de geradores síncronos (PAJUELO, 2013). Na bibliografia especializada, é possível encontrar diversas metodologias que buscam detectar a perda de excitação. Dentre elas, os principais são: Mason (1949), Berdy (1975), Kundur (1994), Siemens Ltda (2005), IEEE Std C37.102 (2006), Leite (2007), entre outros. A escolha do método a ser aplicado leva em consideração a complexidade do projeto e o grau de proteção que se deve estabelecer, além dos custos empregados em relés, geradores e demais elementos do sistema. Conforme exposto por Dias *et al.* (1992), apesar das metodologias apresentadas oferecerem distinções entre si, elas devem assegurar que:

- i. o relé deve atuar corretamente no caso de eventos de Perda de Excitação (PE), evitando danos na máquina e efeitos adversos no sistema; e
- ii. o relé não deve atuar desnecessariamente (segurança) perante outros transitórios como Curto-Circuito (CC) ou Oscilações Estáveis de Potência (OEP).

Entretanto, de acordo com Franco (2021), algumas das metodologias podem apresentar casos em que sua atuação é classificada como indevida. Este problema vem sendo estudado por

inúmeros pesquisadores desde a década de 70. Na época, como abordado em Morais (2009), a solução encontrada foi utilizar uma temporização na zona de atuação do relé de proteção. Entretanto, a ideia de aplicar um intervalo de tempo para a operação faz com que o gerador síncrono fique exposto por mais tempo ao defeito, potencializando as chances de causar danos irreversíveis à máquina (RANA *et al.*, 1990; RIBEIRO, 1991).

Para a proteção do sistema de campo de geradores síncronos, é comum a prática do uso de relés de distância (ANSI 21). A experiência em projetos de proteção desse tipo tem ressaltado que os métodos baseados em fluxo de energia reativa, subcorrente e sobrecorrente não apresentam seletividade quando utilizados para detecção de PE. Por isso, o uso de proteções próprias para detectar a perda de excitação são amplamente utilizadas, como o uso de relés de distância executando a função 40.

2.12 Aplicação do Relé de Distância

De acordo com Lima (2002), as funções de proteção de distância são utilizadas desde a década de 20 e podem ser baseadas em tecnologia eletromecânica, passando por implementações com tecnologia estática ou digital. Normalmente, a utilização da proteção de distância tem prioridade com relação as outras medidas de proteção, como por exemplo o relé de sobrecorrente. Além de ser mais rápida e seletiva, é também menos sensível à mudanças na impedância da fonte e sua aplicação pode ser encontrada para outros transitórios como oscilações de potência (OPs), perdas de excitação e perdas de sincronismo.

Ainda conforme exposto por Lima (2002), os relés de distância são classificados de acordo com seu princípio de medição, determinando a sua característica de proteção. Sua operação é normalmente realizada pela análise da impedância, a qual é representada graficamente em um plano R-X. Entretanto, além dos relés que utilizam a impedância, existem relés que operam a partir do comportamento da admitância (tipo mho), da reatância e os de característica quadrilateral. Na literatura específica, encontram-se características mais complexas que envolvem a combinação entre duas ou mais características.

2.13 Oscilação de Potência

Uma oscilação de potência (OP) ocorre quando o sistema elétrico deixa de operar em equilíbrio, podendo causar a perda de sincronismo entre a unidade geradora e a carga em situações mais severas. Conforme descrito por Thakallapelli *et al.* (2013), eventos inesperados como curtos-circuitos, desconexão de geração, chaveamento de linhas, e perda ou entrada

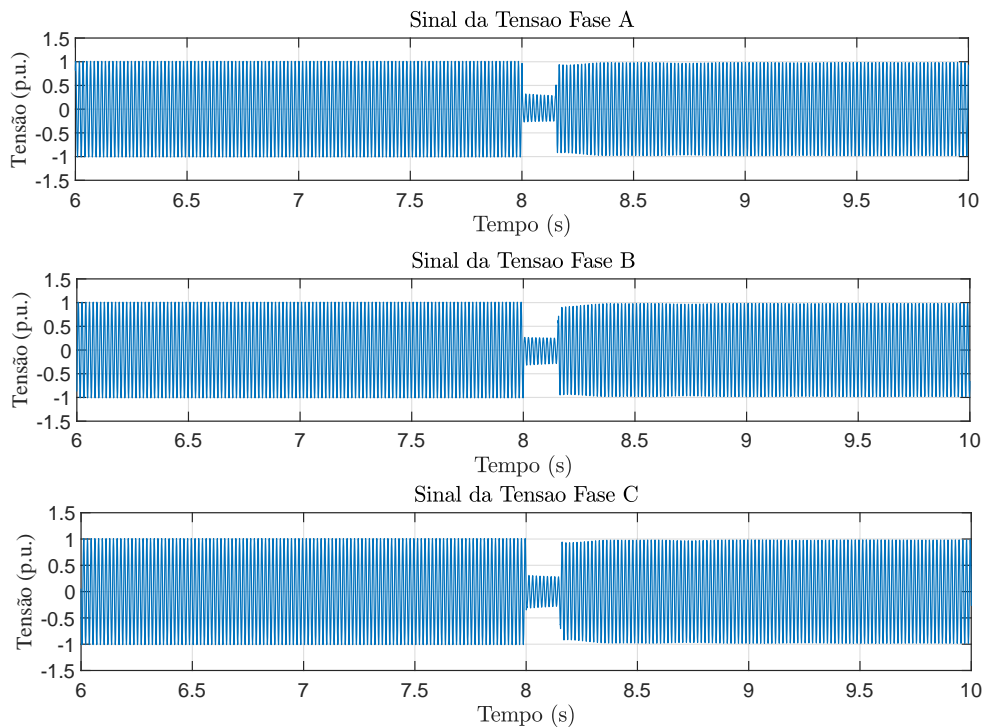
repentina de carga podem promover uma OP leve ou forte.

A perturbação de característica leve é considerada como oscilação de potência estável e permite que o sistema encontre um novo ponto de equilíbrio através da atuação dos dispositivos de controle. Em contrapartida, a característica de uma perturbação forte está relacionada às grandes flutuações de potência que promovem maior afastamento angular dos rotores nos geradores (SAADAT, 1999; MENCO, 2018). Este comportamento pode ocasionar a perda de sincronismo, tornando-se uma oscilação instável de potência.

Segundo Menco (2018), em caso de oscilação instável, deve-se separar os sistemas afetados, de forma que se mantenha a maior parte do sistema em equilíbrio entre a geração e carga. O transitório instável faz com que a máquina síncrona opere com velocidade distante da síncrona, acelerando ou desacelerando, devendo ser desligada para evitar danos. Neste caso, o restante dos geradores devem suprir a potência excedente que for demandada pela carga após a saída do gerador com defeito.

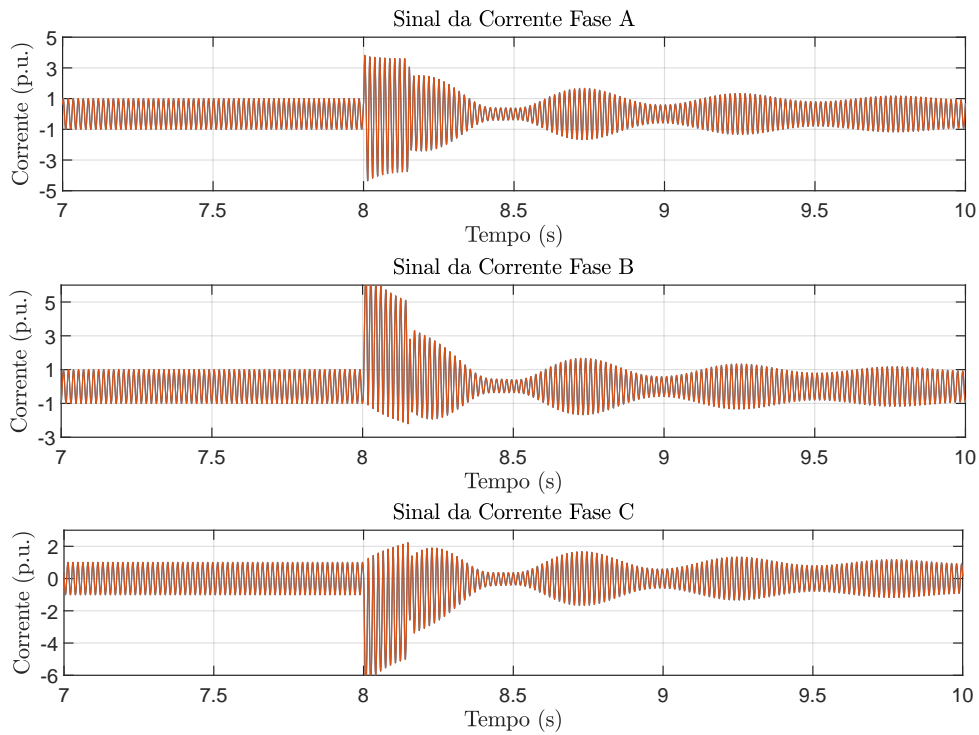
As Figuras 16 e 17 mostram o efeito de uma oscilação de potência nos sinais de tensão e corrente, que foi provocada após um curto-circuito em 8 segundos e com duração de 150 ms, para uma máquina de 80 MVA.

Figura 16 – Sinais de Tensão sob efeito de CC e OP.



Fonte: Autor.

Figura 17 – Sinais de Corrente sob efeito de CC e OP.



Fonte: Autor.

2.14 Morfologia Matemática

A morfologia matemática (MM) é um mecanismo bastante utilizado em processamento de imagens, a qual foi adaptada para a utilização no processamento de sinais. A técnica se baseia no emprego da teoria de conjuntos, em que, basicamente, utilizam-se duas principais operações: a dilatação e a erosão.

Segundo Wu (2009), considerando X e B dois conjuntos onde $x \in X$ e $b \in B$, são definidas as operações de dilatação e erosão de acordo com as Equações 2.2 e 2.3, nessa ordem:

$$X \oplus B = \bigcup_{b \in B} X_{-b} = \{x - b \mid x \in X\} \quad (2.2)$$

$$X \ominus B = \bigcap_{b \in B} X_b = \{x + b \mid x \in X\} \quad (2.3)$$

A dilatação representa a união de todos os conjuntos gerados pela translação dos termos do conjunto X com os termos do conjunto B multiplicados por -1. Isto é, a união de

todos os conjuntos gerados pela subtração de cada termo do conjunto X por cada termo do conjunto B .

De forma análoga, a erosão consiste na intersecção de todos os conjuntos gerados pela translação de todos os termos do conjunto X com os termos do conjunto B . Em outras palavras, é a união de todos os conjuntos gerados pela soma de cada termo do conjunto X por cada termo do conjunto B .

Seja um conjunto S em que estão contidas as amostras de um sinal, onde $s(n)$ representa uma amostra central da janela S de dados, como mostrado no exemplo de uma janela com 5 amostras da Equação 2.4. Já o conjunto B , chamado de conjunto de comparação, contém os termos b , representado na Equação 2.5.

$$S = [s(n-2) \ s(n-1) \ s(n) \ s(n+1) \ s(n+2)] \quad (2.4)$$

$$B = [b_1 \ b_2] \quad (2.5)$$

A MM, no tratamento de sinais e dados, é estendida como processamento em escala de cinza. As operações de dilatação e erosão então são redefinidas e adaptadas como mostram as Equações 2.6 e 2.7.

$$S \oplus B = \max_{n-v \in S, v \in B} \{s(n-v) + b(v)\} \quad (2.6)$$

$$S \ominus B = \min_{n+v \in S, v \in B} \{s(n+v) + b(v)\} \quad (2.7)$$

Em (2.6), a dilatação corresponde ao valor máximo da soma entre os termos do conjunto de comparação B com os termos localizados à esquerda do termo central da janela de dados para o sinal S . No caso da operação de erosão em (2.7), a resposta significa o valor mínimo da subtração entre os termos do conjunto de comparação B com os termos localizados à direita do termo central da janela de dados do sinal S . É importante destacar que o conjunto B deve ter um tamanho máximo equivalente ao número de elementos adjacentes ao termo central da janela de dados S , ou seja, à esquerda ou à direita, fazendo com que a janela S seja necessariamente uma janela com dimensão ímpar.

O conjunto de comparação é denominado elemento estruturante, do inglês *Structuring Element* (SE), e deve carregar como informação uma porção das características do sinal que será analisado. O comprimento da SE é dado pela Equação 2.8, em que m é o número de amostras adjacentes ao termo central.

$$l_{SE} = 2 \cdot m \quad (2.8)$$

A SE deve ser dada por termos que são função da forma de onda processada, dessa maneira, para a aplicação em SEP, deve conter valores de caráter senoidal. Entretanto, a SE também pode ser encontrada sendo composta por valores constantes, ficando conhecida como SE plana (ou *flat*).

Desse modo, os sinais de operação de tensão e corrente que são estudados apresentam propriedades periódicas senoidais e por isso requerem uma adaptação da SE aplicada. Define-se então a SE para sinais elétricos como em (2.9):

$$SE_m = \{\cos(m \cdot \varphi), \dots, \cos(2 \cdot \varphi), \cos(\varphi)\} \quad (2.9)$$

Onde:

$$\varphi = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \Delta t \quad (2.10)$$

A frequência fundamental do sistema é representada por f e o tempo de amostragem por Δt , na relação (2.10). Novamente, em (2.9), o termo m equivale ao número de amostras em ambos os lados da unidade central.

