



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE PERDA DE
EXCITAÇÃO CONVENCIONAL E BASEADA EM RNA DE
GERADORES SÍNCRONOS NA PRESENÇA DE SVC**

BRAEN GLEISER ARAUJO

Julho de 2023

Itajubá - MG



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BRAEN GLEISER ARAUJO

**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE PERDA DE
EXCITAÇÃO CONVENCIONAL E BASEADA EM RNA DE
GERADORES SÍNCRONOS NA PRESENÇA DE SVC**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Aurélio Luiz Magalhães Coelho

Co-Orientador: Prof. Dr. Ivan Paulo de Faria

Julho de 2023

Itajubá – MG

AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE PERDA DE EXCITAÇÃO CONVENCIONAL E BASEADA EM RNA DE GERADORES SÍNCRONOS NA PRESENÇA DE SVC

BRAEN GLEISER ARAUJO

Dissertação aprovada por banca examinadora em 07 de julho de 2023, como parte dos requisitos para obtenção do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Adriano Batista de Almeida

Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE)

Prof. Dr. Waner Wodson Aparecido Gonçalves

Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI)

Prof. Dr. Ivan Paulo de Faria (Co-Orientador)

Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI)

Prof. Dr. Aurélio Luiz Magalhães Coelho (Orientador)

Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI)

Julho de 2023

Itajubá - MG



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO



Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Ata nº 8, de 07 de julho de 2023
Defesa Pública de Dissertação de Mestrado

Às nove horas do dia sete de julho de dois mil e vinte e três, na Sala Virtual, foram abertos os Trabalhos de Defesa Pública de Dissertação de Mestrado intitulada **“Avaliação da proteção de perda de excitação convencional e baseada em RNA de geradores síncronos na presença de SVC”**, do(a) candidato(a) **Braen Gleiser Araujo**, como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência. A Comissão Examinadora foi composta pelos(as) doutores(as): Adriano Batista de Almeida do(a) UNIOESTE, 1º(ª) Examinador(a); Waner Wodson Aparecido Gonçalves Silva do(a) UNIFEI, 2º(ª) Examinador(a); Ivan Paulo de Faria do(a) UNIFEI, 3º(ª) Examinador(a); Aurélio Luiz Magalhães Coelho do(a) UNIFEI, 4º(ª) Examinador(a) - Orientador(a) e Presidente da Sessão. Conforme Art. 54 da Norma de Programas de Pós-Graduação da UNIFEI, instalados os trabalhos de Defesa Pública de Dissertação, seguiram-se as seguintes fases: Apresentação dos demais membros da banca pelo(a) presidente; chamada do(a) candidato(a) e leitura do título do trabalho a ser defendido; exposição oral do conteúdo do trabalho pelo(a) candidato(a); e arguição do(a) candidato(a) por cada examinador(a). Feito isso, foi suspensa a Sessão de Defesa para início da Sessão de Julgamento. Durante a mesma, os examinadores atribuíram ao(à) candidato(a) os seguintes conceitos: 1º(ª) Examinador(a) "A"; 2º(ª) Examinador(a) "A"; 3º(ª) Examinador(a) "A"; 4º(ª) Examinador(a) "A" sendo o(a) candidato(a) considerado(a) **“APROVADO(A)”**. Voltando à Sessão de Defesa Pública de Dissertação, o(a) presidente convocou o(a) candidato(a) e proclamou o resultado final, à vista do Quadro Demonstrativo de Apuração, entregando-lhe uma cópia do mesmo; apresentou seus agradecimentos e encerrou a sessão. Os trabalhos foram encerrados às doze horas do dia sete de julho de dois mil e vinte e três e, para que tudo constasse, foi lavrada a presente ata, a qual foi lida, aprovada e assinada pelos membros da Comissão Examinadora. Os(as) examinadores(as) externos(as) à UNIFEI autorizam o(a) presidente da banca a assinar esta ata em seus nomes.

Itajubá, 07 de julho de 2023.

Adriano Batista de Almeida	Assinado digitalmente via SIPAC/UNIFEI pelo presidente da banca
Waner Wodson Aparecido Gonçalves Silva	Assinado digitalmente via SIPAC/UNIFEI
Ivan Paulo de Faria	Assinado digitalmente via SIPAC/UNIFEI
Aurélio Luiz Magalhães Coelho	Assinado digitalmente via SIPAC/UNIFEI

Campus Itajubá
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
Av. BPS, 1303, Caixa Postal 50, Pinheirinho, CEP: 37500-903,
Itajubá/MG, Brasil. Tel.: (35) 3629-1118/1122/1527
E-mail: posgrad@unifei.edu.br

Campus Itabira
COORDENAÇÃO DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
Rua Irmã Ivone Drumond, 200, Distrito Industrial II, CEP:
35903-087, Itabira/MG, Brasil. Tel.: (31) 3839-0806/0809
E-mail: cppa.itabira@unifei.edu.br

*Aos meus pais, dedico este
trabalho.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus pela força que tem me dado durante esta caminhada, e frente aos desafios.

Aos meus pais Luiz Antônio e Eliane que sempre lutaram por melhores condições de educação, e minha irmã Brenda, que sempre esteve incentivando.

Aos orientadores, Prof. Aurélio Luiz Magalhães Coelho e Prof. Ivan Paulo de Faria, que estavam disponíveis para tirar dúvidas, para guiar, e que sempre foram pacientes e solícitos quando precisava, meus sinceros agradecimentos.

Aos amigos e engenheiros, Hiago Guimarães, João Bosco e Iderson, que sempre me apoiaram e ajudaram ao longo deste trabalho, se dispuseram a tirar horas de seu tempo para trocar ideias, dar dicas na escrita e nas simulações. Também gostaria de agradecer ao Paulo Lima, que se dispôs a tirar dúvidas sobre *softwares* utilizados neste trabalho em horários de seu descanso.

A todos aqueles que me acompanharam nessa jornada, meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

À medida que o sistema elétrico de potência (SEP) se expande, torna-se necessário tomar precauções com questões relacionadas a estabilidade e transmissão de energia, já que estas se tornam cada vez mais complexas. Neste cenário, a utilização de dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*) proporciona uma melhoria na estabilidade e otimização do fluxo de potência da rede. Entretanto, a inserção de FACTS nas linhas de transmissão (LTs) pode modificar os valores de amplitude e ângulo de tensão e corrente do sistema onde são inseridos, ou seja, alterar as características da rede e, conseqüentemente, a trajetória da impedância medida. Tais efeitos podem então ser refletidos nos tempos de operação e nos alcances das zonas de proteção dos relés que tem sua operação baseada na medição da impedância, como é o caso da proteção de perda de excitação das máquinas síncronas conectadas a estas LTs. Neste contexto, são apresentados neste trabalho simulações computacionais e testes laboratoriais para analisar a resposta da proteção de máquinas síncronas conectadas a LTs com FACTs do tipo *Static Var Compensator* (SVC). Diversos eventos com e sem a presença de SVCs são simulados e armazenados em um banco de dados para teste *off-line* em malha fechada com um relé de proteção de gerador, avaliando o tempo de resposta das características tradicionais de proteção contra perda de excitação, as quais são comparadas com um método, baseado em uma Rede Neural Artificial (RNA) do tipo *Perceptron* de Múltiplas Camadas, implementado para melhorar a resposta da proteção nestes cenários.

ABSTRACT

As the electrical power system (SEP) expands, it becomes necessary to take precautions regarding stability and power transmission issues, as they become increasingly complex. In this scenario, the use of Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) devices improves the stability and power flow optimization of the network. However, the integration of FACTS into transmission lines (TLs) can modify the voltage and current amplitude and angle values of the system where they are inserted, thus altering the network characteristics and consequently, the trajectory of the measured impedance. Such effects can then be reflected in the operation times and coverage ranges of relay protection zones that relays on impedance measurement, such as the loss of excitation protection for synchronous machines connected to these TLs. In this context, this study presents computational simulations and laboratory tests to analyze the response of protection systems for synchronous machines connected to TLs with Static Var Compensators (SVC) FACTS devices. Various events with and without the presence of SVCs are simulated and stored in a database for offline closed loop testing with a generator protection relay, evaluating the response time of traditional loss of excitation protection characteristics. These characteristics are compared with a method based on a Multilayer Perceptron Artificial Neural Network (ANN) implemented to enhance the protection response in these scenarios.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama de blocos de um sistema de controle da excitação de um gerador síncrono.	10
Figura 2: Esquema de proteção com uma zona mho proposto por Mason	13
Figura 3: Esquema de proteção com duas zonas mho proposto por Berdy	14
Figura 4: Conversão do LEP para o plano R-X.	16
Figura 5: Característica mho duplo com <i>offset</i> positivo no diagrama R-X com os limites da curva de capacidade.	17
Figura 6: Lógica operacional da característica mho com <i>offset</i> positivo	17
Figura 7: Modelo Tomate/Lenticular no plano R-X.	18
Figura 8: Relé de admitância nos planos: (a) G-B; (b) R-X.	19
Figura 9: Retas A, A', B e B' definidas em função da curva de capacidade do plano da admitância.	20
Figura 10: Modelo de um SVC.	23
Figura 11: Medição do relé na presença de um SVC.	25
Figura 12: Sistema STB 33 barras analisado.	29
Figura 13: Diagrama de blocos para equacionamento da oscilação eletromecânica.	32
Figura 14: Diagrama de blocos para equacionamento do eixo em quadratura.	32
Figura 15: Diagrama de blocos do equacionamento de eixo direto.	32
Figura 16: Diagrama de blocos do AVR da UHE de Machadinho	34
Figura 17: Diagrama de blocos para limitação da tensão média do SVC	36
Figura 18: Diagrama de blocos do limitador de potência reativa do SVC	36
Figura 19: Diagrama de blocos do módulo de amortecimento de oscilação de potência do SVC	36
Figura 20: Diagrama de blocos do SVC para controle de subtensão.	37
Figura 21: Diagrama de blocos para controle de sobretensão do SVC	37
Figura 22: Diagrama de blocos para proteção contra sobretensão do SVC - Adaptado de [51]	38
Figura 23: Diagrama de blocos do AVR modificado da UHE de Machadinho. .	40

Figura 24: Fluxograma da simulação das características de proteção ANSI 40 no MATLAB.....	43
Figura 25: Parametrização da proteção ANSI 40 para o método de Mason	44
Figura 26: Parametrização da proteção ANSI 40 para a característica mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona com elemento direcional.....	45
Figura 27: Parametrização da proteção ANSI 40 para a característica tomate/lenticular no plano G-B.....	45
Figura 28: Arquitetura do sistema de teste em laboratório	47
Figura 29: Fluxograma da simulação da proteção ANSI 40 (LOE) em laboratório.	47
Figura 30: RNA <i>Perceptron</i> de múltiplas camadas.....	48
Figura 31: Fluxograma da RNA implementada no MATLAB.	50
Figura 32: Grandezas do gerador para uma simulação com 100% de perda de campo: com SVC (vermelho) e sem SVC (azul).	52
Figura 33: Grandezas do gerador para uma simulação com 30% de perda de campo: com SVC (vermelho) e sem SVC (azul).	53
Figura 34: Exemplo da trajetória da impedância para a característica de proteção ANSI 40 de Mason implementada no MATLAB.....	54
Figura 35: Exemplo da trajetória da impedância para a característica de proteção ANSI 40 mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona implementada no MATLAB.	56
Figura 36: Exemplo da trajetória da impedância para a característica de proteção ANSI 40 tomate/lenticular no plano G-B implementada no MATLAB.....	57
Figura 37: Corrente de campo para uma variação de T'd: sistema sem SVC com perda total de campo.....	60
Figura 38: Corrente de campo para uma variação de T'd: sistema com SVC com perda total de campo.....	61
Figura 39: Corrente de campo para uma variação de T'd: sistema sem SVC com perda parcial de campo.	61
Figura 40: Corrente de campo para uma variação de T'd: sistema com SVC com perda parcial de campo.	61

Figura 41: Oscilografia do relé comercial ajustado com a função ANSI 40 com mho duplo com <i>offset</i> positivo: evento de perda total de campo para um sistema com SVC.....	65
Figura 42: Tempo de resposta do relé no módulo <i>Advanced Transplay</i> – Cenário de carga Leve com a presença de SVC para uma perda total de campo.	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Funções de proteção de um gerador síncrono.....	2
Tabela 2: Número de elementos do sistema teste STB-33 barras.....	31
Tabela 3: Número de geradores por usina, e potência máxima e mínima alcançada.....	31
Tabela 4: Parâmetros do gerador de Machadinho	33
Tabela 5: Ajustes para o cenário de carga pesada.	41
Tabela 6: Ajustes para o cenário de carga média.	41
Tabela 7: Ajustes para o cenário de carga leve.	42
Tabela 8: Tempo de atuação da proteção ANSI 40 para a característica de MASON.....	55
Tabela 9: Tempo de atuação do relé ANSI 40 para a característica mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona.	56
Tabela 10: Tempo de atuação do relé ANSI 40 para a característica tomate/lenticular.....	58
Tabela 11: Comparação entre características ANSI 40 em relação ao tempo de atuação para perda excitação com e sem SVC.	59
Tabela 12: Tempo de atuação da proteção mho duplo com <i>offset</i> positivo, com e sem SVC, para T'd = 6,0.	62
Tabela 13: Tempo de atuação da proteção mho duplo com <i>offset</i> positivo, com e sem SVC, para T'd = 5,0.	62
Tabela 14: Tempo de atuação da proteção mho duplo com <i>offset</i> positivo, com e sem SVC, para T'd = 4,0.	63
Tabela 15: Tempo de atuação da proteção mho duplo com <i>offset</i> positivo, com e sem SVC, para T'd = 3,0.	63
Tabela 16: Tempo de atuação da proteção mho duplo com <i>offset</i> positivo, com e sem SVC, para T'd = 2,0.	63
Tabela 17: Tempo de atuação da proteção mho duplo com <i>offset</i> positivo, com e sem SVC, para T'd = 1,0.	64

Tabela 18: Tempo de atuação de um relé ANSI 40 para diferentes cenários de perda de excitação, com e sem SVC, e para diferentes patamares de carregamento.	67
Tabela 19: Comparação do tempo de atuação da característica ANSI 40 implementada computacionalmente com o relé comercial.....	68
Tabela 20: Tempo de resposta da proteção contra perda de excitação baseada na RNA implementada.	69
Tabela 21: Comparação entre o tempo de resposta do relé ANSI 40 baseado no mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona com o modelo baseado na RNA.....	69

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAREDE	Análise de Redes
ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos
ANFIS	Adaptative Network based Fuzzy Inference System
ANSI	American National Standards Institute
AVR	Automatic Voltage Regulator
CA	Corrente Alternada
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CDU	Controlador Definido pelo Usuário
DT	Decision Tree
FACTS	Flexibe Alternating Current Transmission System
IA	Inteligência Artificial
KNN	K-Nearest Neighbors
LEM	Limite de Excitação Mínima
LEP	Limite de Estabilidade Prático
LOE	Loss of Excitation
LTs	Linhas de Transmissão
LTC	Comutador de derivação sobre carga
MD02	Modele de máquina pré definido pelo ANATEM
OEP	Oscilação Estável de Potência
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PSS	Power System Stabilizer
RNA	Rede Neural Artificial
RTC	Relação de Transformação de Corrente
RTP	Relação de Transformação de Potencial
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SSL	Steady-State Stability Limit
STATCOM	Static Synchronous Compensator
STB-33	Sistema teste brasileiro de 33 barras
SVC	Static Var Compensator

SVM	Support Vector Machine
SVR	Support Vector Regression
TC	Transformador de Corrente
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TP	Transformador de Potência
TSC	Thyristor Switched Capacitor
UEL	Underexcitation Limiter
UHE	Usina Hidrelétrica
UPFC	Unified Power Flow Controller

LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES

B	Susceptância
E	Tensão
$ E'' $	Módulo da Tensão Subtransitória da máquina, em p.u.
E''_d	Tensão subtransitória da máquina projetada no Eixo Direto, em p.u.
E''_q	Tensão subtransitória da máquina projetada no Eixo em Quadratura, em p.u.
E'_d	Tensão transitória da máquina projetada no Eixo Direto, em p.u.
E_{fd}	Tensão de campo da máquina, em p.u.
E_G	Tensão interna do gerador
E_q	Tensão proporcional à corrente de campo da máquina, em p.u.
E'_q	tensão transitória da máquina projetada no Eixo em Quadratura, em p.u.
G	Condutância
H	Constante de inércia, em segundos. Representa a relação entre a energia cinética armazenada no grupo turbina-gerador, à velocidade síncrona, e a potência aparente nominal da máquina.
Hz	Hertz
I_d	Corrente da Armadura da máquina projetada no Eixo Direto, em p.u.
I_{fd}	Corrente de campo da máquina, em p.u.
I_G	Corrente no terminal do gerador
I_q	Corrente da Armadura da máquina projetada no Eixo em Quadratura, em p.u.
I_{svc}	Corrente do SVC
L''_d	Indutância subtransitória de Eixo Direto, em %
L''_q	Indutância subtransitória de Eixo em Quadratura, em %
L'_d	Indutância transitória de Eixo Direto, em %
L_d	Indutância síncrona de Eixo Direto, em %
L_q	Indutância síncrona de Eixo em Quadratura, em %
VA	Volt-Ampère
Var	Volt-Ampère reativo
P	Potência Ativa

P_e	Potência Elétrica Ativa gerada pela máquina, em p.u. na base da máquina
P_m	Potência Mecânica da máquina, em p.u. na base da máquina
p.u.	Por unidade
Q	Potência Reativa
R	Resistência
R_a	Resistência do enrolamento de armadura, em %
s	Segundos
Sat	Saturação da máquina, em p.u.
T'_d	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos
T''_d	Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos
T''_q	Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto, em segundos
V	Volts
V_t	Tensão terminal da máquina síncrona
X	Reatância
X'_d	Reatância transitória de Eixo Direto
X_B	Reatância equivalente vista pelos terminais do gerador
X_d	Reatância de Eixo Direto
Z_1	Zona 1
Z_2	Zona 2
Z_G	Impedância do gerador
Z_{TL}	Impedância da linha de transmissão
δ	Ângulo absoluto do eixo q da máquina, em radianos
W	Watts
ω	Velocidade angular da máquina, em p.u.
$\Delta\omega$	Desvio da velocidade angular da máquina, em p.u.
ω_s	Velocidade angular síncrona da máquina, em rad/s

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMO.....	II
ABSTRACT	III
LISTA DE FIGURAS.....	IV
LISTA DE TABELAS.....	VII
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES	XI
<i>CAPÍTULO 1</i>	1
<i>INTRODUÇÃO</i>	1
1.1 Considerações gerais	1
1.2 Objetivos	4
1.3 Motivação.....	4
1.4 Estrutura do trabalho.....	7
<i>CAPÍTULO 2</i>	9
<i>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</i>	9
2.1 Perda de excitação em geradores síncronos	9
2.1.1 Proteção contra perda de excitação (ANSI 40).....	12
2.1.2 Método com uma zona com <i>offset</i> negativo.....	12
2.1.3 Mho duplo com duas zonas com <i>offset</i> negativo	13
2.1.4 Mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona	14
2.1.5 Característica Tomate/Lenticular	18
2.2 Dispositivos FACTS	21
2.2.1 Tipos de FACTS	22
2.2.2 Perda de excitação na presença do SVC	24
2.3 Inteligência Artificial	26

2.3.1 Tipos de Inteligência Artificial.....	26
<i>CAPÍTULO 3.....</i>	<i>29</i>
<i>MODELAGEM DO SISTEMA TESTE</i>	<i>29</i>
3.1 Sistema Teste Brasileiro de 33 Barras (STB-33)	29
3.2 Modelo da máquina síncrona	31
3.3 Modelo do regulador de tensão - AVR	34
3.4 Modelo do compensador estático (SVC).....	34
<i>CAPÍTULO 4.....</i>	<i>39</i>
<i>MATERIAIS E MÉTODOS.....</i>	<i>39</i>
4.1 Estruturação dos casos simulados de perda de excitação	39
4.2 Implementação das trajetórias da impedância para análise da proteção ANSI 40	42
4.3 Arquitetura do sistema de testes laboratoriais	46
4.4 Implementação da RNA como alternativa para proteção ANSI 40	48
<i>CAPÍTULO 5.....</i>	<i>51</i>
<i>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</i>	<i>51</i>
5.1 Perda de excitação de um dos geradores da UHE de Machadinho	51
5.2 Análise da perda de excitação através das trajetórias da impedância	53
5.3 Efeitos da constante de tempo transitória de eixo direto na perda de excitação.....	59
5.4 Análise da perda de excitação através dos ensaios laboratoriais	64
5.5 Análise da perda de excitação através da RNA	68
<i>CAPÍTULO 6.....</i>	<i>70</i>
<i>CONCLUSÃO.....</i>	<i>70</i>

<i>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</i>	72
APÊNDICE 1	78
PARAMETRIZAÇÃO DO AVR	78
APÊNDICE 2	79
PARAMETRIZAÇÃO DO SVC	79

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Neste primeiro capítulo é apresentada uma introdução aos aspectos relevantes ao tema, bem como os objetivos e as motivações para a realização desta pesquisa. Ademais, é apresentado como o trabalho é estruturado.

1.1 Considerações gerais

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é composto pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Desta forma, deve-se adequá-lo de modo que apresente confiabilidade, qualidade, segurança, estabilidade, dentre outras características necessárias para seu funcionamento. Sendo assim, o SEP deve atender o consumidor de forma contínua, sob um custo mínimo e dentro de um padrão de tensão e frequência. Com o atual avanço tecnológico, o SEP apresenta uma contínua expansão de modo a atender os critérios estabelecidos por normas nacionais e internacionais[1][2].

No processo de produção de energia elétrica, os geradores síncronos são equipamentos fundamentais no processo de conversão de energia mecânica em energia elétrica através de uma turbina hidráulica. Em vista do porte que envolve estes geradores nas grandes centrais hidrelétricas, estes constituem os equipamentos mais críticos dentre aqueles que compõem um SEP, e estão sujeitos aos mais diversos tipos de falhas ou condições anormais de operação. Dessa forma, as máquinas devem ser devidamente protegidas, visando garantir a integridade de suas partes elétricas e mecânicas [3].

Desta forma, os requisitos de confiabilidade, rapidez e seletividade exigidos de qualquer sistema de proteção tornam-se ainda mais críticos em função da importância das máquinas síncronas para o funcionamento do SEP [3], de modo a:

- Reduzir o tempo de exposição do gerador às faltas, minimizando os danos e a possibilidade de troca ou manutenção de equipamentos;

- Reduzir o tempo de interrupção, de modo a atender aos contratos de fornecimento de energia;
- Desligar o menor trecho possível (seletividade);
- Auxiliar na estabilidade do sistema.

A Tabela 1 apresenta algumas das principais funções de proteção de relés utilizados em geradores, de acordo com o seu código ANSI (*American National Standard Institute*).

Tabela 1: Funções de proteção de um gerador síncrono.

FUNÇÃO ANSI	TIPO DE RELÉ	DESCRIÇÃO DA FUNÇÃO
21	Relé de distância	Proteção de retaguarda contra defeitos do sistema
24	Relé Volt/Hertz	Proteção contra sobreexcitação V/Hz
32	Relé de potência inversa	Proteção contra motorização do gerador
40	Relé de admitância	Proteção contra perda de excitação
46	Relé de sobrecorrente temporizado	Proteção contra correntes desequilibradas
49	Relé térmico	Proteção contra sobreaquecimento nos enrolamentos do estator
59	Relé de sobretensão	Proteção contra sobretensões
60	Relé de balanço de tensão	Supervisão de queima de fusíveis de TPs
61	Relé de balanço de corrente	Proteção contra defeitos entre espiras dos enrolamentos do estator
78	Combinação do relé de admitância e direcionais	Proteção contra perda de sincronismo
81	Relé de frequência	Proteção contra subfrequência e sobrefrequência
51V	Relé de sobrecorrente com restrição de tensão ou com supervisão de tensão	Proteção de retaguarda contra defeitos do sistema
64E	Relé de sobretensão residual e subtensão de terceiro harmônico no neutro	Proteção contra faltas a terra nos enrolamentos do estator
64R	Relé de falta à terra sensível	Proteção contra faltas a terra nos enrolamentos do rotor
87G	Proteção diferencial	Proteção contra faltas no estator
87U	Proteção diferencial	Proteção diferencial contra faltas no conjunto gerador-transformador

É necessário que as condições anormais de operação que levem a sensibilizar as funções de proteção listadas na Tabela 1 sejam reconhecidas e prontamente eliminadas, a fim de se evitar a extensão dos danos. Essas perturbações podem ser provenientes da própria máquina síncrona (armadura e rotor) ou do SEP ao qual o gerador está acoplado. No que tange às perturbações provenientes da própria máquina, um dos problemas de grande interesse prático, com efeito sobre a operação normal de um gerador síncrono, é a perda de excitação (do inglês *Loss of Excitation - LOE*) parcial ou total. Nesta condição de operação anormal, além dos danos provocados na máquina, devido ao sobreaquecimento nos enrolamentos do estator, o SEP pode tornar-se instável e até mesmo chegar a um colapso de tensão [3]. Já no que tange aos regimes de operação de uma máquina conectada ao SEP, é necessário analisar o desempenho do sistema de proteção do gerador em conjunto com as características à jusante ao mesmo, como é o caso das Linhas de Transmissão (LTs) conectadas à jusante destas máquinas

Considerando a evolução constante do SEP, torna-se necessário tomar precauções com questões relacionadas a estabilidade e transmissão de energia, já que estas se tornam cada vez mais complexas. Neste cenário, a utilização de dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*) proporciona uma melhoria na estabilidade e otimização do fluxo de potência da rede. Isto se deve ao fato de que a introdução de equipamentos FACTS em LTs permitem atenuar os efeitos indesejáveis associados a compensação de cargas variáveis e, desta forma, é possível flexibilizar e otimizar a capacidade operativa do sistema[4][5]. A inserção de FACTS nas LTs pode modificar os valores de amplitude e ângulo de tensão e corrente do sistema onde são inseridos, ou seja, alterar as características da rede, e, conseqüentemente, a trajetória da impedância medida. Tais efeitos podem então ser refletidos nos tempos de operação e nos alcances das zonas de proteção dos relés que tem sua operação baseada na medição da impedância, como é o caso da proteção de perda de excitação das máquinas síncronas conectadas a estas LTs [6].

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como foco principal analisar a proteção de geradores síncronos, ao considerar a inserção de dispositivos FACTS, do tipo SVC (*Static Var Compensator*), nas LTs conectadas ao mesmo.

Como objetivo específico e no contexto deste cenário, esta dissertação visa:

- Avaliar o comportamento da proteção do gerador síncrono, tendo como foco a proteção contra perda de excitação (ANSI 40), a fim de identificar e melhorar a resposta desta função de proteção;
- Utilizar os *softwares* ANAREDE (Análise de Redes) e ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos) para realização de simulações computacionais necessárias para as análises de fluxo de potência e de transitórios eletromecânicos, respectivamente;
- Realizar simulações computacionais com dados reais do SEP brasileiro, uma vez que os *softwares* ANAREDE e ANATEM são desenvolvidos pelo CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica) que dispõe de um banco de dados de todo o SIN (Sistema Interligado Nacional);
- Fazer comparações dos diferentes métodos de proteção contra perda de excitação (ANSI 40), e analisar qual melhor se adequa para o sistema escolhido;
- Fazer análises complementares, através de um *setup* laboratorial, para avaliar a resposta de um relé de proteção de gerador comercial neste contexto;
- Implementar uma RNA (Rede Neural Artificial) para detectar os cenários de perda de excitação (LOE), com e sem a presença de FACTS do tipo SVC nas LTs.

1.3 Motivação

Quando um gerador perde sua excitação, a corrente do rotor diminui gradualmente e a tensão do campo cai lentamente de acordo com a constante de tempo do campo. Como resultado, o gerador passa a consumir potência reativa do SEP em vez de fornecê-la [7]. Essa falha pode levar a uma série de

consequências perigosas, incluindo danos causados pelo sobreaquecimento nos enrolamentos do estator, corpo do rotor e outros componentes críticos, podendo gerar colapsos de tensão. Além disso, a subexcitação pode desencadear uma sobrecarga em máquinas vizinhas, pois tentarão atender à demanda de potência reativa solicitada pelo gerador subexcitado. Por essas razões, uma detecção e identificação devida da perda de excitação é essencial para a segurança e estabilidade do sistema elétrico [8].

Nesse contexto, a proteção contra perda de excitação é um importante mecanismo de segurança utilizado em sistemas de geração de energia elétrica. Esse método se baseia na medição da impedância aparente nos terminais da máquina, que permite detectar a perda de excitação quando a impedância atinge o círculo operacional que caracteriza a zona de proteção ANSI 40. Essa técnica foi desenvolvida por Mason [9] e se valia de um relé mho (admitância) monofásico com atuação instantânea e ajuste no plano R-X com *offset* (deslocamento em relação a origem) negativo. Entretanto, este método apresentava falhas, pois em determinados casos o sistema continuava a operar após a perda de sincronismo, enquanto em outros casos a proteção vinha atuar frente as oscilações estáveis de potência (OEP). Sendo assim, a operação indevida da proteção contra perda de excitação tornou-se um problema historicamente abordado na literatura [3][8][10][11]. Uma das soluções propostas para melhorar a resposta desta função foi a temporização da zona de proteção, ou seja, a atuação do relé só aconteceria após a impedância medida ter atingido a zona de atuação por um tempo pré-determinado. Outro método foi proposto por Berdy [10], o qual adotava uma segunda zona mho, também ajustado no plano R-X com *offset* negativo, com o intuito de umas das zonas atuarem instantaneamente, enquanto a outra era temporizada. Porém, o método de temporização acabava atrasando o funcionamento do relé em casos de perda de excitação, o que deixava a máquina exposta ao defeito por um tempo maior.