Por fim, as equações de erosão e dilatação apresentadas também sofrem uma adaptação para o uso em sistemas elétricos. Assumindo n como a posição central em uma janela ímpar de dados do sinal considerado, definem-se os operadores básicos de dilatação e erosão nas Equações 2.11 e 2.12.

$$S \oplus B = \max_{n-v \in S, v \in SE_m} \left\{ \frac{S_{(n-v)}}{K_m(v)} \right\} \quad (2.11)$$

$$S \ominus B = \min_{n+v \in S, v \in SE_m} \left\{ \frac{S_{(n+v)}}{K_m(v)} \right\} \quad (2.12)$$

A dilatação passa a ser o máximo da divisão entre os termos S_{n-v} e $K_m(v)$ e a erosão o seu valor mínimo. O numerador $S_{n \mp v}$ é associado ao termo central, posição n , deslocado pela posição v do conjunto K para a SE de subíndice m . Aqui, $K_m(v)$ representa o termo localizado na posição v dentro da SE.

Além da dilatação e da erosão, existem outros operadores morfológicos que são utilizados. Todavia, estes operadores surgem da combinação dos dois operadores mencionados anteriormente. O operador de estimação (P) pode ser definido para uma janela de dados

ímpar a e com D elementos adjacentes ao termo central n , como demonstrado pela Equação 2.13:

$$P(a) = \frac{1}{2D} \cdot \sum_{i=1}^D [S \oplus SE_i(a) + S \ominus SE_i(a)] \quad (2.13)$$

O resultado da operação de estimação oferece um valor para o termo central da janela de dados do sinal avaliado. A resposta obtida pode ser usada para criar um sinal de detalhe a partir da subtração do termo central da janela de dados atual com o valor estimado. Essa afirmação é abordada pela Equação 2.14.

$$d(a) = S_n(a) - P(a) \quad (2.14)$$

O sinal de detalhe obtido a partir da aplicação da morfologia matemática é utilizado para encontrar irregularidades nos sinais processados. A abordagem também conta com adaptações de técnicas já utilizadas na bibliografia base e será evidenciada ao longo deste trabalho. Após a percepção da anomalia nos sinais avaliados, inicia-se a detecção de eventos de CC, PE ou OEP conforme suas metodologias específicas e obedecendo seu fluxo de etapas que serão demonstrados nas próximas subseções.

2.15 Considerações Finais

O Capítulo 2 apresentou inicialmente os principais fundamentos de um gerador síncrono, analisando sua descrição física e seus modelos de montagem, além dos diferentes arranjos dos reguladores de tensão e velocidade empregados nas máquinas. Também, expôs a influência desses mecanismos no comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência.

Ainda, o Capítulo evidenciou os fundamentos da PE e seus efeitos ao se verificar o comportamento das principais grandezas elétricas nos terminais da máquina síncrona. De maneira sucinta, apresentou os conceitos de proteção de distância e proteção específica contra perda de excitação (ANSI 40).

Por fim, o Capítulo estabeleceu os conceitos básicos da morfologia matemática que são aplicados na detecção de transitórios. No Capítulo seguinte, são tratadas as técnicas para a detecção de PE estudadas neste trabalho.

3 TÉCNICAS ESTUDADAS PARA A DETECÇÃO DAS PERDAS DE EXCITAÇÃO

3.1 Considerações Gerais

A metodologia proposta neste trabalho tem como objetivo principal detectar o evento de perda de excitação e distingui-lo dos demais distúrbios frequentemente encontrados nos sistemas elétricos de potência. Para isso, exemplos de curto-circuito (CC) e oscilação estável de potência (OEP) foram simulados com o intuito de validação da técnica e comparação com as técnicas clássicas encontradas na literatura de base (métodos de Mason e de Berdy). O estudo utiliza como informação os sinais de tensão e correntes medidos no terminal da máquina, os quais foram obtidos via simulação em ATPDraw. A análise então é feita a partir do processamento desses sinais pelas referidas técnicas, as quais foram implementadas no *software* MATLAB[®].

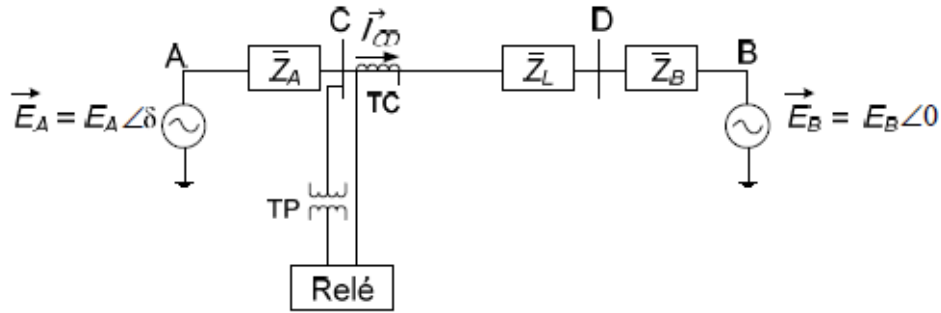
3.2 Fundamentos da Lógica de Atuação

A comparação com as técnicas estudadas na literatura serve como medida de desempenho da técnica proposta. O tempo de atuação e a correta classificação dos eventos tornam-se os parâmetros de robustez e confiabilidade da estratégia adotada.

Os métodos de Mason e Berdy manipulam a impedância aparente vista nos terminais da máquina e, por consequência, são conhecidos por terem uma característica de relés de distância, mais especificamente o relé mho.

A lógica de atuação de detecção da PE deve operar de maneira que atue quando a impedância aparente vista pelo relé estiver dentro da sua zona de operação. Dessa forma, para os eventos de perda de excitação, curto-circuito e oscilações estáveis de potência, a impedância vista pode ultrapassar o limite de atuação do relé de proteção e entrar na sua característica operacional. O cálculo da impedância é determinado a partir dos valores dos sinais provenientes do transformador de corrente e tensão nos terminais do gerador, como mostra a Figura 18. O valor de E_a corresponde a tensão interna da máquina A e o equivalente é exposto na barra B. A defasagem entre as tensões dos barramentos das máquinas é descrito por δ . A impedância da linha é dada por Z_L , enquanto que as respectivas impedâncias internas do enrolamento de armadura das máquinas são dadas por Z_A e Z_B .

Figura 18 – Impedância vista pelo relé.



Fonte: Morais *et al.* (2009).

A impedância vista pelo relé é dada pela Equação 3.1:

$$\vec{Z}_C = \frac{\vec{E}_C}{\vec{I}_{CD}} = R_C + jX_C \quad (3.1)$$

A corrente I_{CD} , entre a barra C e a barra D, é dada pela Equação 3.2.

$$I_{CD} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{E_C} \quad (3.2)$$

A resistência é calculada através da Equação 3.3 e a reatância em (3.4).

$$R_C = \frac{S \cdot \cos(\phi)}{I_{CD}^2} = \frac{P}{I_{CD}^2} \quad (3.3)$$

$$X_C = \frac{S \cdot \sin(\phi)}{I_{CD}^2} = \frac{Q}{I_{CD}^2} \quad (3.4)$$

Substituindo o valor da corrente, obtêm-se o equivalente da resistência (R_C) e reatância (X_C) em (3.5) e (3.6), respectivamente.

$$R_C = \frac{E_C^2 \cdot P}{P^2 + Q^2} \quad (3.5)$$

$$X_C = \frac{E_C^2 \cdot Q}{P^2 + Q^2} \quad (3.6)$$

Onde:

S equivale à potência aparente.

P equivale à potência ativa trifásica fornecida pelo gerador;

Q equivale à potência reativa trifásica fornecida pelo gerador; e

ϕ é o ângulo entre a tensão e a corrente.

A impedância aparente vista pelos terminais da máquina deve ser referida aos secundários do TP e TC, uma vez que o relé se encontra no secundário dos mesmos. Para isso a relação (3.7) é utilizada.

$$\vec{Z}_{C_{Sec}} = \vec{Z}_{C_{Prim}} \cdot \frac{RTC}{RTP} \quad (3.7)$$

Em que:

$Z_{C_{Prim}}$ é a impedância vista no primário; e

$Z_{C_{Sec}}$ é a impedância vista no secundário.

3.3 Método de Mason

Este método utiliza um relé monofásico e sua atuação é instantânea. A área de detecção é representada por um círculo no diagrama R-X, sendo que o relé atua para as impedâncias vistas no interior do círculo. O *offset* sob a origem do plano é definida pela metade do valor da reatância de eixo direto $\frac{X_{d'}}{2}$ e seu diâmetro de ajuste definido pelo valor da reatância de eixo direto X_d . Esse comportamento operacional é descrito pela Figura 19.

Da Figura 19, pode-se notar que, em carregamentos mais leves, a impedância aparente tende a se afastar da zona de operação do relé, fazendo com que não seja sensibilizado. Somado a isso, a lógica de atuação instantânea não garante segurança quanto a transitórios indesejados como o CC e OP, que também podem entrar na zona de atuação. Com base nisso, posteriormente, estudos recomendaram uma temporização na faixa de 0,2 até 0,5 segundos (ABB Ltda, 2002).

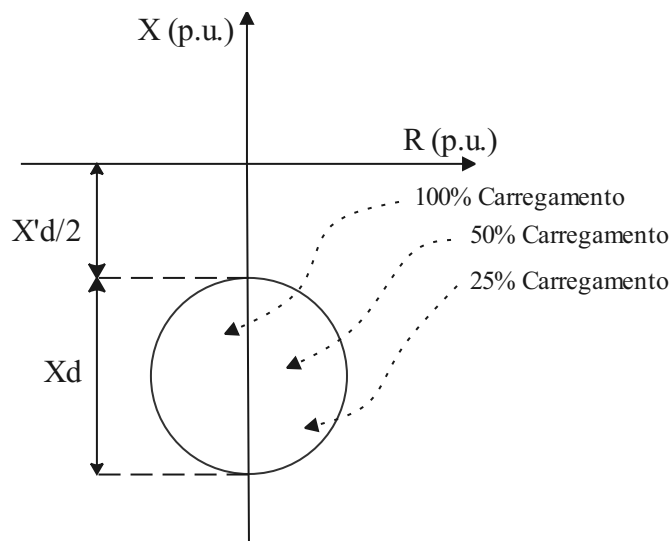
3.4 Método de Berdy

Tendo em vista o problema de seletividade ao distinguir os eventos de PE e CC, Berdy propôs uma nova metodologia que utiliza não mais apenas uma área de atuação e sim duas. A primeira zona, determinada por Z_1 , possui o diâmetro igual a 1 p.u. na base do gerador e atua instantaneamente. Já a segunda área, dada por Z_2 , é ajustada com o diâmetro igual a

reatância de eixo direto X_d . Esta zona adicional apresenta um tempo de atuação recomendado de 0,5 a 0,6 segundo.

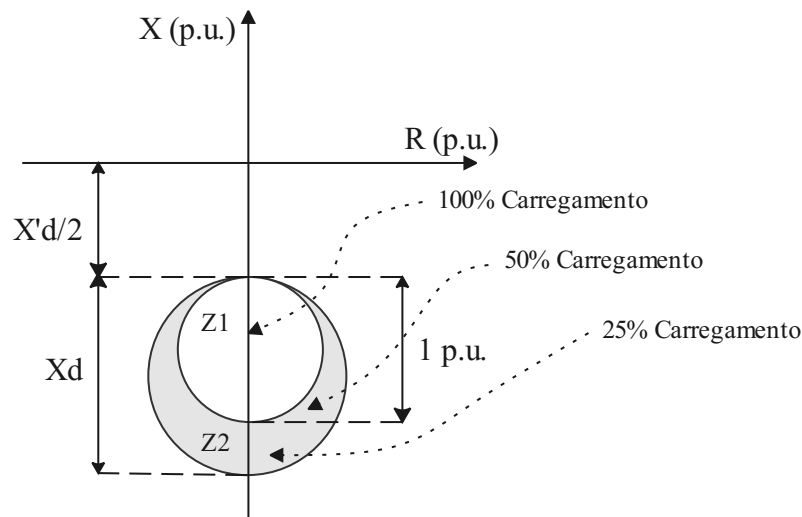
Como observado na Figura 10, as zonas de atuação continuam com um *offset* de valor $\frac{X'_d}{2}$. De acordo com Lima *et al.* (2003), o método de Mason (1949) é utilizado para máquinas de reatância de eixo direto de até 1,2 p.u. e a técnica de Berdy (1975) para máquinas com reatância de eixo direto maiores que 1,2 p.u..

Figura 19 – Característica operacional proposta por Mason.



Fonte: Adaptado de Morais (2009).

Figura 20 – Característica operacional proposta por Berdy.



Fonte: Adaptado de Morais (2009).

3.5 Metodologia Proposta

A proposta para detecção das PE's divide-se em duas partes, sendo estas a etapa de detecção de transitório e a etapa de classificação, dadas conforme as Subseções seguintes.