Somado a estes problemas históricos já conhecidos relacionados à proteção de perda de excitação dos geradores, as necessidades operacionais do SEP e o avanço tecnológico fez surgir a incorporação dos dispositivos FACTS nas LTs, nas quais encontravam-se às máquinas síncronas conectadas mais à montante. Para cumprir com sua função de regulação das variáveis do SEP, os

FACTs alteram os perfis de corrente e de tensão do sistema e, conseqüentemente, a impedância do sistema. É possível encontrar na literatura algumas referências que abordam sobre os efeitos da inserção dos FACTS na proteção de LTs em [12]-[16], uma vez que estes são instalados diretamente nas LTs. Entretanto, os impactos nos geradores síncronos, quando do uso dos compensadores nas LTs acopladas aos mesmos são pouco explorados na literatura, sendo encontrada pesquisas relacionadas aos efeitos dos dispositivos FACTS na proteção ANSI 40 em [6], [17]-[25]. Por exemplo, em [17] é apresentado a consequência da inserção do STATCOM (*Static Synchronous Compensator*) no sistema com relação a proteção contra perda de excitação de hidrogeradores. Enquanto em [25] é abordado os efeitos da inserção de um SVC em proteções contra perda de excitação através de simulação e teste em um relé comercial real, porém não é considerado nenhum método de detecção das trajetórias de impedância diferente dos métodos tradicionais.

Com o intuito de melhorar o desempenho de detecção da proteção de perda de excitação, em [26] é proposto um índice baseado na taxa de variação do ângulo de carga na potência reativa. No entanto, um desafio desse método é a possibilidade de operação incorreta em caso de OEP [6]. Recentemente, algumas publicações relacionadas à proteção LOE tem sido realizadas, como os métodos mencionados em [27]-[31], que utilizam o incremento de potência reativa do gerador síncrono, verificam as variações da tensão, estimam o estado dinâmico do gerador em estudo, analisam a taxa de alteração do ângulo de fase do gerador defeituoso e utilizam um índice baseado na integral da potência reativa e na variação do ângulo de carga dos geradores paralelos para evitar o disparo indesejado do relé de impedância convencional, respectivamente.

Nos últimos anos, houve um aumento na utilização de técnicas de inteligência artificial (IA) em aplicações de proteção. Esses esquemas, conhecidos como esquemas de computação suave, incluem o uso de máquinas de vetores de suporte (*Support Vector Machine* - SVM) [32]-[33] e RNAs [34]. No contexto da proteção LOE, em [34] foi empregado o uso de RNA para desenvolver um novo esquema desta proteção. No entanto, um dos principais desafios desses métodos é a necessidade de um extenso treinamento,

especialmente quando muitos dados de entrada são utilizados, o que demanda tempo e requer alta precisão.

Sendo assim, este trabalho visa apresentar uma comparação entre os atuais modelos de proteção LOE, junto a uma adaptação de um método baseado em uma rede neural artificial do tipo *Perceptron* de múltiplas camadas, inicialmente apresentada em [6], à qual foi adaptada considerando uma base de dados reais de um sistema teste de 33 barras [35] para treinamento da RNA, a fim de apresentar uma alternativa à proteção tradicional de proteção contra perda de excitação, neste caso específico sendo aplicada no contexto de LTs com FACTS.

1.4 Estrutura do trabalho

Neste primeiro capítulo foi apresentado uma introdução aos aspectos relevantes ao tema, os objetivos e as motivações para a realização e escolha do mesmo. Este texto contém mais cinco capítulos, referências bibliográficas e apêndice.

No Capítulo 2, é apresentada uma breve fundamentação teórica necessária para melhor entendimento do tema, onde é abordada a perda de excitação em geradores síncronos, desde os métodos de proteção tradicionais até os não convencionais, baseados em técnicas mais modernas. Também são apresentadas as características dos dispositivos FACTS, e uma breve abordagem sobre os diferentes tipos de métodos inteligentes baseados em IA.

No Capítulo 3 é apresentado os dados do Sistema Base utilizado neste trabalho, sendo este um sistema real adaptado para o uso nos *softwares* ANATEM e ANAREDE, com os dados reais coletados da base de dados do Operador Nacional do Sistema (ONS).

No capítulo 4 são apresentados os procedimentos utilizados para realização das simulações computacionais para geração dos eventos de perda de excitação para os diferentes métodos a serem analisados. Também é mostrado o ambiente laboratorial montado para realizações dos ensaios com um relé comercial numérico de gerador.

No capítulo 5 são apresentados os principais resultados das simulações e suas discussões. É apresentada uma comparação dos resultados com e sem a presença de FACTS do tipo SVC, e dos diferentes métodos de proteção contra perda de excitação analisados através de simulações computacionais e ensaios laboratoriais. É apresentada uma abordagem para proteção contra perda de excitação baseada em uma RNA, a fim de se obter um tempo de resposta melhor do que as tradicionais características de proteção neste contexto.

Por fim, no Capítulo 6 são contextualizadas as principais conclusões e contribuições do trabalho, junto as limitações e sugestões para trabalhos futuros relacionados a esta dissertação.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados os fundamentos básicos necessários para compreensão da pesquisa realizada. Inicialmente, é apresentada uma breve fundamentação teórica sobre a proteção contra perda de excitação em geradores síncronos, desde os métodos de proteção tradicionais até os não convencionais, baseados em técnicas mais modernas. Na sequência são apresentadas as características dos dispositivos FACTS, com foco no SVC que é explorado, e uma breve abordagem sobre os diferentes tipos de métodos inteligentes baseados em IA, na qual a RNA é utilizada.

2.1 Perda de excitação em geradores síncronos

O sistema de excitação de uma máquina síncrona tem como função estabelecer a tensão terminal do gerador, provendo corrente contínua para o seu enrolamento de campo. Portanto, é necessário um controle desta tensão de campo, a qual é comumente realizada por um regulador automático de tensão ou *Automatic Voltage Regulator* (AVR). A função do AVR é controlar a excitatriz de forma que a tensão gerada e a potência reativa variem da maneira desejada. Adicionalmente, o regulador possui funções de controle e proteção, que permitem obter um bom desempenho operativo destas máquinas e do SEP aos quais elas estão ligadas, como exemplificado na Figura 1.

Este sistema é responsável pelo controle e proteção das unidades geradoras [4][36], e é normalmente composto por:

- Regulador: tem como principal função controlar a saída da excitatriz, de modo que, a tensão gerada e a potência reativa variem de modo a manter a estabilidade do sistema. O processo de regulação amplifica o sinal de entrada para um determinado nível de tensão que seja apropriado para o controle do excitador;
- Excitatriz: tem como principal função manter as condições de carga e a tensão do gerador constantes durante o funcionamento;

- Transdutor de tensão terminal: atuam como sensores da tensão terminal da máquina, de forma que, avaliam a diferença entre as tensões do terminal e de referência;
- Compensador de carga: tem como função compensar as diferenças existentes entre os locais onde as tensões são medidas e onde elas devem ser controladas;
- *Power System Stabilizer (PSS)*: Injeta sinais adicionais de estabilização, com o objetivo de amortecer as oscilações dos sistemas de potência;
- Limitadores e circuitos de proteção: tem por finalidade garantir que os limites de capacidade de excitação do gerador não serão excedidos. Desta forma, as funções desempenhadas para proteção e controle englobam o limitador de corrente de campo, o limite de máxima excitação, o limite de tensão terminal, a limitação de subexcitação etc.

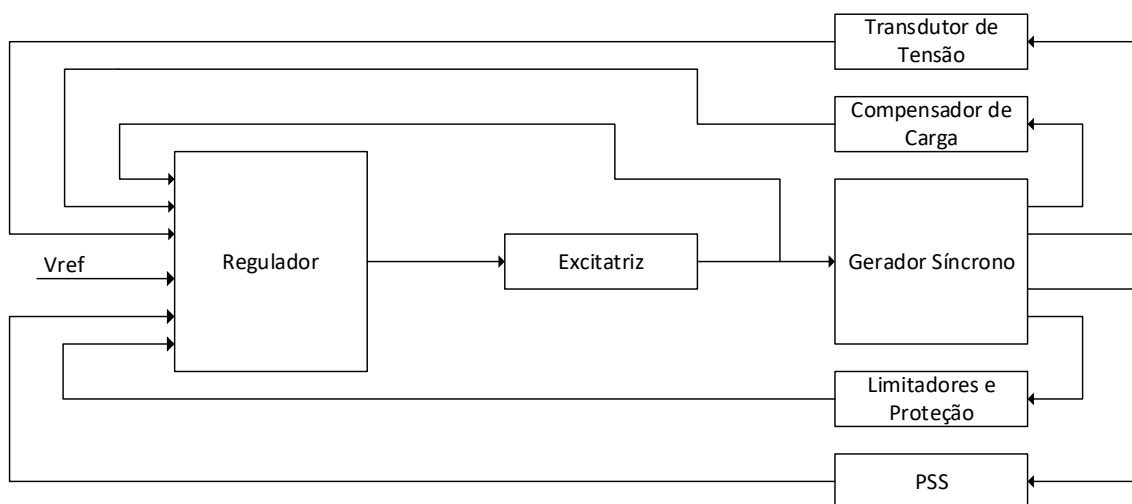


Figura 1: Diagrama de blocos de um sistema de controle da excitação de um gerador síncrono. Adaptado de [4].

O sistema de controle de excitação ainda é responsável por controlar a tensão terminal da máquina, controlar o fluxo de potência reativa, manter a estabilidade do sistema, amortecer oscilações de baixa frequência e limitar o funcionamento da máquina e do próprio sistema de excitação dentro das faixas pré-estabelecidas [2][4][37].

Como descrito em [38], a perda de excitação em máquinas síncronas pode ser total ou parcial, podendo ser provocada por:

- Abertura acidental do disjuntor de campo;

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

Quando a excitação de um gerador síncrono é perdida, há um desacoplamento magnético entre o rotor e o estator, o que causa um comportamento semelhante ao de um gerador de indução, fazendo com que a máquina absorva corrente reativa da rede ao invés de fornecer. Esse desequilíbrio magnético pode provocar um superaquecimento perigoso no rotor, especialmente se este não tiver um enrolamento amortecedor. Esse tipo de sobreaquecimento é suportável apenas por alguns minutos. Além disso, durante a operação assíncrona, a sobrecorrente no estator pode alcançar 2 a 4 vezes o valor nominal, provocando aquecimento adicional, ainda que mais lento do que no rotor [3][4][8][39].

Com a perda do acoplamento magnético entre rotor e estator, a máquina tende a perder o sincronismo. Sendo assim, para suprir a perda de campo, o gerador passa a absorver níveis crescentes de potência reativa da rede, consequentemente causando uma queda de tensão nas barras de conexão da vizinhança. A máquina síncrona passa a funcionar como um gerador de indução, até que o ângulo do rotor atinja o limite de estabilidade e o gerador perca o sincronismo em relação ao sistema [4][40].

Com relação ao carregamento da máquina síncrona, este está diretamente ligado ao nível de aquecimento do rotor. Desta forma, quando o gerador está operando em plena carga e perde sua excitação, ele poderá atingir uma velocidade de até 105% do valor nominal. Já com baixo carregamento, tomando o que é citado em [3], tem-se que ao considerar um carregamento de 30% do valor nominal, a velocidade da máquina atingirá 0,1 a 0,2% acima da nominal, e a máquina absorverá menos reativo do sistema, e consequentemente sofrerá um menor aquecimento, quando submetido a uma perda de excitação nessas condições.

O tempo em que cada máquina consegue manter seu funcionamento sem excitação, sem maiores danos, pode variar de segundos até vários minutos, e

estas especificações são fornecidas pelo fabricante [38]. Dessa forma, para prevenir danos mais severos ao gerador e/ou sistema, é necessário considerar uma forma de proteção contra perda de excitação, de modo que ela seja rápida e seletiva, assim minimizando o tempo de reparo e custo envolvido [8].

2.1.1 Proteção contra perda de excitação (ANSI 40)

Para a proteção contra perda de excitação, há diversos métodos que podem ser utilizados a depender do porte e das características da unidade geradores. Em geradores de pequeno porte, por exemplo, podem ser adaptados relés de fator de potência (ANSI 55) ou relés de potência reversa (ANSI 32). Em determinados casos, até mesmo detectores de corrente no circuito de excitação podem ser usados como meio de proteção [8] contra perda de excitação.

Segundo [41] a proteção ANSI 40 é recomendada para geradores com potência nominal superior a 5 MVA, sendo opcional em unidades geradoras com potências nominais inferiores a esta. Esta função normalmente é projetada de modo a desligar o disjuntor principal do gerador e o disjuntor de campo para isolar a máquina do sistema quando da ocorrência de uma perda de excitação. Existem diferentes características que podem ser utilizadas para a função ANSI 40 [8], as quais são detalhadas a seguir.

2.1.2 Método com uma zona com *offset* negativo

A maioria dos métodos de proteção utiliza o relé de distância para proteção contra perda de excitação, com base no modelo inicialmente desenvolvido por Mason [9]. Ele propôs uma proteção contra perda de excitação baseada na excursão da impedância aparente. O método utilizado envolve o uso de um relé de distância monofásico com característica mho com *offset* negativo, que é polarizado para monitorar a impedância vista pelos terminais do gerador[3][8][9].

Este método tem apenas uma zona de atuação instantânea (Z_1), e seus ajustes básicos incluem o deslocamento da origem no plano R-X (*offset*), que é ajustado para metade da reatância transitória de eixo direto ($X'_d/2$), e o diâmetro da característica operacional (Z_1), que é ajustado igual ao valor da reatância síncrona de eixo direto (X_d) [9], conforme ilustrado na Figura 2.

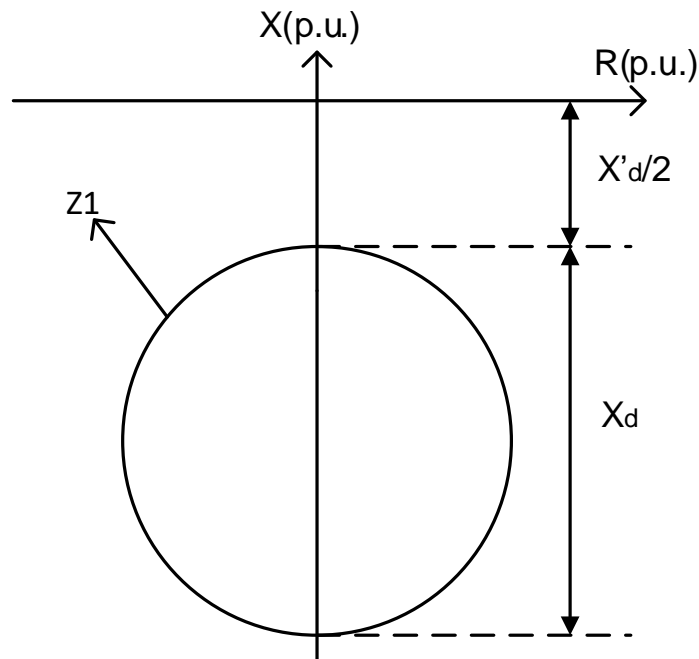


Figura 2: Esquema de proteção com uma zona mho proposto por Mason [9].

Para tomada de decisão da função ANSI 40, o relé utiliza as tensões e correntes medidas nos terminais da máquina para obter a impedância vista nos terminais do gerador e, desta forma, monitora a trajetória da impedância, atuando quando a mesma alcança a área delimitada pelo círculo ajustado no plano R-X. O método de Mason [9], quando inicialmente proposto, era recomendado para máquinas que possuem reatância síncrona de eixo direto (X_d) menor que 1,2 p.u. [40]. Para aquelas com reatância maior, é recomendado o método de Berdy, onde se utiliza um modelo mho duplo com *offset* negativo [10], conforme detalhado a seguir.

2.1.3 Mho duplo com duas zonas com *offset* negativo

Para geradores síncronos com reatâncias maiores, a característica proposta por Mason [9] passou a apresentar problemas de seletividade, pois este método de ajuste é proporcional a reatância síncrona de eixo direto (X_d). Desta forma, Berdy [10] propôs um novo ajuste ao método de Mason [9], de modo que diminuiria a possibilidade de operação indevida, ou seja, uma segunda zona temporizada foi incorporada para dar um tempo para a proteção identificar se, de fato, houve uma perda de excitação ou uma OEP temporária.

O novo método proposto por Berdy [10] faz a utilização de duas zonas de proteção para o relé mho, na qual a primeira zona (Z_1) tem um diâmetro igual a 1 p.u. na base do gerador, e tem atuação instantânea caso a impedância atinja a zona. Desta forma, ela tem como função principal detectar uma perda de excitação do gerador operando entre 100% e 30% do seu carregamento nominal (condições mais severas em termos de danos no gerador e efeitos adversos no sistema) [3]. A referência [38] sugere utilizar temporização de 0,1 segundos para esta primeira zona (Z_1). Já a segunda zona (Z_2) é ajustada com o diâmetro igual a reatância síncrona de eixo direto (X_d) e com uma temporização de 0,5 a 0,6 segundos. A melhor forma de determinar o ajuste deste tempo é através de estudos de estabilidade transitória [38]. As duas zonas apresentam o ajuste do *offset* igual a metade da reatância transitória de eixo direto ($X'_d/2$), conforme ilustrado na Figura 3.

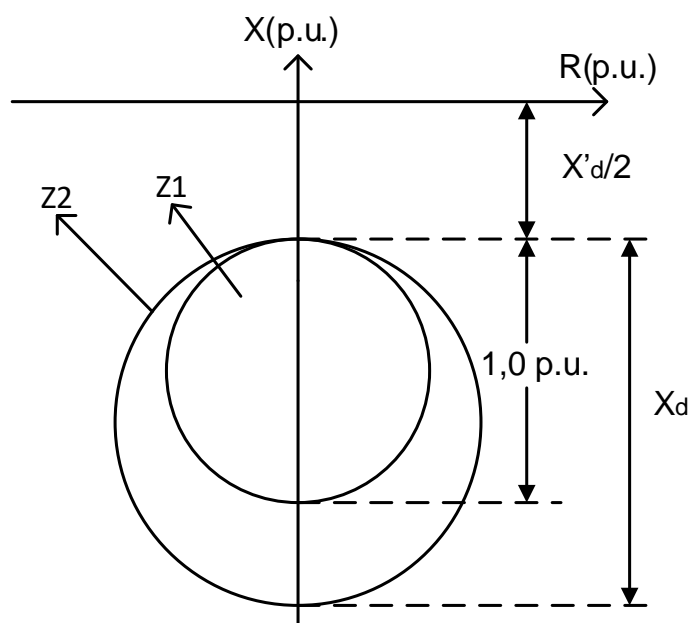


Figura 3: Esquema de proteção com duas zonas mho proposto por Berdy [10].

2.1.4 Mho duplo com *offset* positivo na segunda zona

Dependendo do ajuste do relé, a função 40 pode prover proteção apenas contra perda total de campo e deixar o gerador vulnerável à perda parcial de campo. Esta condição ocorre quando a corrente de campo é reduzida abaixo do valor que garante a operação do gerador síncrono dentro de seu limite de estabilidade [38]. Para perdas parciais de campo, a corrente de campo não chega a ser nula, ou seja, ainda há corrente contínua pelos enrolamentos do rotor.

A característica mho com duas zonas, com *offset* positivo na segunda zona combinada com um elemento direcional [38], pode prover proteção contra perda total e parcial de campo. Adotando-se as precauções necessárias, tais como a temporização da segunda zona e a coordenação com os limites operativos da região subexcitada da máquina, definidos na curva de capacidade associada, tais como o limite de estabilidade prático (LEP) ou do inglês *Steady-State Stability Limit* (SSL), e o limite de excitação mínima (LEM) ou do inglês *Underexcitation Limiter* (UEL), é possível evitar operações indevidas e ao mesmo tempo proteger a máquina dos danos provocados pela perda parcial ou total de campo – vide Figura 5.

Vale ressaltar que esses limites podem ser ajustados no mesmo plano R-X da função 40 das características anteriores. Entretanto, estes estão comumente associados à característica mho duplo com *offset* positivo, por esta considerar também as reatâncias à frente do gerador, o que torna possível avaliar melhor as questões relacionadas as oscilações que podem vir acontecer no sistema e influenciar a operação da função 40.

Nesse contexto, a segunda zona (Z_2) da unidade mho está relacionada aos limites LEP e ao LEM da máquina. Para ajustar a unidade mho, é necessário determinar o LEP do gerador no plano R-X, conforme indicado em [38]. Esse valor pode ser obtido diretamente no plano R-X com base nas informações da reatância síncrona de eixo direto da máquina (X_d) e na reatância equivalente vista pelos terminais do gerador (X_B) - ambas expressas em p.u. na base do gerador, conforme ilustrado na Figura 4 e expressado matematicamente em (1) e (2) [3].

$$Centro = -\frac{1}{2} (X_d - X_B) \quad (1)$$

$$Raio = \frac{1}{2} (X_d + X_B) \quad (2)$$

Conforme [3], a zona dois (Z_2) com *offset* positivo é ajustada em 10% do LEP, utilizando (3) e (4).

$$Z_{2Diâmetro} = 1,1X_d + X_B \quad (3)$$

$$Z_{2Offset} = X_B \quad (4)$$

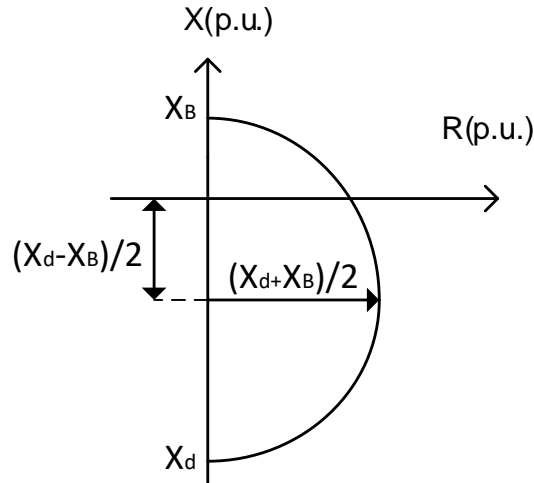


Figura 4: Conversão do LEP para o plano R-X.

Para evitar operação indevida em condições de OEP, a zona 2 (Z_2) com *offset* positivo é monitorada por uma unidade direcional. O ângulo do elemento direcional é normalmente ajustado igual ao arco cosseno do mínimo fator de potência da máquina, que tipicamente varia entre 10 e 20 graus [38]. Se houver condições anormais de operação com excitação baixa, a unidade direcional e a unidade Z_2 podem ser acionadas como alarme, permitindo a correção do problema pelo operador. Se houver também uma condição de baixa tensão terminal que ameace a estabilidade do sistema, a unidade de subtensão inicia a operação com temporização (t_2) de 0,25 s a 1,0 s. A unidade de subtensão pode ser ajustada em 0,8 p.u. a 0,9 p.u. da tensão nominal da máquina, conforme relatado em [3][4][8].

De acordo com [3], em geradores de grande porte ou com importância crucial para o sistema, duas unidades de admitância podem ser utilizadas, incluindo a unidade Z_1 . Nesse caso, recomenda-se uma temporização (t_2) de 1,0 s na unidade de subtensão. Caso contrário, utiliza-se 0,25 s. A unidade Z_1 é ajustada com *offset* negativo igual à metade da reatância transitória de eixo direto ($X'_d/2$) e com diâmetro de 1,1 vezes o valor da reatância síncrona de eixo direto (X_d) menos o *offset*, conforme definido em (5) e (6).

$$Z_{1_{diâmetro}} = 1,1X_d - \frac{X'_d}{2} \quad (5)$$

$$Z_{1_{offset}} = -\frac{X'_d}{2} \quad (6)$$

Esta zona 1 é normalmente ajustada com temporização (t_1) de 0,2 s a 0,3 s. A Figura 5 ilustra o esquema de proteção contra a perda excitação que utiliza duas zonas e elemento direcional no plano R-X. Já a Figura 6 mostra a lógica operacional do método, conforme detalhado em [8].

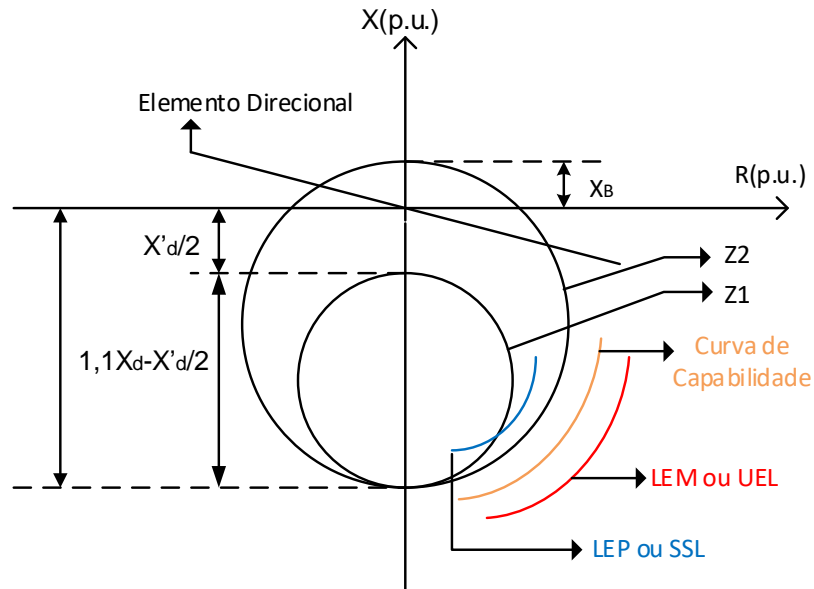


Figura 5: Característica mho duplo com *offset* positivo no diagrama R-X com os limites da curva de capacidade.

A combinação de relés de admitância e unidades de subtensão é uma prática comum. Ela assegura proteção em quase todas as eventualidades de perda de excitação. Contudo, é possível que não haja acionamento quando o gerador estiver em operação com pouca carga, já que a diminuição de tensão pode não ser significativa o bastante para ativar a unidade correspondente [3].

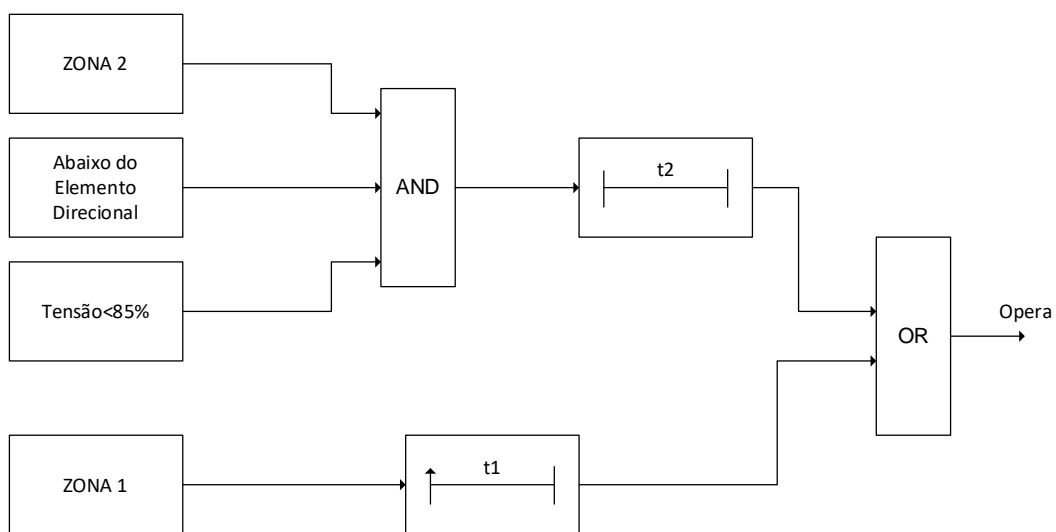


Figura 6: Lógica operacional da característica mho com *offset* positivo – Adaptado de [8]

2.1.5 Característica Tomate/Lenticular

Neste modelo de característica para proteção contra perda de excitação, as zonas de atuação dos relés mho são ajustados no plano de admitância (G-B) em função da curva de capacidade do gerador, e são supervisionadas por relés de subtensão e sobretensão aplicados no rotor e estator, respectivamente [3]. O modelo no plano R-X é mostrado na Figura 7.

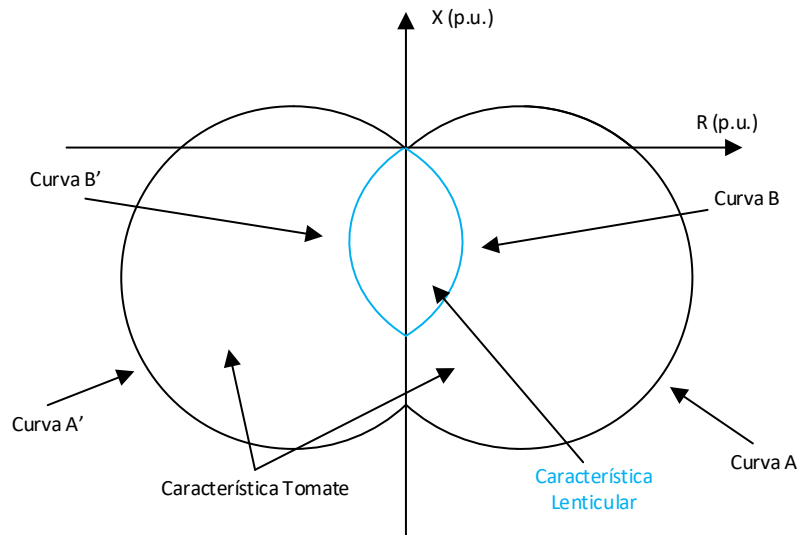


Figura 7: Modelo Tomate/Lenticular no plano R-X

A curva de capacidade do gerador no plano P-Q pode ser transposta para o plano G-B através de (7) e (8).

$$G = P/V^2 \quad (7)$$

$$B = -Q/V^2 \quad (8)$$

Onde:

- G = condutância;
- B = susceptância;
- P = potência ativa;
- Q = potência reativa;
- V = tensão.

Conforme consta em [3], neste método a inclinação (τ') do relé mho e a distância entre a origem e ponto de cruzamento do eixo da susceptância (λ) são ajustadas. O método pode ser usado com ou sem *offset* no plano R-X. Se o *offset*

não for utilizado, a característica circular do relé será perdida ao transferir do plano R-X para o plano G-B ou P-Q, e se tornará uma linha reta. Isso ocorre porque o ponto (0, 0) na circunferência sem *offset* provoca uma descontinuidade na transferência de planos, resultando em uma circunferência com raio infinito, ou seja, uma linha reta [3], como mostrado na Figura 8.