3.5.1 Detecção de Transitório

A detecção do transitório é realizada a partir do sinal de estimação, dado pela Equação 2.13 e pelo cálculo do sinal de detalhe, conforme (2.14), aplicado nos sinais de tensão e corrente nos terminais das 3 fases da máquina. A atuação do detector de transitório ocorre sempre que o valor absoluto do sinal de detalhe calculado ultrapassa o valor limítrofe definido. Esse valor que delimita a operação normal é obtido para cada fase do sistema conforme (3.8), (3.9) e (3.10), onde μ representa a média e σ o desvio padrão.

$$Th_A(n) = \mu[Janela_A(n)] + \beta \cdot \sigma[Janela_A(n)] \quad (3.8)$$

$$Th_B(n) = \mu[Janela_B(n)] + \beta \cdot \sigma[Janela_B(n)] \quad (3.9)$$

$$Th_C(n) = \mu[Janela_C(n)] + \beta \cdot \sigma[Janela_C(n)] \quad (3.10)$$

O coeficiente β foi obtido de maneira empírica e possui valor diferente para os sinais de corrente e tensão, sendo 2,3 para corrente e 2,8 para tensão. Em (3.8), (3.9) e (3.10), as janelas são compostas pelo valor absoluto do operador de detalhe e apresentam tamanho de N amostras por ciclo. A representação da janela variável que armazena os valores dos módulos do sinal de detalhe é dada por (3.11). Neste caso, a posição do termo $det(n)$ atual é representada no final do conjunto da janela e o termo n significa tanto a atualização da janela em $Janela(n)$ quanto a atualização da amostra. A frequência de amostragem utilizada é de 15360 Hz, equivalente a $N = 256$ amostras em cada ciclo de 60 Hz.

$$Janela_A(n) = [|det_A(n - 255)|, |det_A(n - 254)|, \dots, |det_A(n)|] \quad (3.11)$$

As janelas são do tipo móvel, ou seja, para cada amostra de tensão ou corrente é calculado seu operador de estimação e detalhe, para assim atualizar a janela com os valores absolutos. Em (3.12), a nova amostra do sinal ($n + 1$) é inserida e os valores anteriores são deslocados para a esquerda, onde o primeiro elemento da janela anterior é descartado.

$$Janela_A(n+1) = [|det_A(n-254)|, |det_A(n-253)|, \dots, |det_A(n+1)|] \quad (3.12)$$

Para as demais fases, o procedimento é semelhante, tanto para os sinais de tensão, quanto para os de corrente. Dessa forma, o transitório é detectado quando pelo menos uma das condições apresentadas em (3.13), (3.14) ou (3.15) forem atendidas.

$$|det_A(n)| > Th_A(n) \quad (3.13)$$

$$|det_B(n)| > Th_B(n) \quad (3.14)$$

$$|det_C(n)| > Th_C(n) \quad (3.15)$$

Com o transitório detectado, inicializa-se a busca do evento que induziu o fenômeno, classificando-o como curto-circuito, oscilação de potência ou perda de excitação. A Figura 21 evidencia a sequência de eventos.

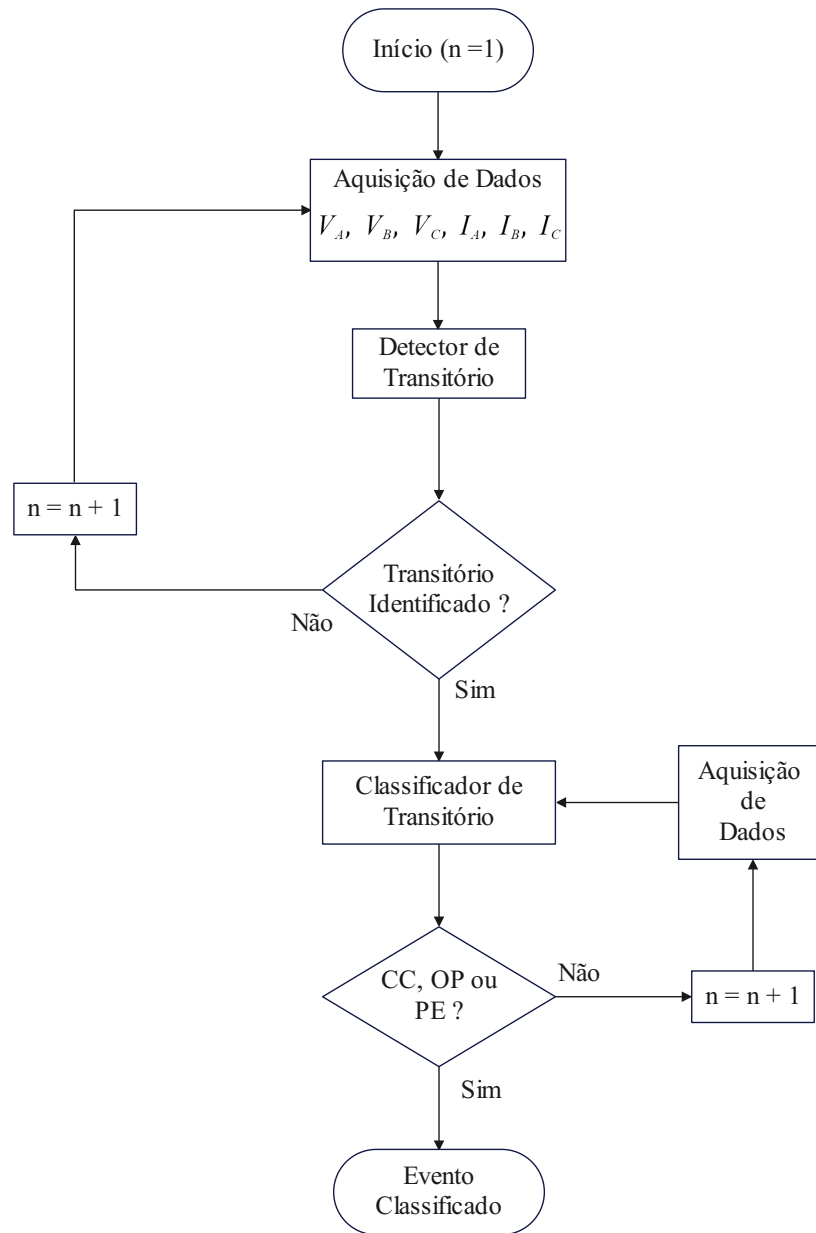
3.5.2 Detecção de Curto-Circuito

A detecção de um evento de curto-circuito é feita através da implementação do método dos mínimos quadrados (MMQ). Essa técnica consiste na determinação dos parâmetros de uma determinada forma de onda com característica já classificada. Isso é possível por meio da solução de sistemas de equações não-lineares, onde a resposta obtida deve ser próxima o suficiente do sinal desejado. No caso do curto-circuito, o sinal de corrente é modelado por uma componente periódica em conjunto com uma parcela exponencial decrescente (BATISTELLA, 2018). Neste caso, o sistema de equações não-lineares deve ser formulado e resolvido de modo que as incógnitas minimizem o erro das soluções. Adaptando o modelo matemático ao processamento de sinais, o sistema de equações é igualado a um conjunto de amostras que contém o perfil do sinal de corrente a ser estudado.

Em SEP, de acordo com Santos (2015), a formulação mais comum é fundamentada pela expressão da corrente de curto-circuito no momento da falta, dada pela Equação 3.16. A estratégia é também utilizada por Pan *et al.* (2004) para o problema da saturação em transformadores de corrente.

$$i(n) = A \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n \cdot f}{f_{s\text{amp}}} + \varphi\right) + B \cdot e^{\lambda \cdot n} \quad (3.16)$$

Figura 21 – Fluxograma da técnica proposta.



Fonte: Autor

Em (3.16), A é a amplitude do sinal senoidal, f é a frequência fundamental do sistema elétrico de potência, $f_{s\text{amp}}$ é a frequência de amostragem, φ é a fase do sinal e n representa a discretização do sinal periódico onde $i(n)$ passa a ser a amostra atual. A segunda parcela simboliza a componente exponencial decrescente que surge quando ocorre o curto-circuito, a qual se deve em função dos elementos armazenadores de energia da rede. Sua amplitude é B e λ é a constante de tempo do decaimento. Na formulação da técnica do MMQ, os parâmetros A , B , φ e λ são coeficientes desconhecidos e que deverão ser estimados.

A manipulação da Equação 3.16 é bastante complexa e demanda um processamento desnecessário. Dessa forma, a equação pode ser reescrita expandindo o termo cosseno e utilizando a primeira ordem da Série de Taylor para a componente exponencial como é exibida em (3.17) (SANTOS, 2015). Nela, ω representa a frequência angular dada por $2\pi f/f_{s\text{amp}}$.

$$i(n) = [A \cdot \cos(\varphi)] \cdot \cos(\omega \cdot n) + [-A \cdot \sin(\varphi)] \cdot \sin(\omega \cdot n) + B + \lambda \cdot n \quad (3.17)$$

Estabelecendo as constantes $C_1 = A \cdot \cos(\varphi)$ e $C_2 = -A \cdot \sin(\varphi)$, tem-se:

$$i(n) = C_1 \cdot \cos(\omega \cdot n) + C_2 \cdot \sin(\omega \cdot n) + B + \lambda \cdot n \quad (3.18)$$

A simplificação para a Equação 3.18 facilita o uso do MMQ, uma vez que agora as constantes a serem estimadas são C_1 , C_2 , B e λ . Rearranjando a equação anterior na forma matricial, é possível montar o sistema de equações não-lineares para o conjunto de amostras do sinal de corrente.

$$\begin{bmatrix} \cos(\omega \cdot n) & \sin(\omega \cdot n) & n & 1 \\ \cos[\omega \cdot (n-1)] & \sin[\omega \cdot (n-1)] & n-1 & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cos[\omega \cdot (n-N)] & \sin[\omega \cdot (n-N)] & n-N & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ \lambda \\ B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i(n) \\ i(n-1) \\ \vdots \\ i(n-N) \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

A forma simplificada de representar a Equação 3.19 é feita em (3.20), onde M é a matriz de senos e cossenos, o termo P é o vetor dos parâmetros a serem determinados e I é o vetor de amostras do sinal de corrente.

$$M \cdot P = I \quad (3.20)$$

Os parâmetros presentes em P podem ser calculados com a pseudo-inversão da matriz M e multiplicando pelo vetor I . O procedimento então é descrito em (3.21).

$$P = (M^T \cdot M)^{-1} \cdot M^T \cdot I \quad (3.21)$$

Com os parâmetros C_1 , C_2 , λ e B calculados, a coleta de informações sobre as componentes do sinal é possível. Para a detecção do curto-circuito, a magnitude da componente exponencial pode ser percebida ao se analisar os parâmetros ligados ao termo exponencial da Equação 3.18 (SANTOS, 2015).

A metodologia para detecção do curto-circuito se dá pela adaptação do método descrito por Franco (2021). Definindo o parâmetro limite de comparação Th_1 , o qual representa o valor máximo do módulo da primeira função diferença $del1_V$ aplicada no sinal de tensão. O valor limítrofe é definido pela Equação 3.22.

$$Th_1 = \max\{abs[del1_V(1 : ini - N, 1)]\} \quad (3.22)$$

Em (3.22), O valor de Th_1 leva em consideração o instante ini de detecção do transitório subtraído de N posições, ou seja, um ciclo antes. O procedimento é ilustrado através do fluxograma da Figura 22 que exemplifica a classificação do evento de curto-circuito.

Com o sinal da componente exponencial (I_{DC}), é feita a extração de sua envoltória superior. Por fim, a falta é detectada quando os valores de sua envoltória ultrapassarem 3 pu e a primeira função diferença equivaler a valores inferiores a $0,75 \cdot Th_1$. Quando essa condição é satisfeita, incrementa-se o contador CC até que seja superior a $0,75 \cdot N$, onde N representa 256 de amostras por ciclo. À medida que as condições de componente exponencial e da respectiva função diferença não forem atendidas, o contador CC é reiniciado.