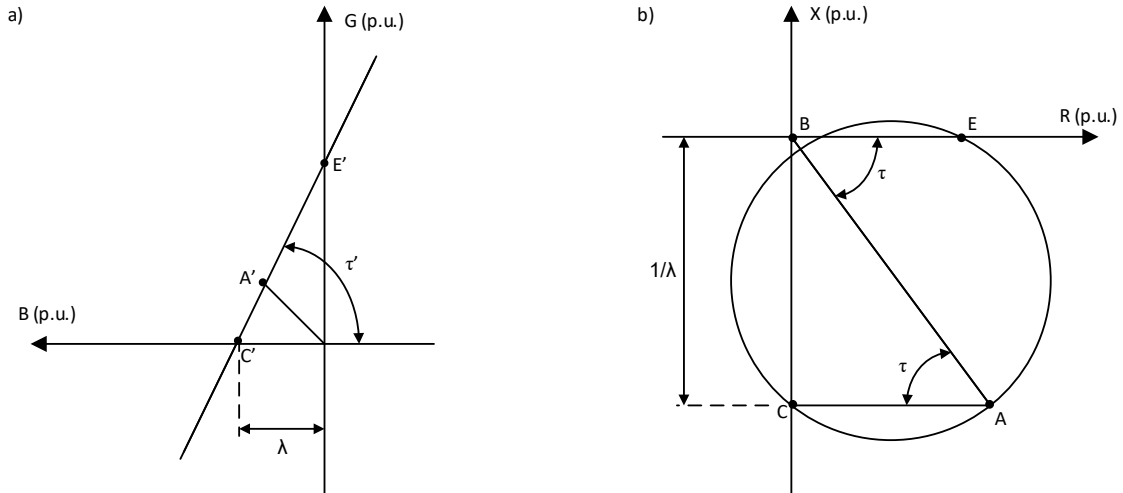


Figura 8: Relé de admitância nos planos: (a) G-B; (b) R-X – Adaptado de [3].

Nas equações (9) e (10) é mostrado como ajustar o relé mho em termos de λ e τ nos planos G-B e R-X, respectivamente. No plano R-X, “ τ ” representa o ângulo de máximo conjugado e “ $1/\lambda$ ” representa a distância da origem ao ponto onde a circunferência cruza o eixo X, conforme relatado em [3] e [42].

$$y = \frac{1/X_A}{\cos(\tau - \theta)} \quad (9)$$

$$z = X_A \cos(\tau - \theta) \quad (10)$$

Sabendo que:

$$\tau = -\tau' \quad (11)$$

Onde:

- θ = ângulo da impedância

De acordo com [3], para a formação da característica tomate é necessário a adequação λ_A e τ_1 nas retas A e A', que são exemplificadas na Figura 9. Essa característica também pode ser coordenada com o LEP do gerador, o qual

geralmente cruza o eixo B, no plano G-B com tensão terminal de 1,0 p.u., em aproximadamente $1/X_d$. Assim, λ_A é tipicamente ajustado em 105% de $1/X_d$, conforme (12). Já o ajuste de τ_1 é feito de modo que a inclinação da reta A mantenha-se próxima do LEP do gerador, que se situa normalmente entre 60° e 80° , conforme apontado em [3].

$$\lambda_A \cong 1,05 \frac{1}{X_d} \quad (12)$$

Também de acordo com [3], a característica lenticular deve ser coordenada com o limite de estabilidade teórico da máquina, através do ajuste das variáveis λ_B e τ_2 no segmento B e B', como mostra a Figura 9. A variável λ_B é o valor onde o limite de estabilidade teórico do gerador cruza o eixo B e deverá ser sempre maior que 1 (um), conforme descrito em [3], que também indica que a variável τ_2 é ajustada entre 80° e 110° , para assegurar a operação para perdas de excitação com elevado carregamento da máquina, uma vez que nestas condições pode ocorrer a perda de sincronismo em um pequeno intervalo e/ou danos mais graves no gerador e/ou sistema [3][43].

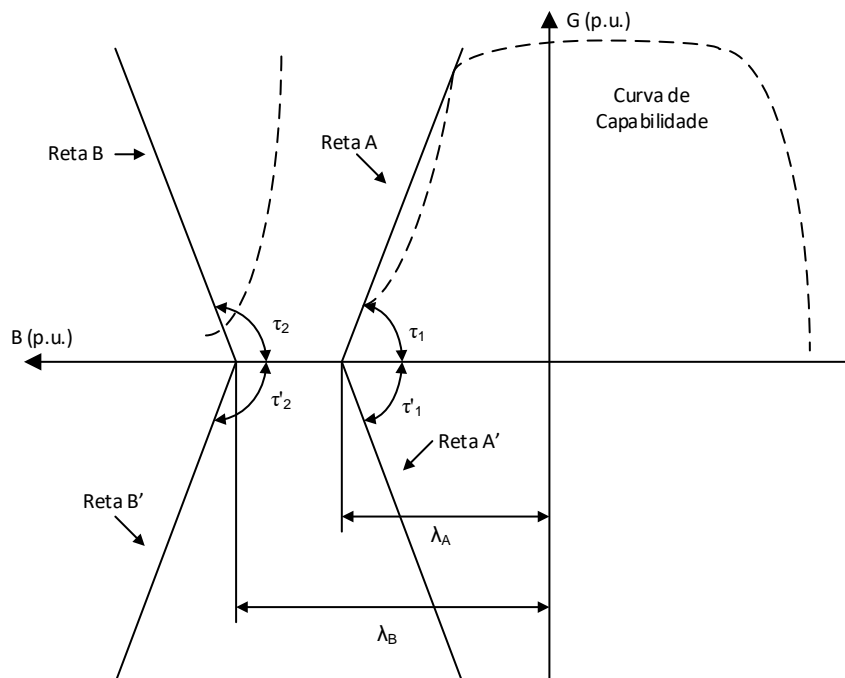


Figura 9: Retas A, A', B e B' definidas em função da curva de capacidade do plano da admitância – Adaptado de [3].

Em linhas gerais, para detectar a perda de excitação através dessa característica e evitar operações indevidas, tem-se dois estágios conforme

relatado em [3]. O primeiro estágio tem como propósito lidar com uma subexcitação do gerador operando com carregamento intermediário e leve. Um temporizador é inicializado quando a impedância detectada pelo relé atinge uma das retas A ou A' (tomate) e a tensão terminal da unidade ultrapassa o limite inferior ajustado (normalmente entre 0,3 - 0,5 p.u.), enquanto a tensão de campo fica abaixo do estabelecido (normalmente entre 0,6 - 0,4 p.u.).

Após o tempo ajustado no temporizador, usualmente configurado entre 1,0 - 5,0 s, é enviado um sinal para abertura do disjuntor [3][44]. Já no segundo estágio, projetado para operar com carregamento elevado no gerador, se a impedância atingir as curvas B e B' (lente), e a máquina apresentar uma tensão terminal superior a 30%, o sinal para abertura do disjuntor será ativado após um atraso de tempo (normalmente entre 0,1 - 0,3 s) [3][44], neste caso para condições mais críticas de subexcitação ou mesmo perda total de excitação.

2.2 Dispositivos FACTS

O setor elétrico vem crescendo cada vez mais ao longo dos últimos anos e, desta forma, é necessário que as tecnologias também se desenvolvam de modo a tornar o mesmo mais confiável e eficiente. Sendo assim, através dos avanços associados a evolução da eletrônica de potência, os dispositivos FACTS foram desenvolvidos para atenuar os efeitos indesejáveis causados pelas cargas variáveis não lineares [45].

A aplicação de dispositivos FACTS em um sistema elétrico proporciona maior flexibilidade para o controle de potência, possibilitando o aumento da capacidade de utilização do sistema de transmissão atual, dado que estes dispositivos podem [45]-[48]:

- Fornecer maior flexibilidade na localização de novas usinas;
- Possibilitar o controle do fluxo de potência por rotas de transmissão definidas;
- Prover segurança para LTs que interligam usinas vizinhas e de regiões próximas, diminuindo assim toda a reserva de geração necessária em ambos os lados;

- Estender os limites de transferência de potência nas redes de transmissão, podendo elevar o carregamento até a sua capacidade térmica;”
- Repotencializar as LT;
- Reduzir os custos de geração, uma vez que as capacidades operativas podem ser melhoradas postergando-se estes investimentos;
- Reduzir o fluxo de potência reativa e os fluxos circundantes;
- Aumentar a segurança a partir do aumento do limite de estabilidade transitória, limitação das correntes de curto-circuito e sobrecargas, gerenciamento de *blackouts* e amortecimento de oscilações eletromecânicas de sistemas e máquinas.

Além disto, existem tipos específicos de dispositivos FACTS que são mais efetivos para atender determinadas necessidades do sistema elétrico. Cada projeto é singular e o dispositivo FACTS escolhido deve atender às condições sistêmicas particulares do mesmo. No Brasil, é comum a presença de dois tipos diferentes de FACTS, sendo estes os Compensadores Estático de Reativos ou *Static Var Compensator* e os Capacitores Série Controlados a Tiristores ou *Thyristor Controlled Series Capacitor* (TCSC). A seguir são apresentados alguns dos principais tipos de FACTS.

2.2.1 Tipos de FACTS

Segundo [45], os FACTS podem ser divididos de acordo com sua conexão:

- Dispositivos combinados em *shunt*: atuam como fontes de corrente, injetando ou absorvendo corrente da linha. Assim, são capazes de controlar a tensão e fornecer amortecimento das tensões oscilatórias na região onde estão aplicados;
- Dispositivos combinados em série: atuam como fontes de tensão, modificando a queda de tensão entre seus terminais. São utilizados para controle direto do fluxo de potência e ao amortecimento de oscilações. Desta forma, são mais efetivos do que os dispositivos combinados em *shunt*,

- Dispositivos combinados *série-shunt*: tem como intuito aproveitar as melhores características de ambos os dispositivos, controlando o fluxo de potência e a tensão da linha ao mesmo tempo;
- Dispositivos combinados *série-série*: como são combinações de controladores série, podem ser controlados de maneira coordenada em sistema de transmissão multilinha, ou podem ser controladores unificados no qual os controladores série fornecem uma compensação reativa para cada linha.

De acordo com as conexões supracitadas, os principais modelos de dispositivos FACTS que são utilizados atualmente são:

- Compensador Síncrono Estático (*Static Synchronous Compensator – STATCOM*): utiliza um capacitor e um inversor de tensão para produzir uma fonte controlada de tensões trifásicas. Desta forma, pode ser conectado em série ou em paralelo com a rede. Na conexão em paralelo exerce a função de controlar o nível de tensão, enquanto, na conexão série a função principal é o controle da abertura angular. Em ambos os casos o controle por fase permite balancear dinamicamente as três fases da rede [49];
- Compensador Estático de Reativos (*Static Var Compensator – SVC*): utiliza tiristor e/ou capacitor chaveado a tiristor como interruptor eletrônico, operando como cargas reativas controláveis. São conectados em shunt e são uma alternativa de menor custo quando comparados ao STATCOM, considerando a capacidade de MVA [45]. Um modelo de SVC é apresentado na Figura 10;

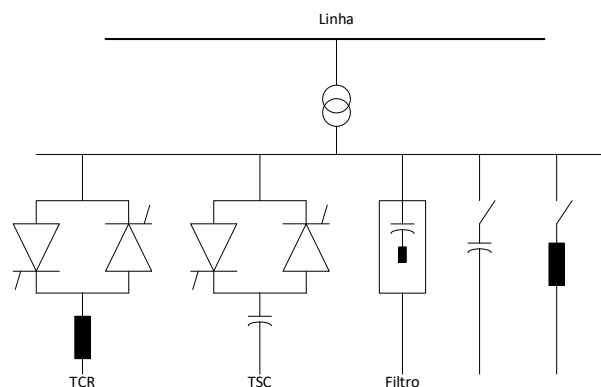


Figura 10: Modelo de um SVC - Adaptado de [45].

- Capacitor Série Controlado a Tiristor (*Thyristor Controlled Series Capacitor* – TCSC): composto por um banco de capacitores em série com a linha e por um indutor controlado a tiristores (em paralelo). Ao ajustar-se a reatância do indutor é possível controlar continuamente a impedância resultante do compensador e, conseqüentemente, a impedância série da linha. O TCSC pode ser único, como também pode ser dividido em unidades menores, contendo muitos capacitores de pequenas dimensões [45][46];
- Controlador Unificado de Fluxo de Potência (*Unified Power Flow Controller* – UPFC): é um dispositivo combinado shunt-série, permitindo que o mesmo tenha capacidade simultaneamente ou seletivamente de controlar a tensão de transmissão na linha, a impedância e o ângulo ou, alternativamente, o fluxo de potência ativa e reativa na linha [45][46]. Uma aplicação interessante é quando as fontes série e shunt trocam energia entre si e, desta forma, o controlador consegue modular a potência ativa para amortecer oscilações eletromecânicas entre áreas (função de PSS) e ao mesmo tempo prevenir oscilações de tensão que poderiam levar ao colapso por falta de reativos [49].

Uma vez que o foco do trabalho está voltado para os efeitos dos FACTS do tipo SVC na proteção contra perda de excitação de geradores, a subseção 2.2.2 trata desse contexto analiticamente.

2.2.2 Perda de excitação na presença do SVC

A presença de dispositivos FACTS no sistema promove mudanças nos valores de impedância medidas pelo relé no terminal do gerador. Desta forma, quando a máquina síncrona sofre uma perda de excitação, seja ela uma perda total ou parcial, ela tende a consumir uma grande quantidade de potência reativa do sistema, enquanto o SVC tem a função de controlar a tensão na sua barra de conexão de modo a manter seu valor próximo a referência. Sendo assim, as correntes e tensões vistas pelo relé serão diferentes das vistas do mesmo sistema sem a presença de FACTS.

Para analisar essa influência, considera-se o sistema genérico apresentado na Figura 11, onde tem-se as seguintes variáveis:

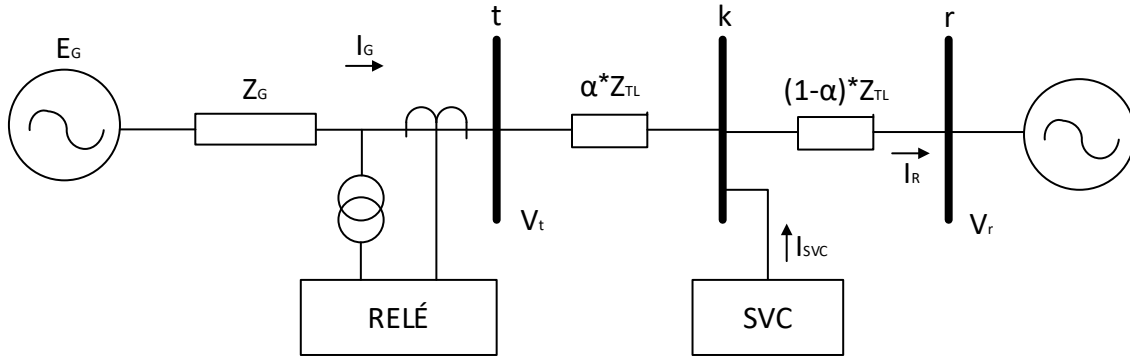


Figura 11: Medição do relé na presença de um SVC – Adaptado de [6].

- E_G = Tensão interna do gerador;
- Z_G = Impedância do gerador;
- I_G = Corrente no terminal do gerador;
- V_t = Tensão terminal da máquina síncrona;
- α = Constante referente a parcela da distância da LT;
- Z_{TL} = Impedância da linha de transmissão;
- I_{SVC} = Corrente do SVC;

O circuito na Figura 11 representa um gerador conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão, com a presença de um SVC na barra receptora “k” do sistema. A impedância é representada por (13), e a corrente medida no ponto de instalação do relé é representada em (14). Ao substituir (14) em (13), tem-se a impedância medida pelo relé na presença de um SVC em (15).

$$\dot{Z} = \frac{\dot{V}_t}{\dot{I}_G} = \frac{\dot{E}_G - \dot{I}_G \dot{Z}_G}{\dot{I}_G} = \frac{\dot{E}_G}{\dot{I}_G} - \dot{Z}_G \quad (13)$$

$$\dot{I}_G = \frac{E_G \angle \delta - V_t \angle \delta_t + (\alpha - 1) \cdot \dot{Z}_{TL} \cdot \dot{I}_{SVC}}{\dot{Z}_G + \dot{Z}_{TL}} \quad (14)$$

$$\dot{Z} = \frac{E_G \angle \delta}{\frac{E_G \angle \delta - V_t \angle \delta_t + (\alpha - 1) \cdot \dot{Z}_{TL} \cdot \dot{I}_{SVC}}{\dot{Z}_G + \dot{Z}_{TL}}} - \dot{Z}_G \quad (15)$$

Para uma perda total de excitação, a máquina possui um E_G com valor nulo. Sendo assim, a impedância medida pelo relé será igual a $-Z_G$. Já para a

perda parcial, haverá a presença do efeito do SVC na impedância medida pelo relé.

2.3 Inteligência Artificial

A Inteligência Artificial tem desempenhado um papel cada vez mais relevante na área da engenharia elétrica e eletrônica, revolucionando processos e impulsionando avanços significativos. Por meio da IA, é possível utilizar algoritmos e modelos para analisar grandes volumes de dados e extrair *insights* valiosos, permitindo uma tomada de decisão mais precisa e eficiente. A IA possibilita o desenvolvimento de sistemas autônomos, abrindo novas fronteiras e possibilitando a criação de soluções inovadoras, como no caso aqui específico da solução proposta para uso na proteção contra perda de excitação. Recentemente, em [6] foi apresentado um método baseado em uma RNA do tipo *Perceptron* de múltiplas camadas, atuando como classificador de padrões para realizar a detecção das trajetórias de impedância, a fim de melhorar a resposta da proteção contra perda de excitação. Esta pesquisa foi continuada no desenvolvimento deste trabalho de dissertação através do uso do mesmo modelo neural.

2.3.1 Tipos de Inteligência Artificial

Há diferentes maneiras de se treinar uma IA. Sendo assim, pode-se categorizar os diferentes tipos e suas funcionalidades através das seguintes técnicas:

- ***Adaptative Network based Fuzzy Inference System (ANFIS)***: é um modelo que combina lógica *fuzzy* com redes neurais para lidar com sistemas complexos e incertos. Esse método utiliza regras linguísticas *fuzzy* e algoritmos de aprendizado para ajustar os parâmetros do modelo com base nos dados de entrada. O modelo é especialmente útil em problemas que possuem informações incertas ou incompletas, permitindo que a lógica *fuzzy* lide com ambiguidades. Ao mesmo tempo, a parte neural adaptativa aprende e se aprimora a partir dos dados, melhorando a precisão do modelo em diversas aplicações, como controle de sistemas, previsão e reconhecimento de padrões.

- **Rede Neural Artificial (RNA):** são modelos computacionais inspirados no funcionamento do cérebro humano. Elas consistem em interconexões de unidades de processamento chamadas neurônios artificiais, que são capazes de aprender e reconhecer padrões a partir de conjuntos de dados. Este modelo é caracterizado por possuir diferentes tipos de camadas: a primeira responsável por receber os dados de entrada; as ocultas têm por finalidade processar os dados e aprender padrões complexos; e, por fim, a de saída, que não precisa possuir o mesmo número que os neurônios de entrada, e é gerada ao comparar os dados de entrada com os padrões da camada oculta.
- **K-Nearest Neighbors (KNN):** é um algoritmo usado para classificação e regressão em aprendizado de máquina. Ele classifica ou estima valores com base nos vizinhos mais próximos em um raio definido. O KNN é fácil de implementar e não requer treinamento prévio, mas pode ter problemas com conjuntos de dados complexos. Ou seja, o método armazena os dados em formato de um “conjunto de treinamento”, que são utilizados como pontos de teste para verificar se a entrada está próxima há algum dos valores armazenados.
- **Support Vector Regression (SVR):** é um algoritmo de aprendizado de máquina usado para problemas de regressão. Ele encontra um hiperplano que melhor se ajusta aos dados, minimizando a diferença entre os valores reais e previstos. Sendo assim, após a entrada de dados de treinamento o modelo busca um hiperplano que acolha a maior quantidade de dados, buscando diminuir o erro de previsão, já que quanto maior a diferença de dados de entrada, maior a dimensão do hiperplano.
- **Decision Tree (DT):** é um modelo de aprendizado de máquina amplamente utilizado para tarefas de classificação e regressão. O DT funciona construindo uma estrutura em forma de árvore, onde cada nó interno representa uma decisão com base em um atributo, e cada folha representa uma classe ou um valor de regressão.

Diversos estudos que utilizam técnicas de IA para aplicações de proteções tiveram uma tendência crescente nas últimas décadas. Os esquemas baseados nas abordagens de IA são conhecidos como esquemas de

computação suave e compreendem, por exemplo, as técnicas baseadas em SVM [32][33] e RNAs [34]. Existem alguns esforços valiosos em relação à aplicação de tais métodos para proteção contra perda de excitação. O principal problema para tais métodos é a necessidade de treinamento extensivo se muitos dados de entrada forem usados, o que consome muito tempo e requer alta precisão. Neste sentido, é proposta neste trabalho uma abordagem para proteção contra perda de excitação baseada em uma RNA *Perceptron* multicamadas no plano R-X, onde a RNA atua como um classificador de padrões, a fim de se obter um tempo de resposta melhor do que as tradicionais características de proteção contra perda de excitação.

MODELAGEM DO SISTEMA TESTE

Neste capítulo são apresentadas as etapas de implementação do sistema teste modelado computacionalmente, necessárias para simular as condições de perda de excitação exploradas nos capítulos seguintes.

3.1 Sistema Teste Brasileiro de 33 Barras (STB-33)

O sistema utilizado para realização deste trabalho foi retirado da dissertação referenciada em [35], conhecido como sistema teste brasileiro de 33 barras (STB-33), que é representado pela Figura 12, onde são destacadas a UHE de Machadinho e a localização do SVC (nó 955) analisados neste estudo.

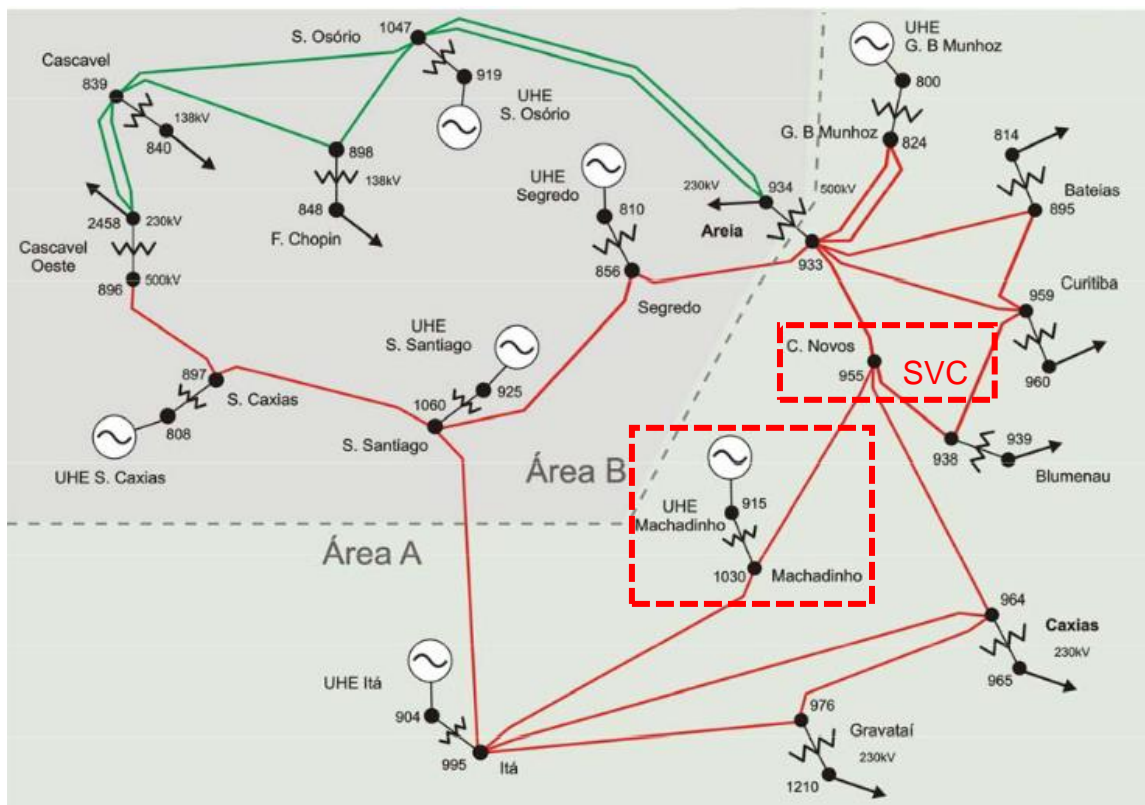


Figura 12: Sistema STB 33 barras analisado – Adaptado de [35].

O sistema STB-33 foi elaborado a partir de dados extraídos da malha de 500 kV da região Sul do Brasil, acoplado com um trecho em 230 kV, formando uma interligação em anel. A escolha do sistema STB-33 se deve às suas

características topológicas de um arranjo todo malhado que interliga as usinas da região, formando um sistema de transmissão robusto [35].

De forma geral, o sistema STB-33 possui 33 barras de geração e carga, 7 usinas hidrelétricas (UHE's), sendo elas as UHE's Salto Osório, Itá, Salto Santiago, Machadinho, Salto Caxias, Segredo e Governador Bento Munhoz, onde esta última é considerada a usina referência do sistema, ou seja, a barra onde é considerado o ângulo de carga igual a zero. Para cada máquina geradora, foram consideradas as malhas de controle associadas a elas, tais como reguladores de tensão, excitatrizes, reguladores de velocidade, turbina e PSS. Os modelos dos controladores, assim como seus parâmetros, foram retirados da base de dados do ONS referente ao segundo quadrimestre de 2021.

Do ponto de vista dos cenários de geração e carga, o sistema é composto por duas áreas geoeletricas, A e B, interligadas por duas linhas de transmissão e um transformador. Embora a capacidade instalada de geração da área A esteja próxima de seu limite, a área B possui um montante de geração maior, com um mercado consumidor menor, possuindo um excedente de geração. Por isso, o intercâmbio de potência entre as regiões ocorre da área B para a área A. É interessante destacar que apenas nesta região adotou-se como tensão base o valor de 525 kV, enquanto nas demais regiões do país, a tensão base é de 500 kV. Os equipamentos do sistema de 500 kV são todos dimensionados para tensão nominal de 525 kV, mas o valor adotado como tensão base é o que difere. É importante notar, entretanto, que essa diferença não deve ser confundida com o valor da tensão de operação, que é sempre o mesmo em kV [35].

A Tabela 2 apresenta, em números, as características do sistema STB-33 utilizado para a realização das simulações. Os dados utilizados no STB-33 foram atualizados considerando a base de dados do ONS, onde foi adotado o ano de 2021 como base. Sendo assim, todos os modelos de máquinas, reguladores e FACTS do sistema STB-33 foram adaptados para dados atualizados à época do desenvolvimento desta pesquisa.

As potências apresentadas na

Tabela 3 consideram que todas as máquinas estejam em operação. Para este trabalho, foram considerados três patamares de carga, adequando o

sistema para que o menor número de geradores estivesse ativo. Sendo assim, os ajustes necessários foram realizados no programa ANAREDE, de modo que fossem atendidos esses limites de geração das máquinas.

Tabela 2: Número de elementos do sistema teste STB-33 barras.

ELEMENTOS	QUANTIDADE
BARRAS CA	33
BARRAS CA COM GERAÇÃO	7
CAPACITORES SHUNT DE BARRA	7
REATORES SHUNT DE BARRA	8
TRANSFORMADORES	45
TRANSFORMADORES EM LTC	17
CIRCUITOS CA	26
USINAS	7
MÁQUINAS SÍNCRONAS	28
COMPENSADORES SÍNCRONOS	0
COMPENSADORES ESTÁTICOS	0

Tabela 3: Número de geradores por usina, e potência máxima e mínima alcançada.

USINA	Nº GERADORES	GERAÇÃO MÁXIMA TOTAL (MW)	POTÊNCIA REATIVA MÍNIMA (MVar)	POTÊNCIA REATIVA MÁXIMA (MVar)
SALTO CAXIAS	4	1.240	-600	446,8
ITA	5	1.450	-450	450
SANTIAGO	4	1.420	-468	468
SEGREDO	4	1.260	-400	370
SOSORIA	4	728	-160	212
BENTO MUNHOZ	4	1.674	-800	800
MACHADINHO	3	1.140	-439,8	420
TOTAL	28	8.912	-3.317,8	3.166,8

3.2 Modelo da máquina síncrona

Foi utilizada a base de dados do ONS para a implementação do sistema STB-33 barras nos programas ANATEM e ANAREDE do CEPEL, os quais foram utilizados mais especificamente para obtenção das condições operativas da rede e para as análises de transitórios conduzidas nesta pesquisa, respectivamente.

No que tange à máquina síncrona de polos salientes, esta é representada por um modelo pré-estabelecido pelo ANATEM denominado MD02. As representações algébrico-diferenciais do modelo podem ser vistas nas Figuras 13 a 15, na representação por diagramas de blocos, enquanto os dados de máquina do gerador síncrono podem ser vistos na Tabela 4.

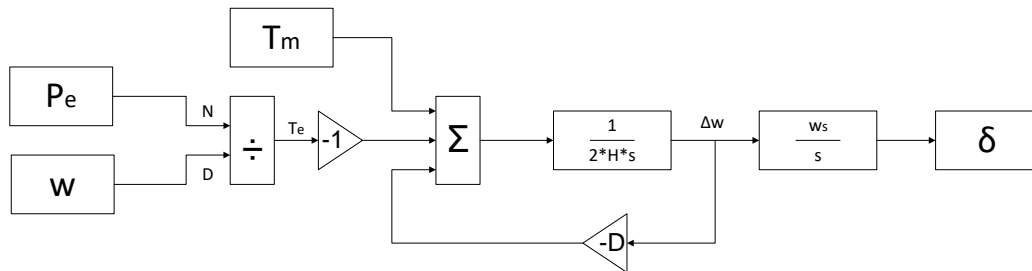


Figura 13: Diagrama de blocos para equacionamento da oscilação eletromecânica.