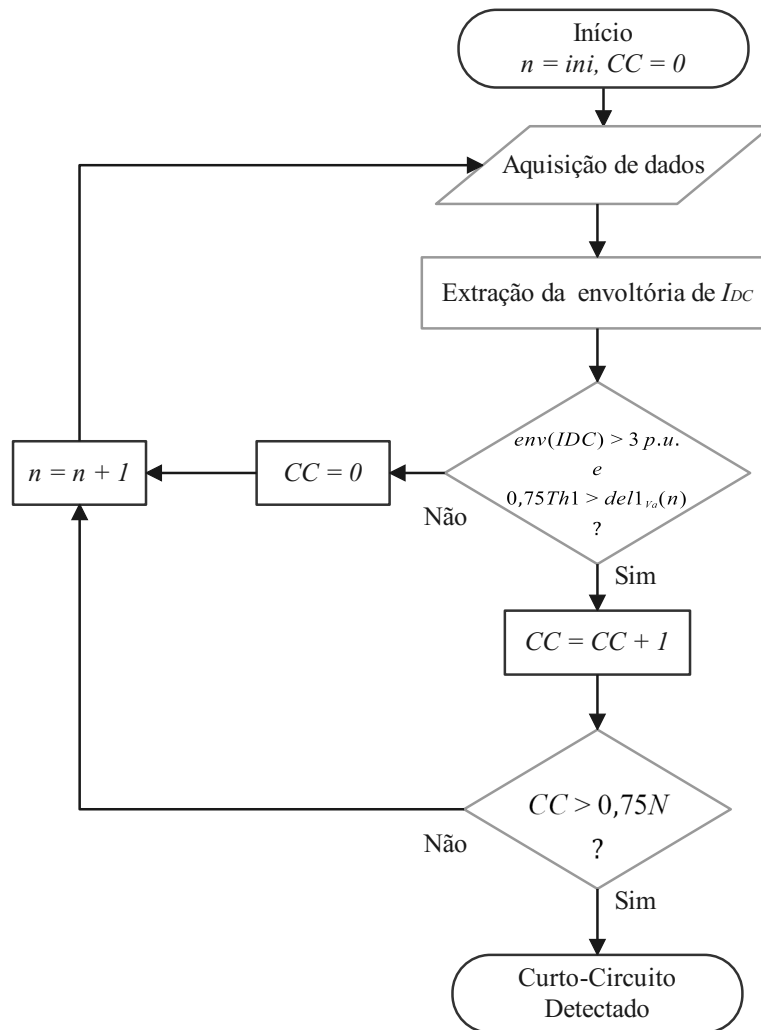
3.5.3 Detecção de Oscilação de Potência

Assim como no curto-circuito, as OEP's são facilmente detectadas quando observamos o comportamento dos sinais de corrente logo após o evento ocorrido. Nas oscilações estáveis, uma característica senoidal amortecida é atribuída como parâmetro de detecção dessas situações. A ideia proposta para a detecção de oscilação de potência consiste na análise da primeira função-diferença aplicada no sinal da envoltória superior da corrente. A resposta da aplicação dessa técnica evidencia o grau de inclinação da envoltória, que é notável para os casos de oscilações e tênue nos casos de PE. Entretanto, leva-se em consideração, a partir das técnicas apresentadas anteriormente, a presença da componente exponencial que aparece nos casos de curto-circuito, a fim de evitar o disparo equivocado da lógica de proteção. A expressão que representa tal processo é dada pela Equação 3.23, onde a n é a amostra atual e $Janela_{Env}$ deve conter duas amostras.

$$Del1_{Env}(n) = Janela_{Env}(n) - Janela_{Env}(n - 1) \quad (3.23)$$

Após serem atendidas as condições iniciais, a técnica começa a detectar possíveis picos e vales no sinal do valor absoluto de $Del1_{Env}$. Para isso, aplica-se uma janela ímpar de 3 amostras com o propósito de identificar, na amostra central, as características de pico e de

Figura 22 – Fluxograma da detecção de Curto-Circuito.

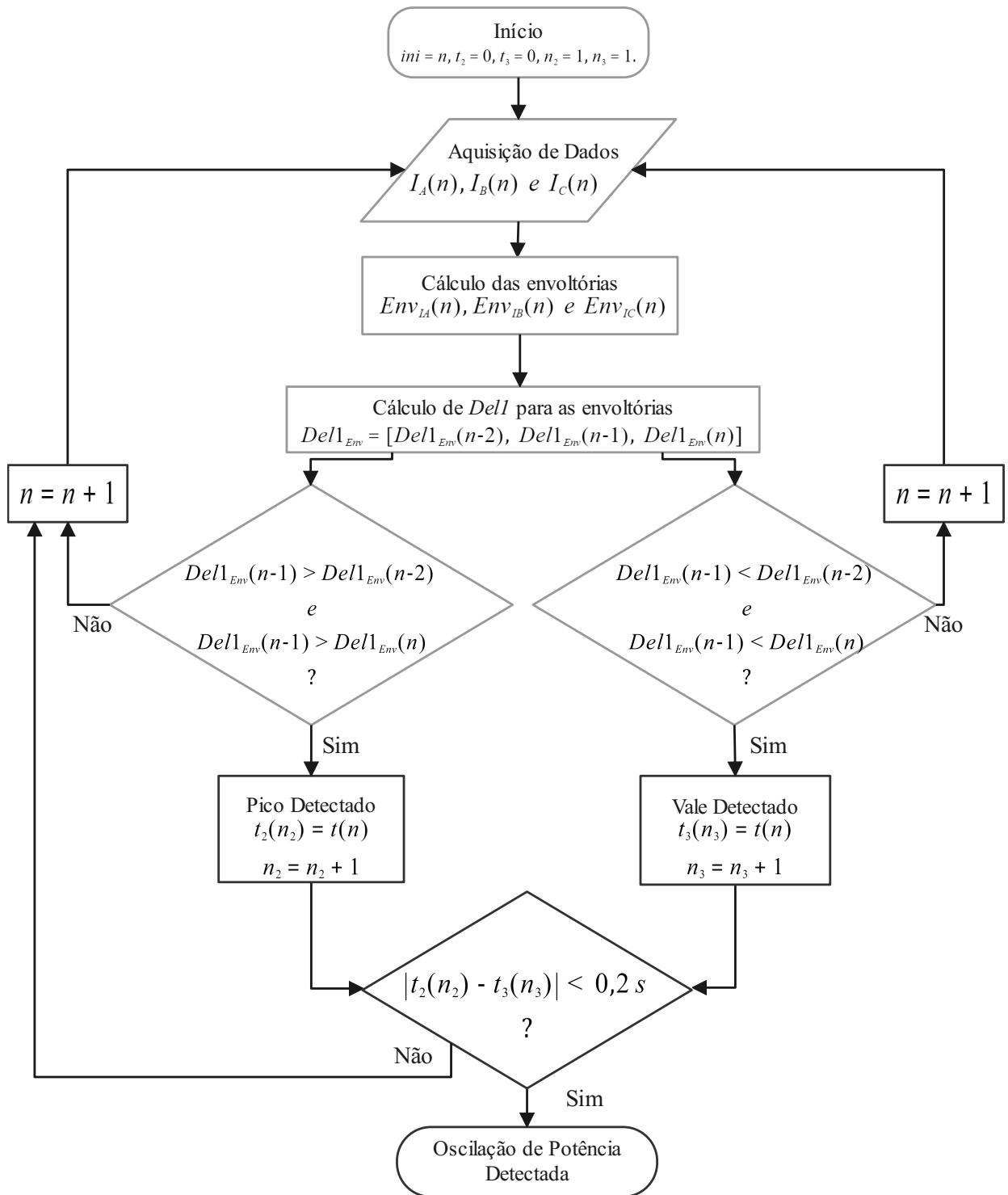


Fonte: Autor.

vale. Os fenômenos são detectados e então armazenados com seus respectivos instantes de tempo a medida que uma nova amostra de $|Del1_{Env}|$ é incrementada na janela de operação.

A presença de um pico considerável significa um alto valor de inclinação da envoltória superior e a presença de um vale representa a mudança de característica crescente para decrescente ou vice-versa. A descoberta de uma oscilação é feita quando a diferença dos instantes de tempo de cada fenômeno subsequente é menor que um tempo limite estipulado. Em outras palavras, ao identificar um pico e um vale consecutivos, se o intervalo de tempo entre os fenômenos for inferior a 0,3 segundo, a oscilação de potência é constatada. A técnica considera apenas valores superiores a 0,001 pu de amplitude para ser oscilação de potência, abaixo disso o transitório não deve ser classificado como OP. O funcionamento da técnica é apresentado no fluxograma da Figura 23.

Figura 23 – Fluxograma da detecção de Oscilação de Potência.

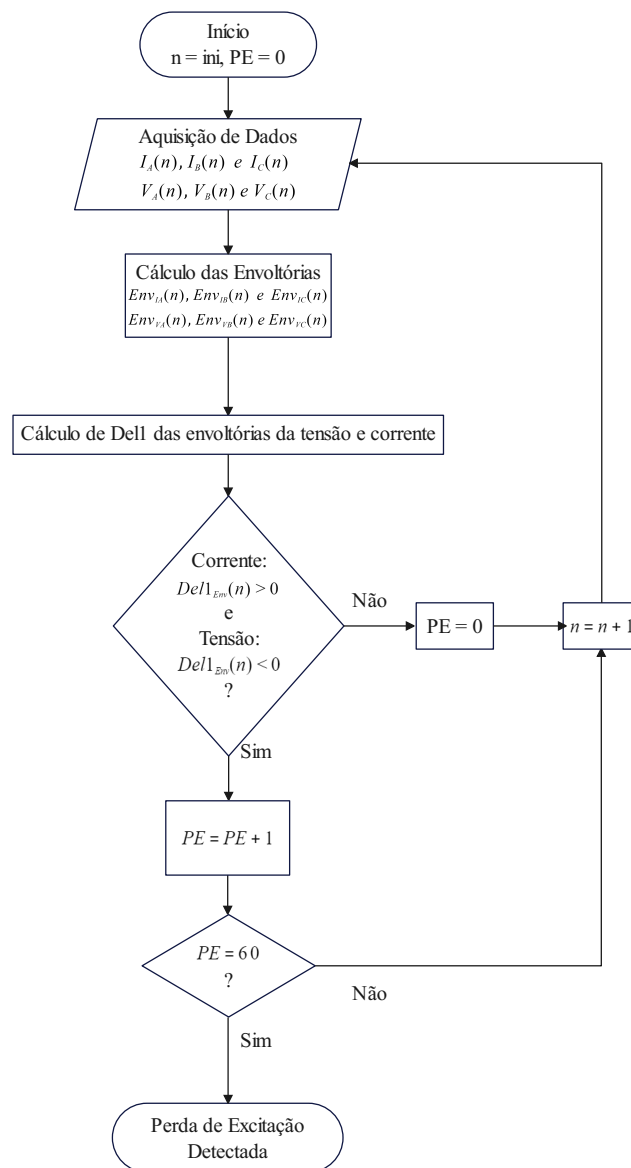


Fonte: Autor.

3.5.4 Detecção de Perda de Excitação

A metodologia proposta para a detecção da PE se baseia novamente na percepção do comportamento da envoltória superior. Neste caso, aplica-se a primeira função diferença tanto nas envoltórias das correntes quanto nas envoltórias das tensões nos terminais do gerador síncrono. Este método busca um padrão característico no módulo das funções-diferenças que é peculiar nos eventos de PE. Dentre as propriedades desse padrão, destaca-se o formato crescente nos sinais de corrente e o aspecto decrescente nos sinais de tensão. O fluxograma que aborda as etapas da técnica proposta é mostrado na Figura 24.

Figura 24 – Fluxograma da detecção da Perda de Excitação.



Fonte: Autor.

A característica é refletida em $Del1_{Env}$ com a presença de valores positivos para a situação ascendente e negativos para o cenário descendente. Destaca-se a condição de existência da componente exponencial, bem como realizada no método de detecção de OP. Tal precaução é aconselhada por Franco (2020), tendo em vista que, para os casos de curto-circuito, também poderá ser visto o padrão de mudança nos sinais da função-diferença das envoltórias superiores da corrente e da tensão. Dado que nos eventos de PE não são vistas componentes exponenciais com magnitudes relevantes, a técnica pode ser aplicada após a condição.

O objetivo principal é a detecção simultânea de valores positivos de $Del1_{Env}$ para a corrente e valores negativos para a tensão. Quando isso ocorre, um contador PE é somado na respectiva fase de análise. Se o contador assumir esse comportamento por pelo menos 60 vezes consecutivas, uma provável perda de excitação é detectada. O valor considerado da função diferença ocorre a cada ciclo percorrido, dessa forma, o limite de 60 incrementos significa que o comportamento permanece $60 \cdot T$ segundo, onde T equivale ao período para a forma de onda de 60 Hz. Ou seja, se o procedimento perdurar por um período de tempo de 1 segundo, o evento é classificado como perda de excitação. Se o comportamento não for atendido antes de se completar o tempo limite, o contador assume valor zero e o processo é reinicializado.

3.6 Considerações Finais

No Capítulo 3, foram apresentadas as metodologias de Mason e Berdy, bem como seus respectivos comportamentos operacionais. Foi possível verificar que, com base na bibliografia de referência, a simplificada lógica de atuação não garante segurança em determinados níveis de carregamento do sistema elétrico de potência.

Ainda no Capítulo 3, foi proposta uma nova metodologia para a detecção da PE, a qual também identifica curtos-circuitos e oscilações de potência. Por fim, foram apresentados os fluxogramas que representam cada etapa do processo de detecção e de classificação dos transitórios.

O Capítulo seguinte apresenta os resultados obtidos, bem como as discussões acerca dos desempenhos dos métodos empregados neste estudo.

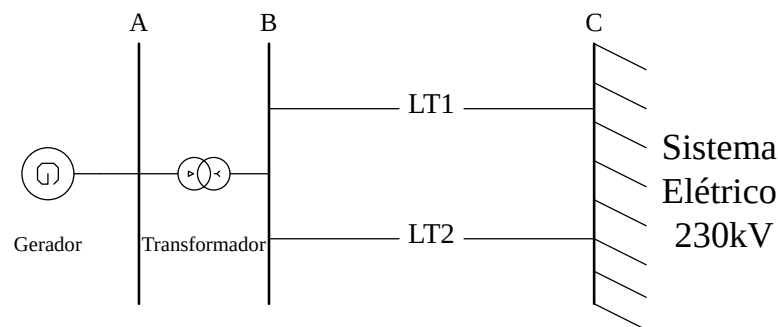
4 RESULTADOS

4.1 Considerações Gerais

Este Capítulo apresenta os resultados obtidos para as simulações realizadas. O sistema teste implementado é o representado pela Figura 25. As tabelas contendo as informações técnicas dos geradores síncronos, os dados das LT's, do transformador e dos condutores simulados no modelo LCC do ATPDraw estão presentes no Anexo A.