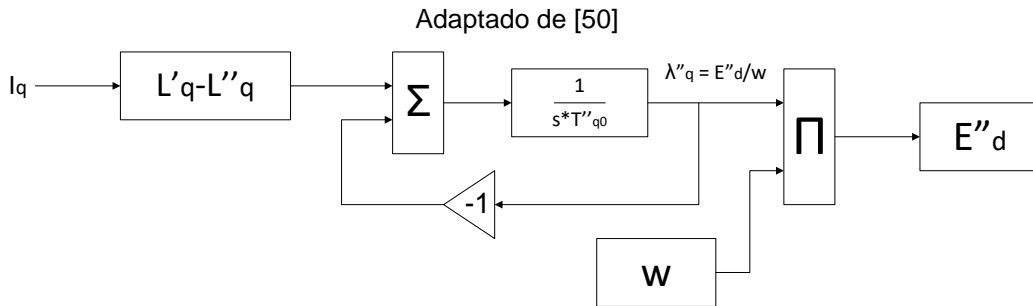


Figura 14: Diagrama de blocos para equacionamento do eixo em quadratura.

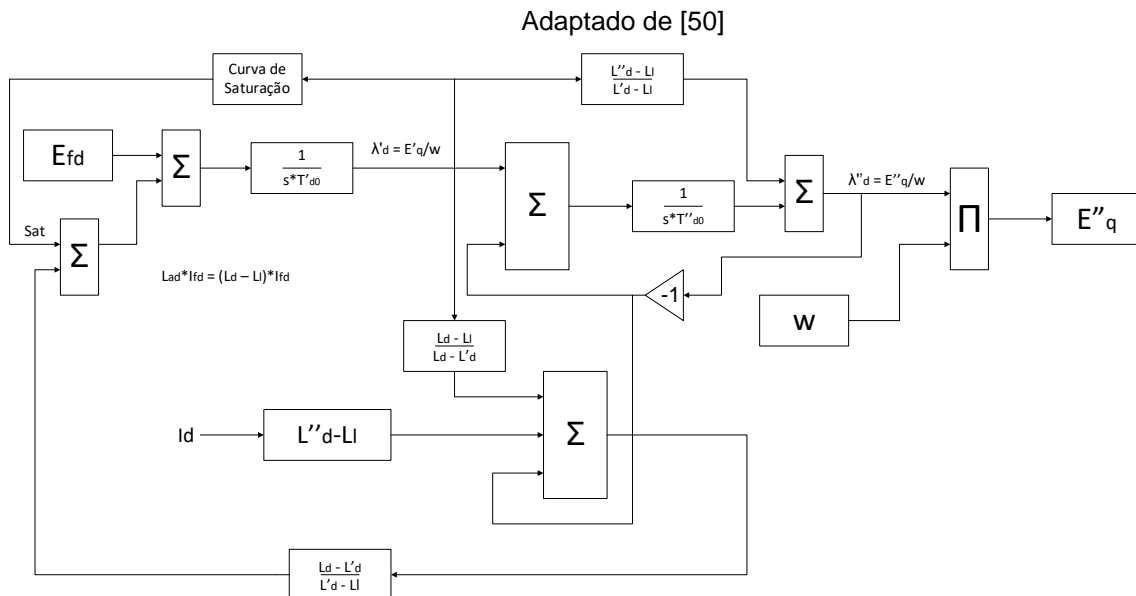


Figura 15: Diagrama de blocos do equacionamento de eixo direto.

Adaptado de [50]

Das Figuras 13 a 15, tem-se que:

- P_e - potência elétrica ativa gerada pela máquina, em p.u. na base da máquina.
- P_m - potência mecânica da máquina, em p.u. na base da máquina.
- $\Delta\omega$ - desvio da velocidade angular da máquina, em p.u .
- ω - velocidade angular da máquina, em p.u .
- ω_s - velocidade angular síncrona da máquina, em rad/s.
- δ - ângulo absoluto do eixo q da máquina, em radianos.
- E_{fd} - tensão de campo da máquina, em p.u .
- E_q - tensão proporcional à corrente de campo da máquina, em p.u.
- $E'd$ - tensão transitória da máquina projetada no eixo d, em p.u.
- $E'q$ - tensão transitória da máquina projetada no eixo q, em p.u.
- $E''d$ - tensão subtransitória da máquina projetada no eixo d, em p.u.
- $E''q$ - tensão subtransitória da máquina projetada no eixo q, em p.u.
- $|E''|$ - módulo da tensão subtransitória da máquina, em p.u.
- I_d - corrente da armadura da máquina projetada no eixo d, em p.u.
- I_q - corrente da armadura da máquina projetada no eixo q, em p.u.
- I_{fd} - corrente de campo da máquina, em p.u.
- Sat - saturação da máquina, em p.u.

Tabela 4: Parâmetros do gerador de Machadinho

PARÂMETRO	DESCRIÇÃO	VALOR
Ld	Indutância síncrona de eixo direto, em %.	100
Lq	Indutância síncrona de eixo em quadratura, em %.	75
L'd	Indutância transitória de eixo direto, em %.	32
L''d	Indutância subtransitória de eixo direto, em %.	26
LI	Indutância de dispersão da armadura, em %.	22
T'd	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos.	6
T''d	Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos.	0,09
T''q	Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto, em segundos.	0,09
Ra	Resistência do enrolamento de armadura, em %.	0
H	Constante de inércia, em segundos. Representa a relação entre a energia cinética armazenada no grupo turbina-gerador, à velocidade síncrona, e a potência aparente nominal da máquina.	4,844

3.3 Modelo do regulador de tensão - AVR

Para realização do controle de excitação do campo e para realização das simulações de perda de excitação do gerador síncrono, fez-se necessário a representação do modelo do regulador automático de tensão (do inglês *Automatic Voltage Regulator – AVR*) no ANATEM. Para desenvolvimento desta dissertação, todas as simulações foram realizadas em um dos geradores síncronos da UHE Machadinho. A Figura 16 apresenta a implementação do AVR de uma das máquinas da UHE de Machadinho no ANATEM. O modelo é representado por 3 entradas, sendo elas VTR (sinal de entrada do AVR), Vref (tensão de referência) e VSAD (sinal estabilizador aplicado no AVR). Estes sinais são responsáveis por receber os dados do sistema, de modo a controlar a saída EFD (tensão de campo) através de diversas funções para manter a estabilidade do sistema. A parametrização do modelo do AVR utilizado nas simulações é apresentada no Apêndice 1.

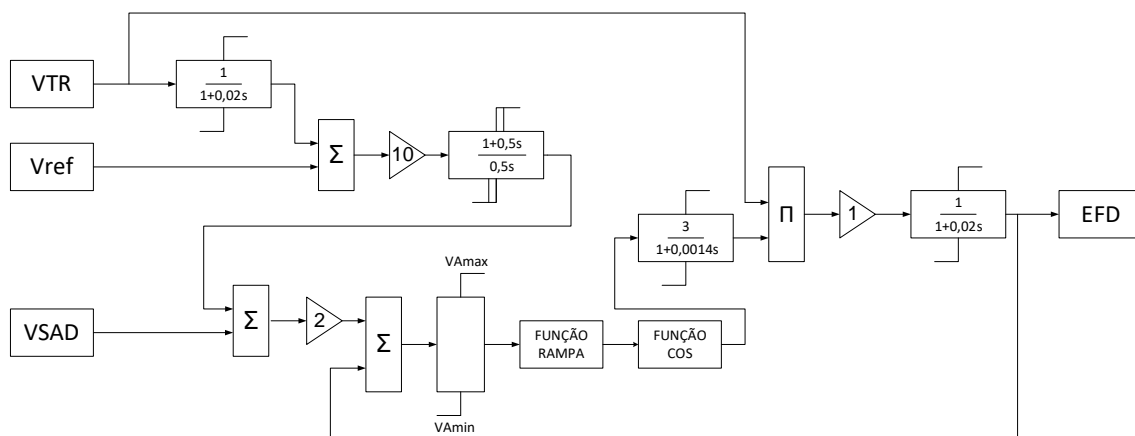


Figura 16: Diagrama de blocos do AVR da UHE de Machadinho – Adaptado de [51]

3.4 Modelo do compensador estático (SVC)

Como apresentado na primeira seção deste capítulo, o sistema STB-33 barras não possui nenhum compensador síncrono ou estático originalmente, mas somente elementos *shunt* manobráveis para controle de tensão (reatores e bancos de capacitores). Sendo assim, de acordo com os objetivos deste trabalho, foi utilizado um SVC pertencente ao sistema de transmissão brasileiro, conforme destacado na Figura 12. O critério para escolha do equipamento foi a potência nominal, ou seja, o compensador com a maior potência em operação,

sendo escolhido o SVC da subestação de Santa Bárbara D'Oeste localizada no estado de São Paulo, que tem uma capacidade instalada de ± 300 MVar.

Através da Figura 12 do sistema de 33 barras é possível se perceber que, entre todas as barras apresentadas, há apenas uma que não está associada a geração ou distribuição, sendo esta a barra de Campos Novos. Desta forma, o SVC foi instalado na mesma. A parametrização do modelo do SVC é apresentada no Apêndice 2.

O SVC de Santa Bárbara D'Oeste é composto por 2 TCR (Reator Controlado a Tiristor – do inglês *Thyristor Controlled Reactor*), responsáveis por controlar a corrente no reator *shunt*, através do ângulo de disparo de uma chave. Também é composto por 2 TSC (Capacitor Chaveado a Tiristor - do inglês *Thyristor Switched Capacitor*), que são responsáveis por encontrar a potência reativa adequada a ser fornecida pelo sistema e por dois filtros, responsáveis pelo amortecimento de oscilações.

O compensador SVC tem como objetivo controlar a potência reativa do sistema. Ele possui um limitador de susceptância de ± 3 p.u. para manter a operação do sistema dentro das características desejáveis, monitorando a leitura da corrente (ICES), tensão (VCES) e potência reativa (QCES) do SVC. Desta forma, ele consegue estipular os valores de limitação para a atuação do SVC frente a contingências no sistema. Para o caso do limite superior da potência reativa, o modelo também controla o limite superior da média da tensão, como apresentado na Figura 17, através de uma curva baseada na variação da tensão do próprio compensador e do parâmetro de tensão média máxima (VMVMX), sendo este de 1,192 p.u. para o modelo implementado.

A Figura 18 apresenta o cálculo executado pelo SVC de modo a obter os limites superior (BUPPER) e inferior (BULOWR) da potência reativa. Para isto, é calculada a diferença entre as susceptâncias parametrizadas (± 3 p.u.) e a susceptância do SVC, de modo a encontrar os limites através de diversas funções.

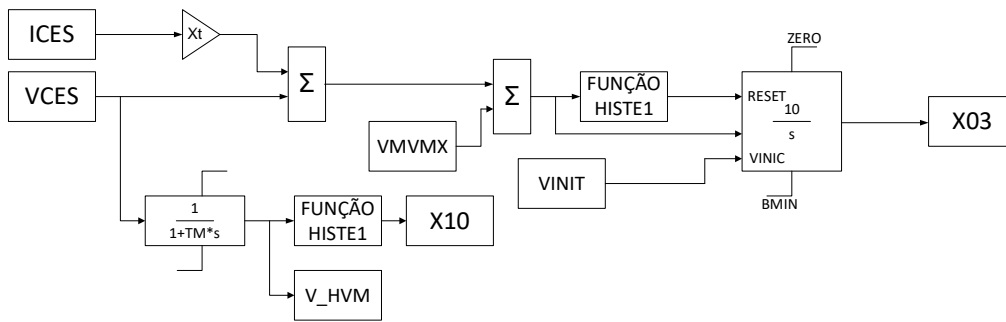


Figura 17: Diagrama de blocos para limitação da tensão média do SVC – Adaptado de [51]

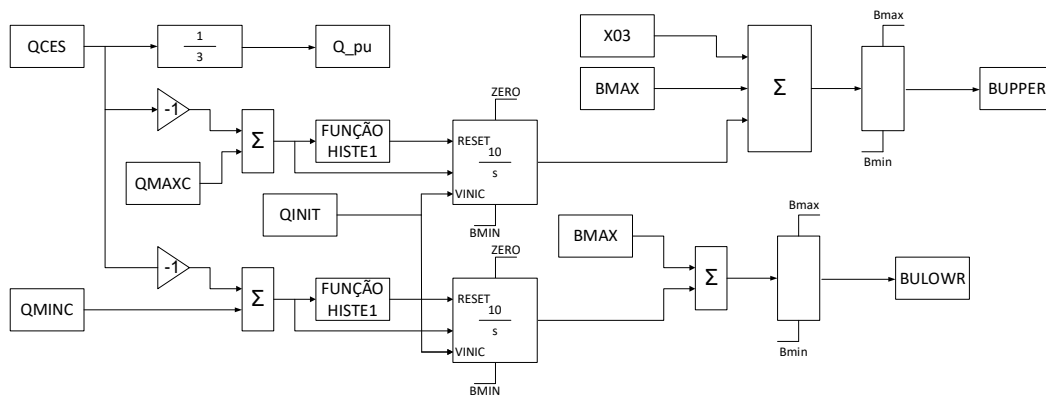


Figura 18: Diagrama de blocos do limitador de potência reativa do SVC – Adaptado de [51]

O modelo do SVC ainda possui um módulo de amortecimento de oscilação de potência através de blocos de avanço e atraso de fase (*ledlag*), apresentado na Figura 19. Além também de uma estratégia para controle de subtensão, sendo ela voltada ao uso de *set* (0,75 p.u.) e *reset* (0,80 p.u.) para reestabelecer o valor de tensão com um *delay* pré-estabelecido, vide Figura 20.