O sistema teste foi implementado primeiramente utilizando o gerador síncrono de 80 MVA ($FP = 0,95$) e reatância de eixo direto de 0,9 p.u., e, posteriormente, o de 390 MVA ($FP = 0,96$), com 1,2 p.u. de reatância de eixo direto. Mudando o carregamento de ambas as máquinas foi possível obter o comportamento da PE, do CC e da OP.

Figura 25 – Sistema teste implementado.



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

O comportamento dos geradores síncronos foi avaliado através de 10 cenários de carregamentos distintos. A Tabela 1 mostra os carregamentos simulados em todos os casos.

A PE nos geradores foi estimulada a partir do curto-circuito em seus circuitos de campo, aplicando 0 p.u. na tensão de campo, provocando a perda total do sistema. Um evento de curto-circuito foi produzido por uma falta trifásica na linha de transmissão 1 (LT1), com um período de duração de 150 ms, localizada próximo ao barramento B em aproximadamente um terço do seu comprimento total. A OP é produzida após a extinção da falta trifásica, onde é feita a retirada da LT1 de operação. Todas as simulações foram realizadas com duração total de 35 segundos através do *software* ATPDraw, no qual os eventos se iniciam após transcorridos 8 segundos de simulação.

Tabela 1 – Carregamentos utilizados para o Gerador Síncrono.

Caso Número	Carregamento (p.u.)	Potência			
		Gerador 1 (80 MVA)		Gerador 2 (390 MVA)	
		P (MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	0,1	7,60	2,4979	37,44	10,92
2	0,2	15,20	4,9959	74,88	21,84
3	0,3	22,80	7,4939	112,32	32,76
4	0,4	30,40	9,9919	149,76	43,68
5	0,5	38	12,4899	187,2	54,6
6	0,6	45,60	14,9879	224,64	65,52
7	0,7	53,20	17,4859	262,08	76,44
8	0,8	60,80	19,9839	299,52	87,36
9	0,9	68,40	22,4819	336,96	98,28
10	1	76	24,9799	374,4	109,20

Fonte: Autor.

As próximas seções mostram os resultados obtidos ao se aplicar os métodos de Mason (1949) e Berdy (1975) nos eventos de PE, CC e OP. De acordo com o que foi indicado por Morais *et al.* (2009), o método de Mason foi avaliado para o caso do gerador síncrono com valores de até 1,2 p.u. para a reatância de eixo direto (Gerador de 80 MVA) e o método de Berdy nos casos em que a reatância de eixo direto é superior a 1,2 p.u. (Gerador de 390 MVA). A metodologia proposta foi testada em todos os casos para todos os eventos e seu desempenho também é exposto.

4.2 Simulação do evento de CC e OP aplicando a metodologia de Mason em um gerador síncrono de 80 MVA

A técnica de Mason é empregada nos estudos de detecção de perda de excitação dos geradores síncronos. Entretanto, aplicou-se esta metodologia nos casos de CC e OP, a fim de estudar seu desempenho e identificar alguma possível atuação indevida, a qual pudesse levar o sistema de proteção a suspender o estado normal de operação desnecessariamente.

A Tabela 2 mostra os casos em que a metodologia de Mason foi submetida e revela que a estratégia não atuou indevidamente em nenhum caso testado. A Figura 26 (a) mostra o caso 9, onde é possível identificar que o trajeto da impedância aparente não ultrapassa a zona instantânea. Os pontos em preto indicam o lugar geométrico das cargas, antes do transitório ocorrer. Assim que ocorre o CC, a impedância aparente se desloca para o local da falta, o

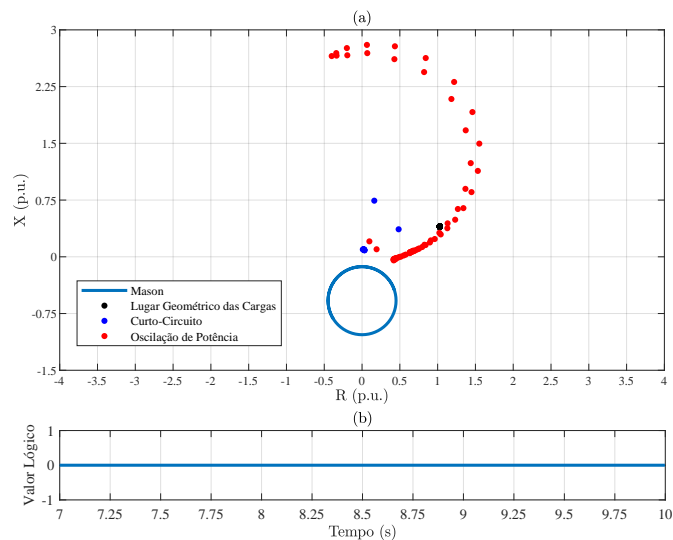
qual é representado pelos pontos em azul. Após a extinção da falta, ocorre a OP, onde os pontos em vermelho mostram sua trajetória. A Figura 26 (b) exemplifica a sensibilização do relé. Seu sinal lógico permanece em 0, já que a impedância não adentra a região de atuação, não sensibilizando a proteção.

Tabela 2 – Metodologia de Mason aplicada ao CC e OP utilizando o Gerador de 80 MVA.

Caso Número	Mason
	Instante de Detecção (s)
1	Não Atua
2	Não Atua
3	Não Atua
4	Não Atua
5	Não Atua
6	Não Atua
7	Não Atua
8	Não Atua
9	Não Atua
10	Não Atua

Fonte: Autor.

Figura 26 – Metodologia de Mason aplicada ao evento de CC e OP utilizando o Gerador de 80 MVA.



Fonte: Autor.

4.3 Simulação do evento de CC e OP aplicando a metodologia proposta em um gerador síncrono de 80 MVA

Como demonstrado anteriormente, a metodologia proposta começa com a detecção do transitório, a qual é feita pela análise do comportamento do sinal de detalhe extraído dos operadores de erosão e dilatação, aplicados nas formas de onda dos sinais de tensão e corrente. Somado a isso, o monitoramento da componente exponencial é realizado para a classificação do evento como CC. Os instantes de detecção do transitório e curto-circuito para este caso podem ser vistos através da Tabela 3, bem como os instantes onde são encontrados os picos e os vales no tratamento da envoltória superior da corrente. A oscilação de potência é definida no momento em que uma situação de pico e vale subsequentes ocorrem entre um intervalo de 0,2 segundo.

Tabela 3 – Metodologia Proposta aplicada ao CC e OP para o Gerador de 80 MVA.

Caso Número	Técnica Proposta				Oscilação de Potência Detectada (s)
	Transitório (s)	Curto-Circuito (s)	Pico (s)	Vale (s)	
1	8,0001	8,0104	8,2171	8,2396	8,2396
2	8,0001	8,0104	8,2180	8,3017	8,3017
3	8,0001	8,0104	8,2271	8,3124	8,3124
4	8,0001	8,0104	8,3303	8,2791	8,3303
5	8,0001	8,0104	8,3135	8,2624	8,3135
6	8,0001	8,0104	8,3135	8,2452	8,3135
7	8,0001	8,0104	8,3135	8,2453	8,3135
8	8,0001	8,0104	8,3134	8,2454	8,3134
9	8,0001	8,0104	8,3133	8,2452	8,3133
10	8,0001	8,0104	8,3301	8,2451	8,3301

Fonte: Autor.

Na Figura 27, a situação com carregamento no caso 9 é apresentada. Em (a), pode-se observar a característica decrescente no resultado da primeira função diferença do sinal de tensão. O valor limítrofe Th_1 é criado no instante de detecção do transitório e é comparado durante o tempo de incidência da falta. Em (b), a componente exponencial da corrente de falta é evidente e assume o comportamento típico para a classificação do CC.

A Figura 28 ilustra a situação de oscilação de potência, onde, em (a), é apresentado, em por unidade, o sinal de corrente. Em (b), o sinal da primeira função-diferença é exibido,

onde os pontos em vermelho indicam os picos e, em azul, os vales detectados. O instante de detecção da OP é sinalizado em (c) a partir do valor lógico 1.

Figura 27 – Operação da Metodologia Proposta em evento de CC com o Gerador de 80 MVA.

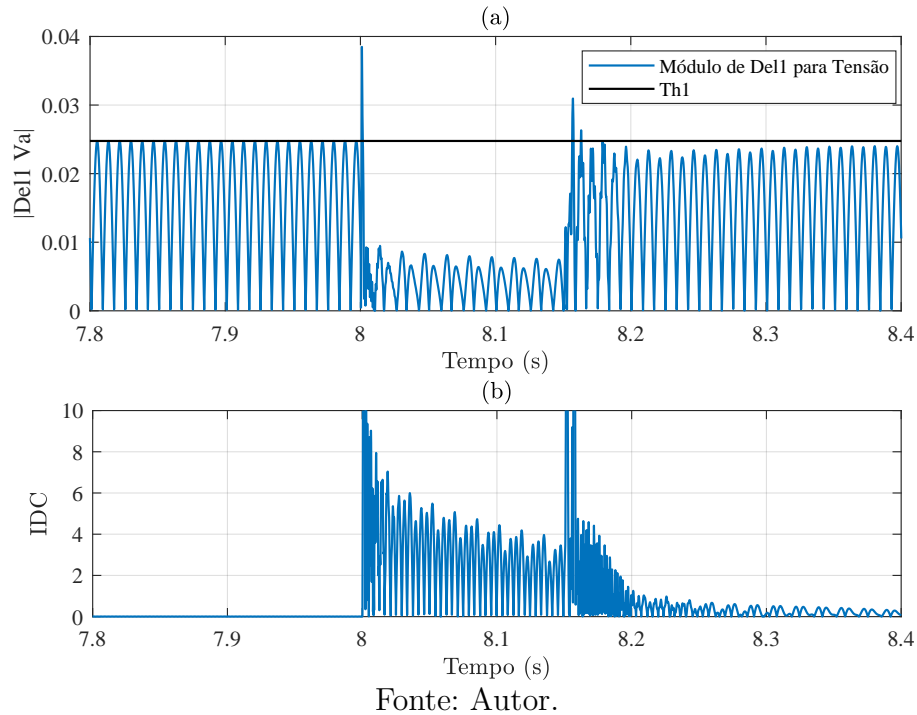
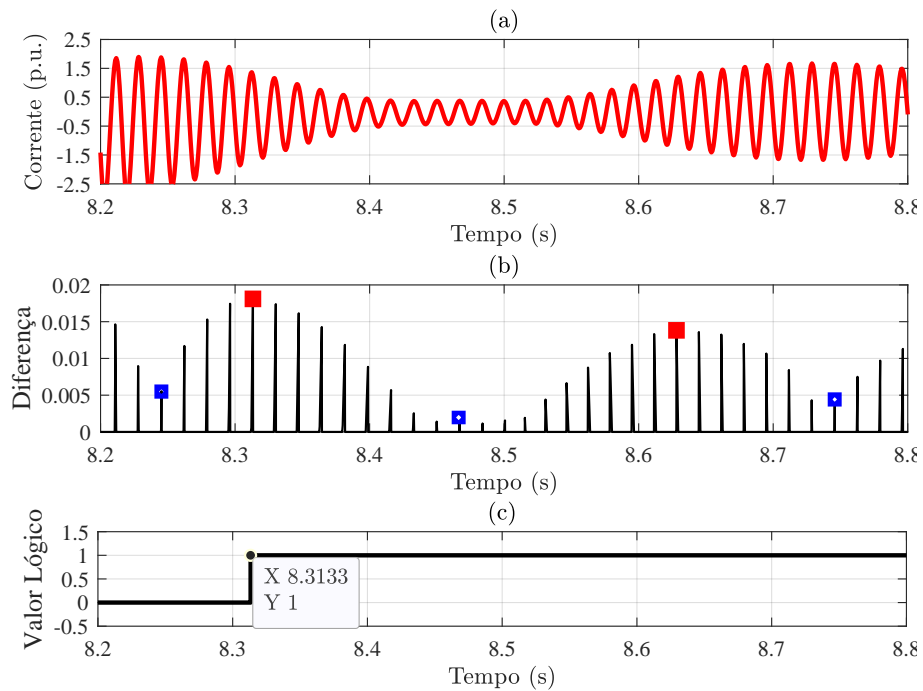


Figura 28 – Operação da Metodologia Proposta em evento de OP com o Gerador de 80 MVA.



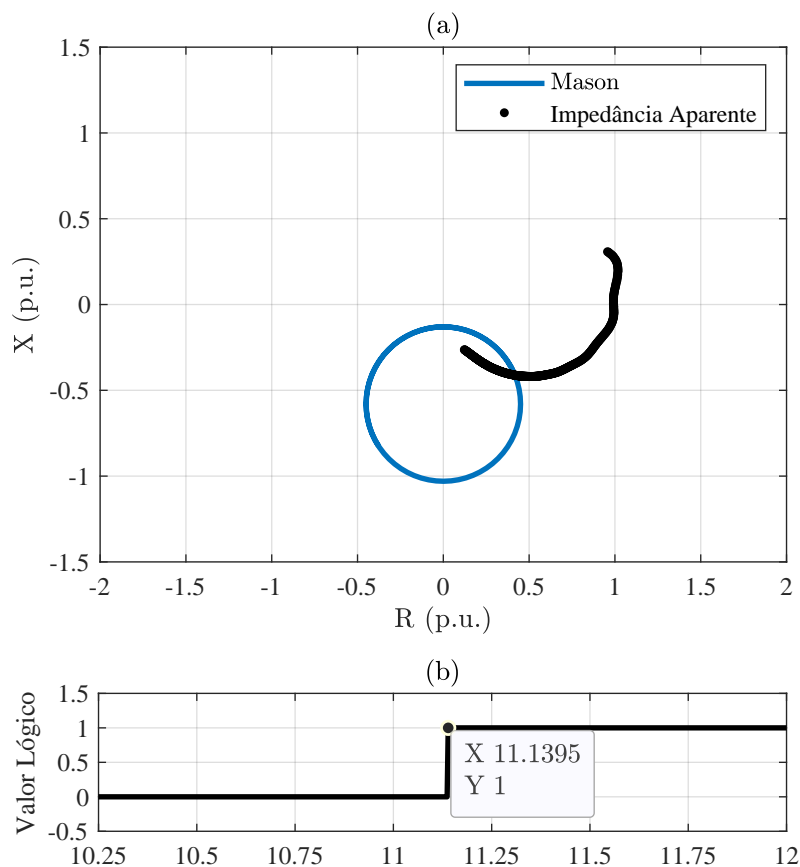
4.4 Simulação do evento de PE aplicando a metodologia de Mason em um gerador síncrono de 80 MVA

Aplicando a metodologia de Mason nos eventos de PE simulados, foi possível obter o resultados presente na Tabela 4, o qual verifica-se os instantes em que a técnica clássica é sensibilizada quando a impedância entra na zona instantânea após a ocorrência da PE.

A Figura 29 (a) mostra a metodologia de Mason operando no caso 10 de PE. É possível observar a impedância aparente se movendo em direção ao círculo no diagrama R-X e ultrapassando o limiar de operação.

Em (b), o exato instante de detecção da técnica é representado pelo nível lógico alto, sensibilizando o relé de proteção. A técnica atuou corretamente para todos os carregamentos, retirando de operação a máquina elétrica em no máximo 4 segundos após iniciado o transitório.

Figura 29 – Metodologia de Mason aplicada ao evento de PE com o Gerador de 80 MVA.



Fonte: Autor.

Tabela 4 – Resultados da metodologia de Mason para PE em um gerador de 80 MVA.

Caso Número	Mason
	Instante de Detecção (s)
1	11,9134
2	11,8908
3	11,8311
4	11,7540
5	11,6576
6	11,5670
7	11,4573
8	11,3478
9	11,2354
10	11,1395

Fonte: Autor.

4.5 Simulação do evento de PE aplicando a metodologia proposta em um gerador síncrono de 80 MVA

Após a ocorrência do transitório, a técnica proposta busca o comportamento específico da primeira função-diferença das envoltórias das tensões e correntes. Como já mencionado, na presença de valores positivos de $Del1_{Env}$, é assumido um formato crescente e valores negativos um formato decrescente. Ao se identificar o padrão nos sinais de tensão e corrente, a metodologia classifica o evento como PE. A Tabela 5 mostra o resultado da metodologia proposta submetida ao caso 10.

As envoltórias superiores do sinal de corrente e tensão podem ser visualizadas nas Figuras 30 (a) e 31 (a), respectivamente. As Figuras 30 (b) e 31 (b) demonstram a lógica de atuação da técnica proposta. Valores positivos da primeira função-diferença (Del_1) são representados pelo valor 1, enquanto que, para valores negativos, atribui-se o valor -1. O processo de detecção da PE se inicia após a detecção do transitório. Dessa forma, o valor 0 é representado nos momentos anteriores ao instante de descoberta do distúrbio. O ponto de destaque em (b) da Figura 30, trata-se do instante de detecção da metodologia proposta, onde é feita a classificação do evento de PE.

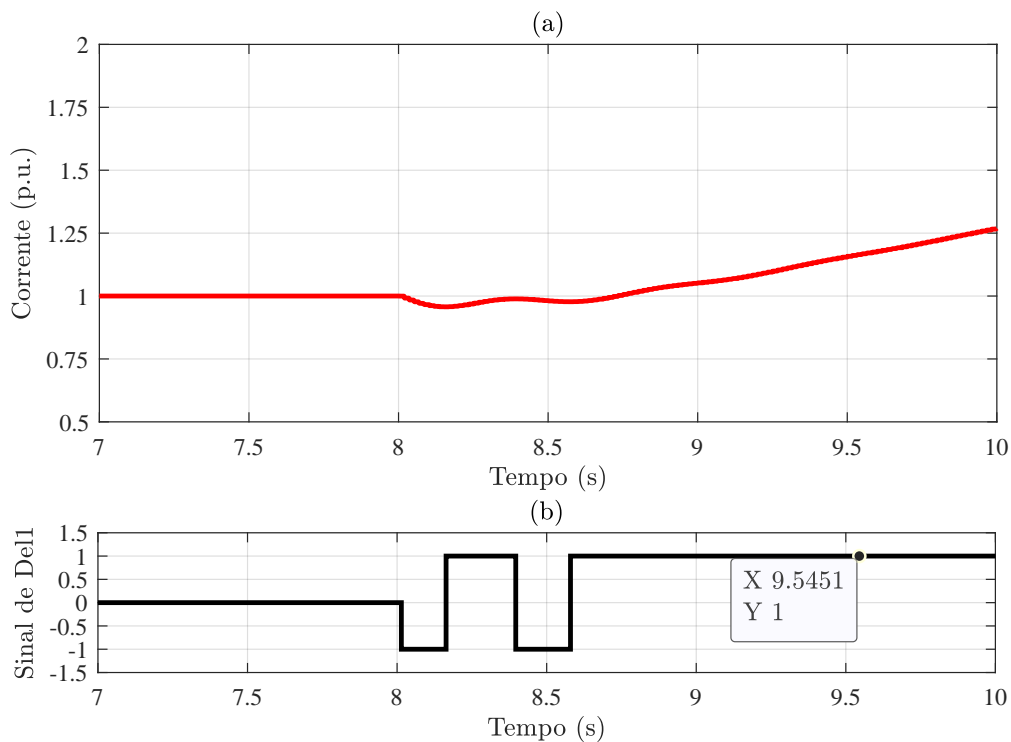
Acrescenta-se que, no início da incidência da PE, devido a valores não expressivos do módulo de $Del1$ gerados pela leve oscilação na forma de onda superior da corrente, a metodologia não é sensibilizada a atuar na classificação como OP.

Tabela 5 – Resultados da Metodologia Proposta para PE em um gerador de 80 MVA.

Caso Número	Técnica Proposta	
	Transitório (s)	Perda de Excitação (s)
1	8,0018	9,0482
2	8,0016	9,0877
3	8,0016	9,1160
4	8,0016	9,1331
5	8,0016	9,1335
6	8,0015	9,1337
7	8,0016	9,8436
8	8,0015	9,5171
9	8,0015	9,5339
10	8,0014	9,5451

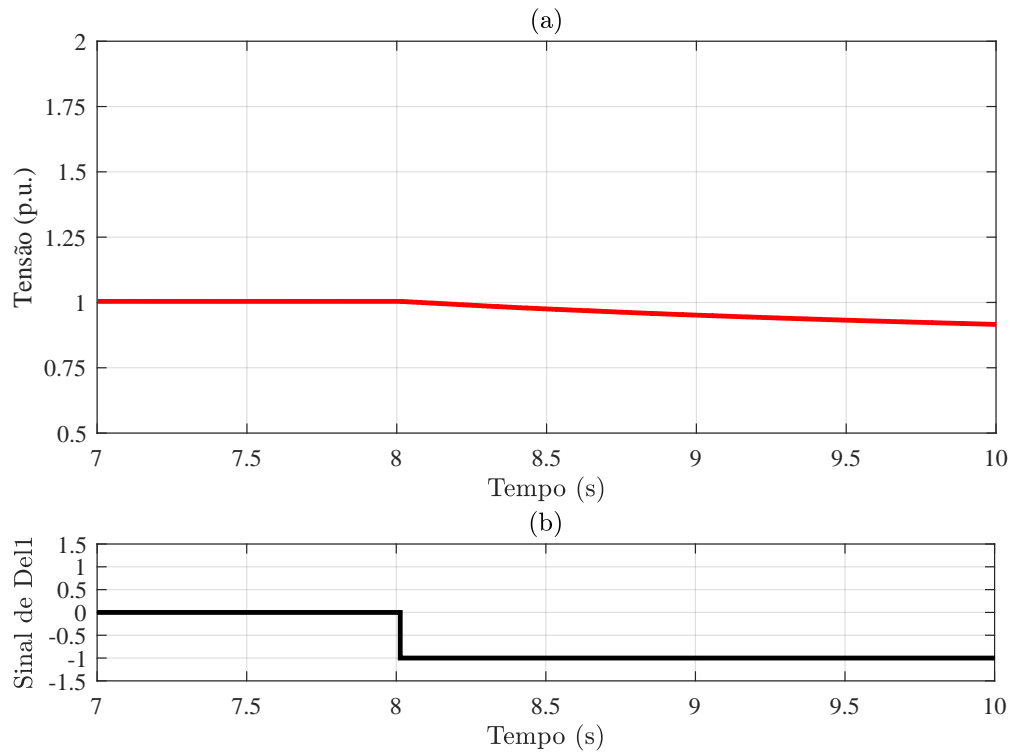
Fonte: Autor.

Figura 30 – Lógica de atuação da Metodologia Proposta no Sinal de Corrente utilizando o Gerador de 80 MVA.



Fonte: Autor.

Figura 31 – Lógica de atuação da Metodologia Proposta no Sinal de Tensão utilizando o Gerador de 80 MVA.



Fonte: Autor.

4.6 Simulação do evento de CC e OP aplicando a metodologia de Berdy em um gerador síncrono de 390 MVA

A metodologia de Berdy foi implementada e submetida aos diferentes casos de carregamento do gerador síncrono. Para a devida comparação das técnicas, foram estabelecidas as mesmas condições feitas nos testes anteriores com a metodologia de Mason.

Seguindo a recomendação feita pela referência bibliográfica, foi utilizada a máquina de 390 MVA com 1,2 p.u. de reatância de eixo direto, onde o desempenho da metodologia clássica, sob eventos de CC e OP, pode ser visto através da Tabela 6. A técnica não atuou para os casos de CC e OP, fazendo com que o sistema de proteção não fosse sensibilizado.

Acrescenta-se que, assim como o método de Mason, a metodologia de Berdy não possui a finalidade de detectar os eventos de CC e OP. O objetivo de testá-la para esses eventos é a verificação da confiabilidade dos métodos, uma vez que, de acordo com a bibliografia base, tais métodos estão vulneráveis às eventualidades simuladas.

Tabela 6 – Metodologia de Berdy aplicada ao CC e OP utilizando o Gerador de 390 MVA.

Caso Número	Berdy
	Instante de Detecção (s)
1	Não Atua
2	Não Atua
3	Não Atua
4	Não Atua
5	Não Atua
6	Não Atua
7	Não Atua
8	Não Atua
9	Não Atua
10	Não Atua

Fonte: Autor.

4.7 Simulação do evento de CC e OP aplicando a metodologia proposta em um gerador síncrono de 390 MVA

A metodologia proposta foi aplicada na envoltória do sinal de corrente para a simulação do caso 10 contendo o gerador de 390 MVA. A Tabela 7 exemplifica os resultados obtidos para a detecção de CC e OP.

Detecta-se o transitório em aproximadamente 8 segundos de simulação e a classificação de curto-circuito é tomada nos instantes seguintes após a sensibilização pela perturbação no sistema. O curto-circuito permanece durante 150 ms, onde ocorre o desligamento da LT com o problema.

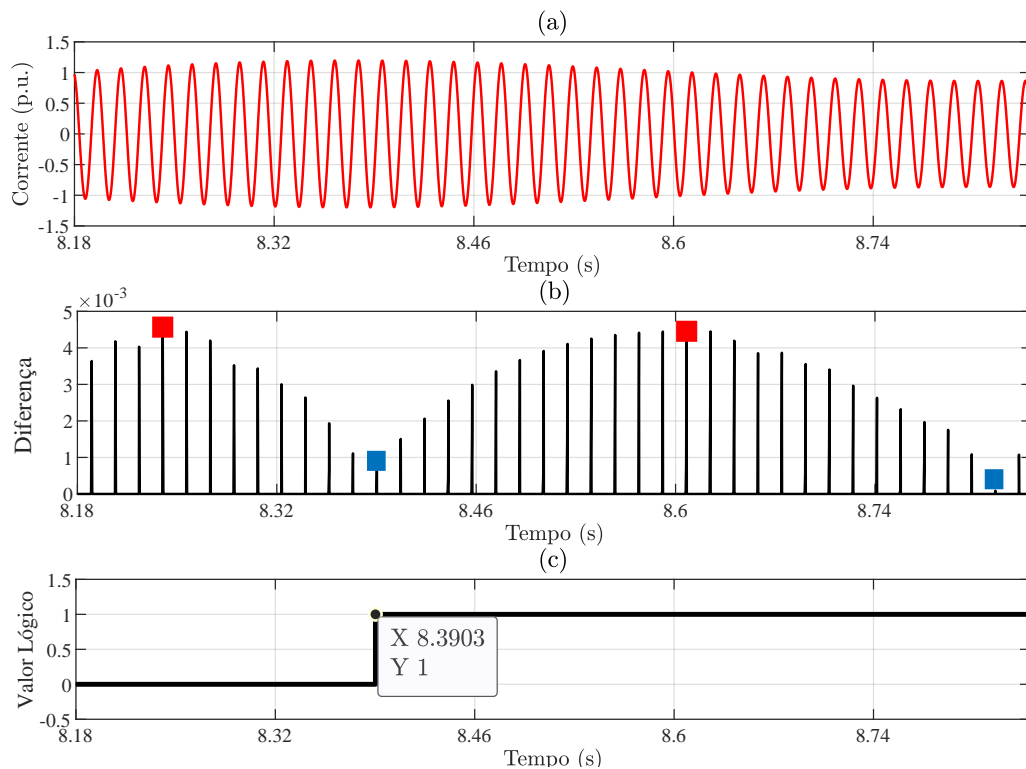
Após detectar os momentos de incidência dos picos e dos vales, a metodologia proposta atua, classificando a ocorrência como oscilação de potência. Na Figura 32, a característica de OP no sinal de corrente em (a), o resultado da primeira função-diferença em (b) e a mudança do sinal lógico em (c) retratam a operação da técnica proposta. Novamente, os pontos em vermelho representam um pico no comportamento da função-diferença e os pontos em azul representam um vale. A classificação é feita quando os dois eventos são registrados subsequentemente em um período de tempo menor que 0,2 segundo. Ao detectar esse comportamento, é enviada a informação para o sistema de proteção da ocorrência de uma oscilação de potência.

Tabela 7 – Metodologia Proposta aplicada ao CC e OP para o Gerador de 390 MVA.

Caso Número	Técnica Proposta				Oscilação de Potência Detectada (s)
	Transitório (s)	Curto-Circuito (s)	Pico (s)	Vale (s)	
1	8,0001	8,0085	8,2307	8,2645	8,2645
2	8,0001	8,0085	8,5065	8,2258	8,5065
3	8,0001	8,0085	8,4291	8,2296	8,4291
4	8,0001	8,0085	8,3404	8,2241	8,3404
5	8,0001	8,0085	8,3070	8,5739	8,5739
6	8,0001	8,0087	8,2290	8,2458	8,2458
7	8,0001	8,0087	8,2456	8,2290	8,2456
8	8,0001	8,0087	8,3791	8,3624	8,3791
9	8,0001	8,0087	8,2234	8,2566	8,2566
10	8,0001	8,0087	8,2399	8,3903	8,3903

Fonte: Autor.

Figura 32 – Operação da Metodologia Proposta em evento de OP utilizando o Gerador de 390 MVA.



Fonte: Autor.

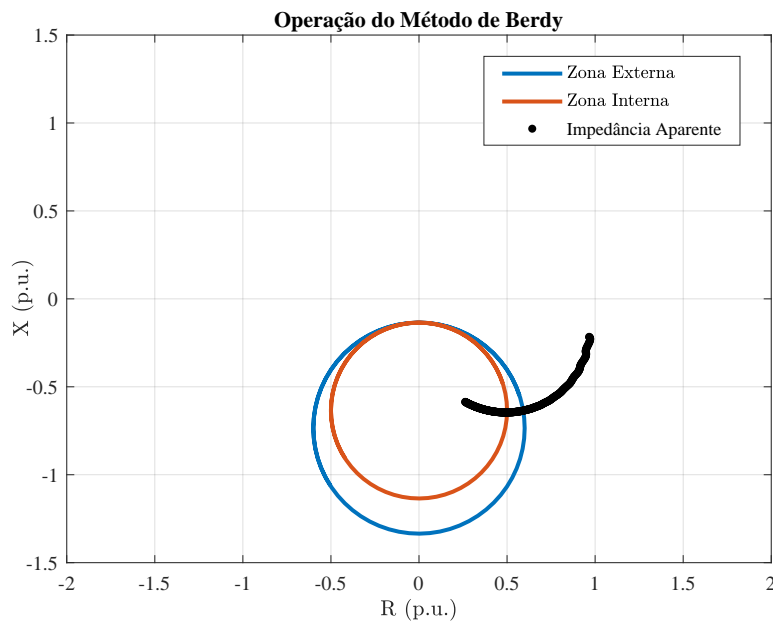
4.8 Simulação do evento de PE aplicando a metodologia de Berdy em um gerador síncrono de 390 MVA

Aplicando a técnica de Berdy para uma PE no caso 10, obtém-se os valores na Tabela 8. Nota-se que a zona instantânea (interna) é sensibilizada instantes após a zona temporizada (externa).

À medida que se aumenta o carregamento, o evento de PE passa a ser detectado mais rapidamente. Isso se deve pelo comportamento da tensão e da corrente nos terminais da máquina síncrona, onde, ao atender grandes blocos de carga, acaba respondendo de maneira abrupta.

As zonas de atuação na metodologia de Berdy são demonstradas no diagrama R-X da Figura 33, de modo que a circunferência em azul opera de maneira temporizada e a circunferência em vermelho de forma instantânea. A impedância aparente vista nos terminais da máquina se desloca do lugar geométrico das cargas até o interior da circunferência, atravessando tanto a zona externa quanto a interna.

Figura 33 – Metodologia de Berdy aplicada ao evento de PE com o Gerador de 390 MVA.



Fonte: Autor.

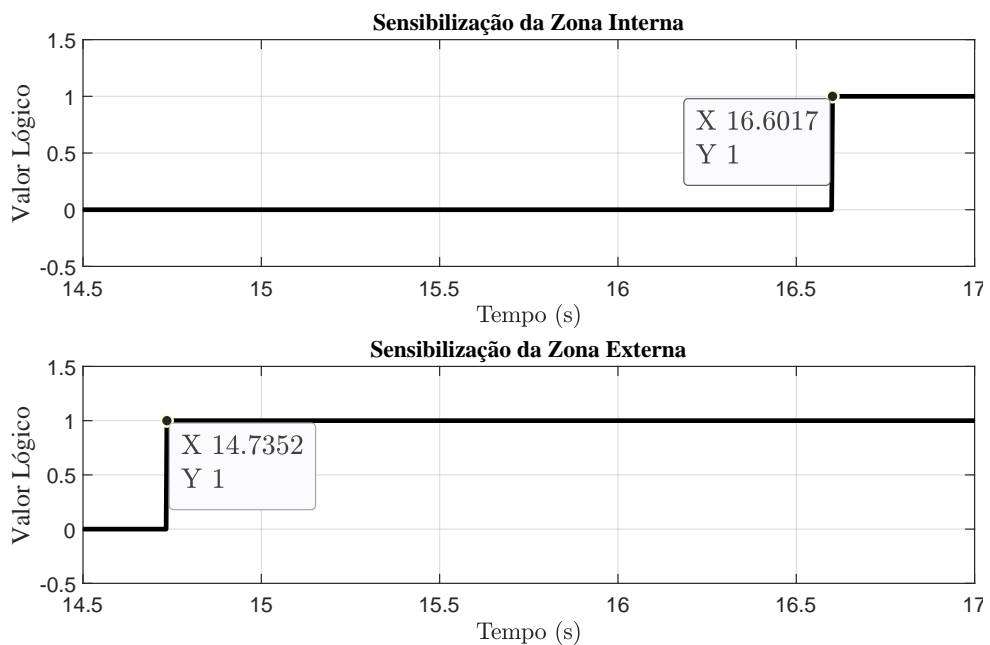
Na Figura 34, é possível identificar o instante que a impedância entra na zona instantânea e na zona temporizada. Após entrar na zona externa, inicia-se a temporização, sendo recomendado 0,5 até 0,6 segundo para a atuação. Ressalta-se que este retardo deve ser dimensionado a partir de estudos de estabilidade transitória do sistema (MORAIS 2009).

Tabela 8 – Metodologia de Berdy para PE em um gerador síncrono de 390 MVA.

Caso Número	Berdy	
	Instante de Detecção (s)	
	Zona Instantânea (Interna)	Zona Temporizada (Externa)
1	23,8018	20,6480
2	23,7454	19,7019
3	23,6085	19,1722
4	23,2264	19,0019
5	23,2018	18,6886
6	21,7351	18,0121
7	20,2687	17,6186
8	18,9684	16,6351
9	17,7184	15,6483
10	16,6017	14,7352

Fonte: Autor.

Figura 34 – Instantes de sensibilização das zonas para o método de Berdy.



Fonte: Autor.

4.9 Simulação do evento de PE aplicando a metodologia proposta em um gerador síncrono de 390 MVA

Como último experimento, usando o gerador síncrono de 390 MVA, a metodologia proposta foi testada nos casos de PE. A Tabela 9 mostra os resultados obtidos em todos os carregamentos simulados. Nota-se que, a técnica classifica o evento em menos de 3 segundos após a detecção do transitório. Em todas as situações, a perturbação é notada em aproximadamente 8,0012 segundos de simulação, fazendo com que a técnica de classificação do transitório inicie a busca pelo evento que gerou a anomalia.

De acordo com os resultados da Tabela 9, à medida que se aumenta o carregamento de operação da máquina síncrona, o tempo de convergência para a classificação de PE também aumenta. Isso se deve a leves oscilações que ocorrem no instante de incidência do evento, onde a perturbação na envoltória superior da corrente se torna mais longa para carregamentos maiores, conseqüentemente, gerando uma variação nos sinais da função de detalhe durante um certo tempo.

Tabela 9 – Resultados da Metodologia Proposta para PE em um gerador de 390 MVA

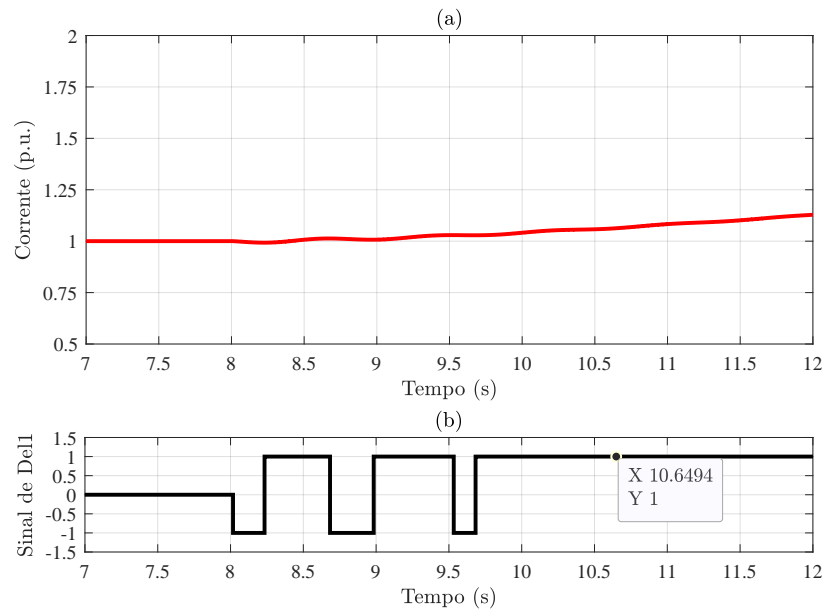
Caso Número	Técnica Proposta	
	Transitório (s)	Perda de Excitação (s)
1	8,0012	9,2644
2	8,0012	9,7873
3	8,0012	9,9155
4	8,0012	9,9492
5	8,0012	9,9493
6	8,0012	10,6100
7	8,0012	10,6382
8	8,0012	10,6327
9	8,0012	10,6382
10	8,0012	10,6494

Fonte: Autor.

As Figuras 35 e 36 mostram o comportamento da metodologia proposta aplicada nas envoltórias superiores da corrente e da tensão em uma das fases. Utilizando o gerador síncrono de 390 MVA, sob demanda correspondente ao caso 10, pode-se notar, em (a), a variação no

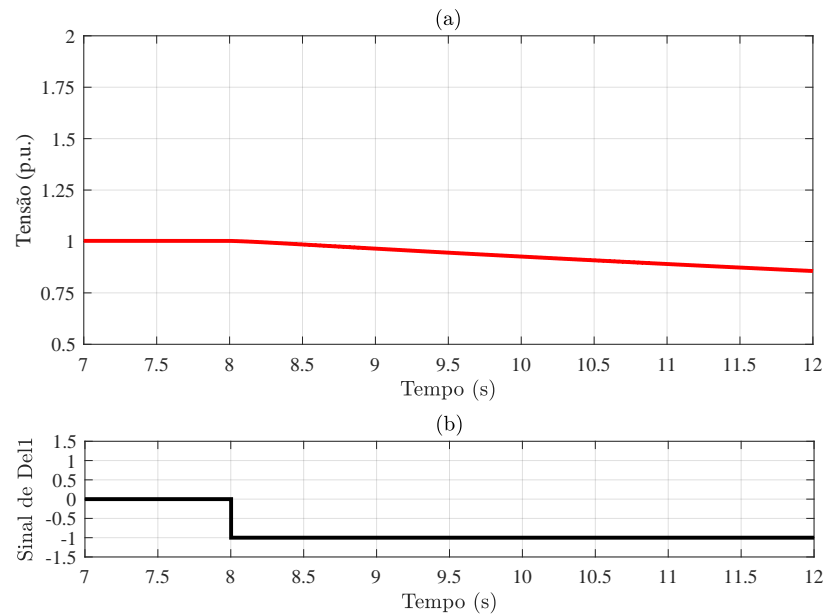
signal de *Del1* no início da PE. O ponto indicado em (b), retrata o instante de classificação da metodologia, conforme descrito nos resultados.

Figura 35 – Lógica de atuação da Metodologia Proposta no Sinal de Corrente utilizando o Gerador de 390 MVA.



Fonte: Autor.

Figura 36 – Lógica de atuação da Metodologia Proposta no Sinal de Tensão utilizando o Gerador de 390 MVA.



Fonte: Autor.

4.10 Considerações finais acerca dos resultados

Os métodos de Mason e de Berdy foram testados em simulações de diversos carregamentos para máquinas de 80 MVA e 390 MVA. A partir dos resultados obtidos, constata-se que as técnicas atuaram corretamente em todos os casos, comprovando-se a robustez em detectar os eventos de PE. Nas simulações de curto-circuito e oscilações de potência, as técnicas implementadas não atuaram indevidamente.

A metodologia proposta atuou corretamente em 100% dos casos, detectando o início do transitório e classificando corretamente a natureza do problema, em um tempo inferior ao registrado pelas técnicas clássicas, o que comprova a robustez da técnica proposta. O Capítulo seguinte apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

5.1 Considerações Finais

A partir do estudo dos reguladores de tensão e corrente, foi possível concluir que para dada reatância síncrona e corrente terminal, ao elevar a corrente terminal, a tensão nos terminais do gerador cairá bruscamente. Dessa maneira, com tensão de excitação constante, o gerador não será capaz de fornecer potência para a carga. Para este problema, os reguladores de tensão implementados devem garantir formas de elevar a tensão de excitação à medida que a carga aumenta.

De acordo com o que foi apresentado sobre os sistemas de excitação, o problema da perda de excitação nos geradores síncronos induz a máquina a trabalhar de maneira incorreta. Isso pode trazer sérios danos internos ao gerador e ao sistema elétrico de potência. Desse modo, a proteção de PE deve garantir a preservação dos elementos interligados e impedir o desligamento indevido das unidades geradoras.

A construção de um sistema teste robusto auxilia os estudos futuros sobre estabilidade e proteção de sistemas elétricos de potência. Com os resultados obtidos nas simulações de PE, constata-se que a técnica desenvolvida nesse trabalho foi capaz de detectar e atuar para os devidos transitórios mais rapidamente, oferecendo assim, maior segurança em comparação aos métodos clássicos de Mason (1949) e Berdy (1975).

Por fim, a metodologia proposta também apresentou robustez ao identificar os eventos de PE, OP e CC, demonstrando um ótimo desempenho e confiabilidade. aumentando a segurança do sistema de proteção em diversas condições operacionais e permitindo o equilíbrio do SEP.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Os seguintes estudos são sugeridos para trabalhos futuros:

- Aplicar a metodologia proposta em diferentes sistemas de transmissão implementados;
- Incorporar melhorias nos métodos de detecção de transitórios, a fim de aumentar sua confiabilidade;

- Ensaiar eventos como entradas de carga em diferentes pontos do sistema teste; e
- Testar a metodologia proposta em sinais com a presença de ruídos.

ANEXO A – PARÂMETROS DO SISTEMA TESTE

Tabela A.1. Dados dos geradores síncronos.

Especificação	Gerador 80 MVA	Gerador 390 MVA
V L-L (kVrms)	13,8	13,8
Frequência (Hz)	60	60
FP (p.u.)	0,95	0,96
Xd (p.u.)	0,9	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.)	0,21	0,13
X0 (p.u.)	0,12	0,12
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
Ra (p.u.)	0,0001	0,0001

Fonte: Autor.

Tabela A.2. Especificações do sistema de transmissão.

Número do condutor	Fase	X (m)	H (m)	Vmédio (m)
1	A	0	21,23	11
2	B	6,5	21,63	11,3
3	C	13	21,33	11

Fonte: Autor.

Tabela A.3. Dimensões geométricas do condutor utilizado.

Tipo Condutor	Interno Raio (cm)	Externo Raio (cm)	Resistência (ohm/km DC)
900 kCM	0,492	1,4755	0,0633

Fonte: Autor.

Tabela A.4. Dados de entrada do transformador.

Parâmetros do Transformador	
S (MVA)	510
V L-L (kV)	13,8/230
X_1, X_2, X_0 (p.u.)	0,19

Fonte: Autor.

Tabela A.5. Dados do regulador DC1A.

Ka (p.u.)	Ta (s)	Te (s)	Aex (p.u.)	Bex (p.u.)	Kf (p.u.)	Tf (s)	Tb (s)	Tc (s)	Tr (s)	Vrmax (p.u.)	Vrmin (p.u.)
187	0,89	1,15	0,014	1,55	0,058	0,62	0,06	0,173	0,05	1,7	-1,7

Fonte: Autor.

Tabela A.6. Dados do regulador de velocidade.

Ganho (p.u.)	Regulação (p.u.)	Tfb (s)	T1 (s)	T2 (s)	T3 (s)	T4 (s)	T5 (s)	Pref (p.u.)	Pmáx (p.u.)
1,0	0,05	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	1,0	1,2

Fonte: Autor.

REFERÊNCIAS

- ABB Ltda. ABB Generator Protection Unit 2000R. Edição B. p. 1-155, 2002.
- ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. IEEE Press - MacGraw-Hill. 1999.
- ARNDT, C. R.; ROGERS, M. **A Study of Loss-of-Excitation Relaying and Stability of a 595 MVA Generator on the Detroit Edison System**, IEEE Transactions on Power Apparatus and System, vol. 94, no. 5, Setembro/Outubro 1975.
- BATISTELLA, J. C. **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 Generator**. IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. 94, no.5, pp. 1457-1463, Setembro/Outubro 1975.
- CHAPMAN, S. J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. AMGH editora, 2013.
- CROSSMAN, G. C.; LINDEMUTH, H. F.; WEBB, R. L.. **Loss-of-Field Protection for Generators**. Vol. 61, Maio 1942.
- DARRON, H. G.; KOEPFINGER, J. L.; MATHER, J. R.; RUSCHE, P. A. **The Influence of Generator Loss of Excitation on Bulk Power System Reliability**. IEEE Transactions on Power Apparatus and System, vol. 94, no. 5, Setembro/Outubro 1975.
- DE LIMA, J. C M.; DELBONI, M. P.; ANDRADE, J. C. B.. **Revião Crítica da Filosofia de Proteção contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos**, VII Seminário Técnico de Proteção e Controle, Junho 2003.
- DIAS, M. F., and M. M. ELKATEB. **Case study into loss-of-excitation relays during simultaneous faults. II**. 3D Africon Conference. Africon'92 Proceedings (Cat. No. 92CH3215), 1992.
- 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.
- FERREIRA, G. C. L. *et al.* **Análise da estabilidade de sistemas de potência via ATP e comparação dos resultados com o PSAT**. 2012.

FITZGERALD, A. E., KINGSLEY, C., UMANS, S. D., & JAMES, B. **Electric Machinery** (Vol. 5,). New York: McGraw-Hill, 2003.

FRANCO, M. C. **Metodologia para detecção de perda de excitação, curto-circuito e oscilações de potência em geradores síncronos.** 2021.

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

GAZEN, Y. N.; CARDOSO JR., G.; DE MORAIS, A. P.; MARIOTTO, L. **Uma Proposta de Proteção Contra Perda de Excitação Fundamentada no Comportamento da Trajetória da Impedância Aparente Vista pelo Relé no Tempo.** XI Seminário Técnico de Proteção e Controle, Novembro 2012.

GUIMARÃES, C. H. C.; RANGEL, R. D. **Diagramas Operacionais de Unidades Geradoras.** X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Maio 2006.

GUIMARAES, G. C. **Computer methods for transient stability analysis of isolated power generation systems with special reference to prime mover and induction motor modelling.** University of Aberdeen (United Kingdom), 1990.

GUIMARÃES, G. C, **Curso de teoria e análise de estabilidade de sistemas elétricos-Partes I e II.** Pós Graduação em Engenharia Elétrica FEELT/UFU, 1996.

HASANI, A. *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.

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

KOSOW, I. L. **Máquinas elétricas e transformadores.** Globo, 1985.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power system stability and control.** New York: McGraw-hill, 1994.

LEITE, A. G.; JÚNIOR, J. B. M.; DA SILVA, R. J. G. C.. **Vantagens e Desvantagens da Utilização da Curva Tomate na Função 40 das Novas Unidades Geradoras da Hidrelétrica de Itaipu.** VIII Seminário Técnico de Proteção e Controle, Julho 2007.

- LIMA J. C. M. **Aspectos de Proteção e Controle do Gerador Síncrono Subexcitado**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Belo Horizonte, p. 148. 2002.
- LIMA, J. C.; DELBONI, M. P. and ANDRADE, J. C. B. . **Revisão Crítica da Filosofia de Proteção Contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos**. VII STPC, Seminário Técnico de Proteção e Controle. p. 1-6, 2003.
- MACKENZIE, W. F.; IMHOF, J. A.; DEWEY, C.; EMMERLING, E.J.; FREER, F. H.; HOROWITZ, S. H.; WAGNER, C. L. **Loss-of-Field Relay Operation During System Disturbances Working Group Report**, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. IA-21, no. 1, Janeiro/Fevereiro 1985.
- MASON, C. R. **A New Loss of Excitation Relay for Synchronous Generators**. AIEE Transactions, Vol. 68, 1949.
- MENCO, C. A. L. et al. **Método para detecção de oscilação de potência no domínio do tempo**. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Maria. 2018.
- MONTEZUMA, L. R. **Coordenação e Seletividade das Proteções de Perda de Excitação de Gerador Síncrono Conectado ao Sistema Interligado Nacional**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 127. 2015.
- MORAIS, A. P. D.; CARDOSO Jr, G.; MARIOTTO, L.. **Avaliação do desempenho dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos**. Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica, 20, 526-545, 2009.
- MORAIS, A. P.; CARDOSO JR., G.; MARIOTO, L.; CANHA, L. N. **Performance Evaluation of the Adaptive Loss of Field Protection in Synchronous Generators by means of the Positive Offset Method**. IEEE, Dezembro 2012.
- MOURA, F. A. M. *et al.* **Geração distribuída-impactos e contribuições para a qualidade da energia elétrica e dinâmica dos sistemas elétricos-uma análise através do ATP-EMTP**. 2011.
- PAJUELO, Eli; GOKARAJU, Ramakrishna; SACHDEV, Mohindar S. **Identification of generator loss-of-excitation from power-swing conditions using a fast pattern classification method**, IET Generation, Transmission & Distribution, v. 7, n. 1, p. 24-36, 2013.
- PAN, J., Khoi V. and Yi H., **An efficient compensation algorithm for current transformer saturation effects**, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, no. 4, pp. 1623-1628, Oct. 2004, doi: 10.1109/TPWRD.2004.835273.

- PERES, L. M. **Estudos de desempenho dinâmico de geradores síncronos de produtores independentes em sistemas de geração distribuída via ATPDraw**. 2013.
- RANA, R. D.; SCHULZ, R. P.; HEYECK, M.; BOYER Jr., T. R. **Generator Loss of Field Study for AEP's Rockport Plant**. IEEE Computer Application in Power, 1990.
- RIBEIRO, J. R. **Minimum Excitation Limiter Effects on Generator**. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 6, no. 1, Março 1991.
- SAADAT, H. **Power System Analysis**. [S.I.:s.s.], 460-576 p.27. 1999.
- SHI, Z. P.; WANG, J. P.; GAJIC, Z.; SAO, C.; GHANDHARI, M.. **The Comparison and Analysis for Loss of Excitation Protection Schemes in Generator Protection**. 11^a IET International Conference on Developments in Power Systems Protection, 2012.
- THAKALLAPPELLI, A.; Mehra, R.; Mangalvedekar, H. A. **Differentiation of faults from power swings and detection of high impedance faults by distance relays**, IEEE 1st International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON), pp. 374-377, doi: 10.1109/CATCON.2013.6737530. 2013.
- TREMAINE, R. L.; BLACKBURN, J. L. **Loss-of-Field Protection for Synchronous Machines**, Agosto 1954.
- WU, Qing-Hua; LU, Z.; JI, T. **Protective relaying of power systems using mathematical morphology**. Springer Science & Business Media, 2009.