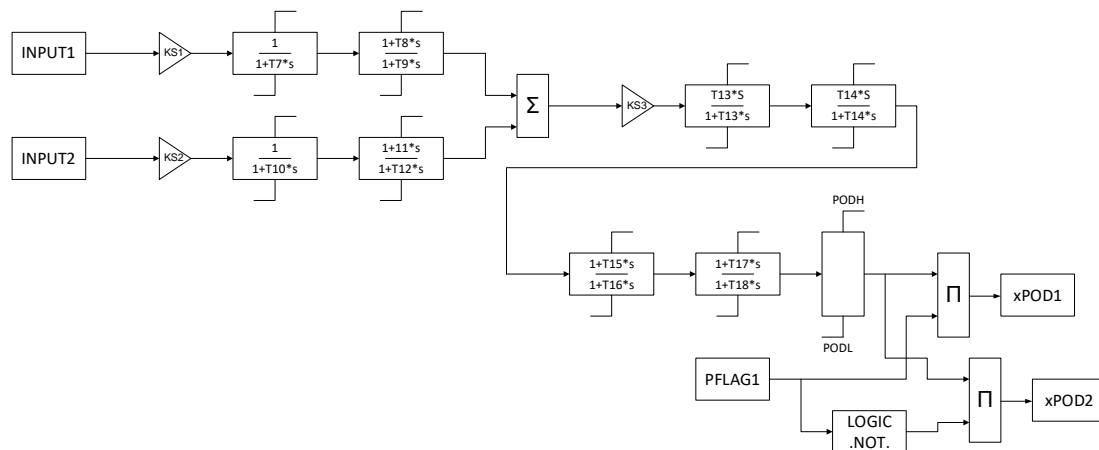


Figura 19: Diagrama de blocos do módulo de amortecimento de oscilação de potência do SVC
Adaptado de [51]

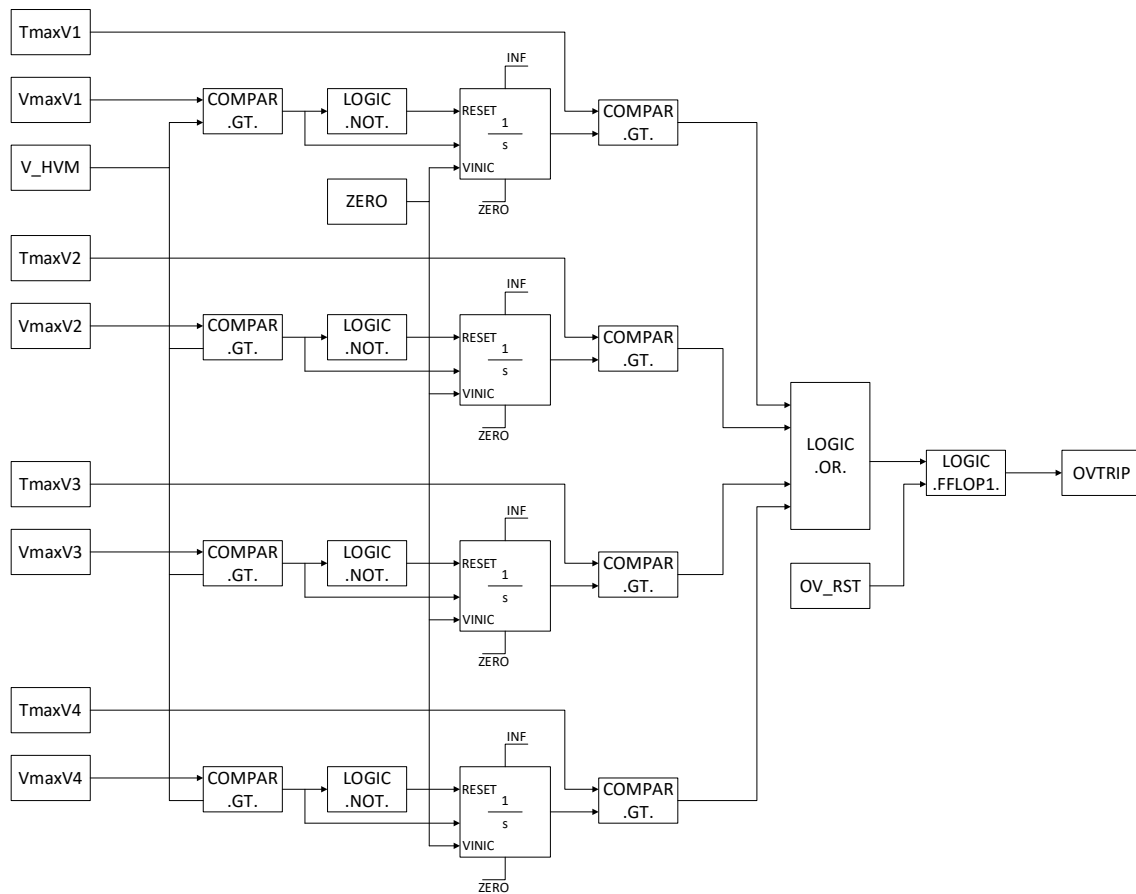


Figura 22: Diagrama de blocos para proteção contra sobretensão do SVC - Adaptado de [51]

CAPÍTULO 4

MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentados os procedimentos utilizados para realização das simulações computacionais para geração dos eventos de perda de excitação para os diferentes métodos a serem analisados, além de mostrar o ambiente laboratorial montado para realizações dos ensaios laboratoriais com um relé comercial numérico de gerador.

4.1 Estruturação dos casos simulados de perda de excitação

Como apresentado no Capítulo 3, para a realização das simulações a máquina síncrona da UHE de Machadinho foi tomada como referência para realização dos estudos. Como um dos intuitos deste trabalho é realizar uma comparação dos métodos de proteção contra perda de excitação, em um sistema com e sem a presença de dispositivos FACTS do tipo SVC, as simulações foram organizadas da seguinte forma:

- Primeiramente, realizou-se a modelagem do sistema STB-33 barras no programa ANAREDE para os diversos cenários de carregamento, conforme relatado no Capítulo 3. Adicionalmente, também foi possível inserir o SVC na barra de Campos Novos para os casos com a presença de tal equipamento;
- Paralelamente, para cada cenário de carga, foram gerados dois casos no programa ANAREDE, um com a presença do SVC, e outro sem a presença do SVC;
- Após os casos serem gerados, realizou-se a associação dos arquivos do ANAREDE com o programa ANATEM, sendo este último o responsável por receber os parâmetros da rede elétrica, pontos de operação, além dos modelos dos diferentes componentes da máquina síncrona e controladores associados;

- Para cada um dos casos gerados no ANAREDE, foram produzidos mais três casos no ANATEM, sendo estes referentes à perda de excitação emulada a partir de uma lógica que força a redução da tensão de campo do AVR;
- Os resultados das simulações são apresentados através de gráficos, ou através dos dados das grandezas em relação ao passo de simulação, sendo estes exportados para o MATLAB para tratamento das características de proteção contra perda de excitação implementadas;

Com relação às simulações dos eventos de perda de excitação no ANATEM, o degrau denominado TCDU foi utilizado. Neste, foi aplicado um degrau negativo de 100% no sinal de entrada do bloco de tensão de referência (Vref) do “Controlador Definido pelo Usuário” (CDU), como apresentado na Figura 23, com duração de 5 segundos. Esse tempo para a aplicação da contingência foi determinado de modo que, durante a aplicação dos dados gerados na simulação pela mala de teste no relé, fosse possível enxergar a resposta do relé sem influência da latência inicial.

Observa-se na Figura 23 que, ao aplicar um degrau negativo de 100% na entrada da tensão de referência (Vref) para a simulação de uma perda da tensão de campo (EFD), há um bloco destacado em azul que limita esta tensão na saída do diagrama de blocos que representa o AVR. Assim, sempre que o sistema é afetado por alguma contingência que ultrapasse este limite, o valor de EFD passa a ser igual ao limite inferior.

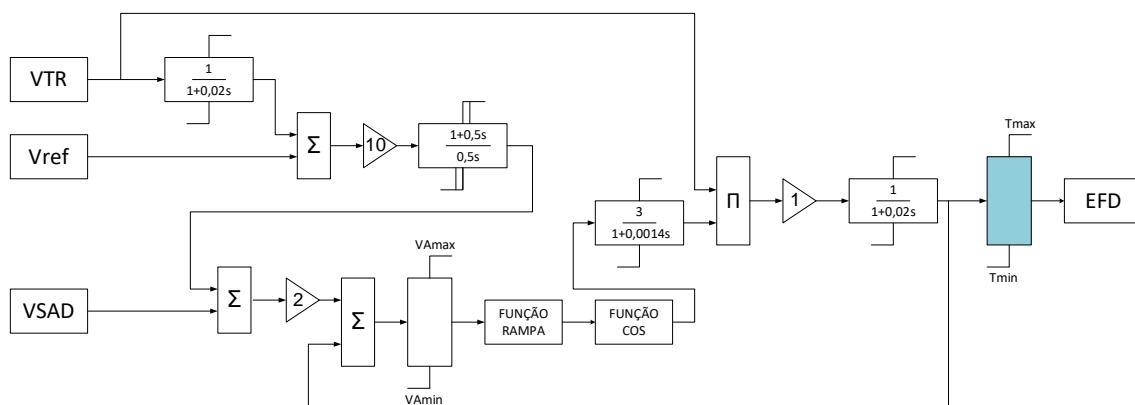


Figura 23: Diagrama de blocos do AVR modificado da UHE de Machadinho.

As simulações de perda de excitação foram conduzidas para três diferentes cenários de carregamento da máquina. O primeiro caso, considerado

um cenário de carga pesada, apresenta um carregamento de aproximadamente 80% do total da capacidade de geração em atendimento às cargas do sistema. Para reproduzir este caso, as cargas do sistema STB-33 barras foram ajustadas conforme a Tabela 5. Já o segundo caso, considerado um cenário de carga média, apresenta um carregamento de aproximadamente 60%, conforme ajustes apresentados na

Tabela 6.

Tabela 5: Ajustes para o cenário de carga pesada.

BARRA DE DISTRIBUIÇÃO	POTÊNCIA ATIVA (MW)	POTÊNCIA REATIVA (MVar)
CASCADEL (230 kV)	540	169,3
CASCADEL (138 kV)	200	43,3
CHOPIM	125	23,0
AREIA	320	77,2
GRAVATAI	1.500	541,6
CAXIAS	950	66,3
BLUMENAU	1.270	67,7
CURITIBA	1.070	446,8
BATEIAS	920	176,0
TOTAL	6.895,0	1611,3

Tabela 6: Ajustes para o cenário de carga média.

BARRA DE DISTRIBUIÇÃO	POTÊNCIA ATIVA (MW)	POTÊNCIA REATIVA (MVar)
CASCADEL (230 kV)	400	125,0
CASCADEL (138 kV)	150	32,0
CHOPIM	90	17,0
AREIA	235	57,0
GRAVATAI	1.100	400,0
CAXIAS	700	49,0
BLUMENAU	940	50,0
CURITIBA	790	330,0
BATEIAS	680	130,0
TOTAL	5.085,0	1.190,0

Por fim, para o terceiro e último caso de carregamento simulado, considerou-se uma carga de 35% do segundo caso apresentado, conforme ajustes mostrados na Tabela 7.

Tabela 7: Ajustes para o cenário de carga leve.

BARRA DE DISTRIBUIÇÃO	POTÊNCIA ATIVA (MW)	POTÊNCIA REATIVA (MVar)
CASCAVEL (230 kV)	142,1	44,4
CASCAVEL (138 kV)	53,3	11,4
CHOPIM	32,0	6,0
AREIA	83,5	20,3
GRAVATAI	390,8	142,1
CAXIAS	248,7	17,4
BLUMENAU	334,0	17,8
CURITIBA	280,7	117,3
BATEIAS	241,6	46,2
TOTAL	1.806,8	422,8

4.2 Implementação das trajetórias da impedância para análise da proteção ANSI 40

Os dados obtidos através das simulações conduzidas no ANATEM foram exportados para o MATLAB, onde foi implementada uma rotina computacional para avaliar o fluxo da trajetória nos planos da impedância e admitância para os diferentes casos simulados descritos na seção 4.1, com e sem a presença de SVC. Assim, foi possível avaliar os diferentes métodos de proteção contra perda de excitação (ANSI 40) para os casos simulados no ANATEM. Os métodos de proteção contra perda de excitação descritos na seção 2.1 foram implementados nessa rotina de acordo com suas características, a saber:

- Método com uma zona mho com *offset* negativo no plano R-X proposto por Mason [9];
- Mho duplo com *offset* positivo na segunda zona no plano R-X;
- Tomate/Lenticular no plano G-B.

A Figura 24 apresenta o fluxograma de como foi realizada a implementação desta rotina computacional para os métodos de proteção contra perda de excitação supracitados.

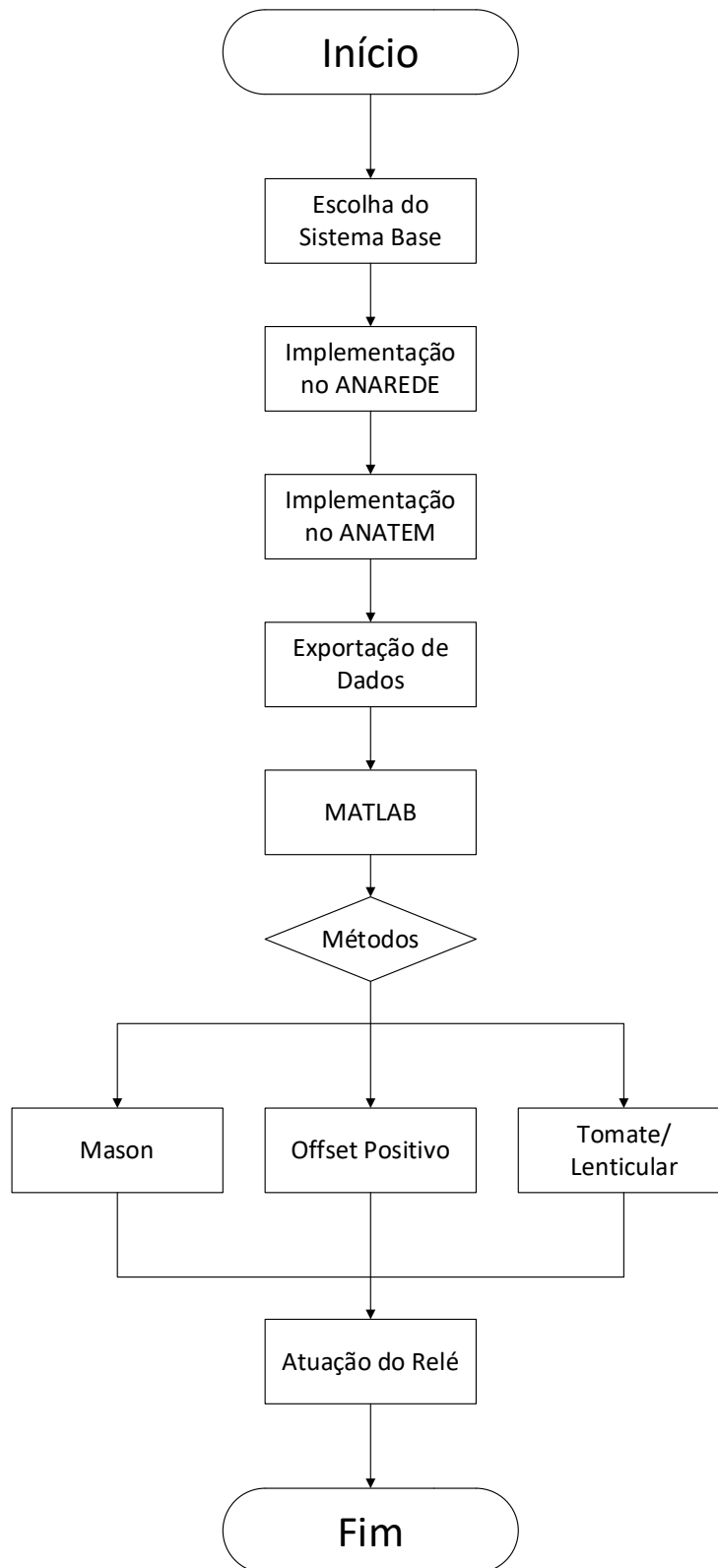


Figura 24: Fluxograma da simulação das características de proteção ANSI 40 no MATLAB.

Para os ajustes das características de proteção ANSI 40 supracitadas, os dados dos geradores da UHE de Machadinho foram utilizados:

- Tensão nominal da máquina = 16 kV;
- Potência nominal da máquina = 418,5 MVA;
- Relação de transformação de corrente do TC (RTC) = 3200;
- Relação de transformação de tensão do TP (RTP) = 150;
- Reatância de eixo direto da máquina (X_d) = 1 p.u.;
- Reatância transitória de eixo direto da máquina (X'_d) = 0,32 p.u.
- Reatância do sistema (X_B) = 0,0560 p.u.

Nota-se que o fato de X_d ser igual 1 p.u. torna as zonas 1 e 2 sobrepostas para a característica de Berdy [10], tornando desnecessária sua implementação para esta máquina.

Considerando os valores supracitados foram obtidos os alcances em ohms secundários de cada zona das características ANSI 40 através da rotina computacional implementada indicada na Figura 24.

A Figura 25 apresenta os ajustes da característica com uma zona mho com *offset* negativo no plano R-X proposto por Mason [9], considerado uma atuação instantânea, conforme teoria apresentada na seção 2.1..

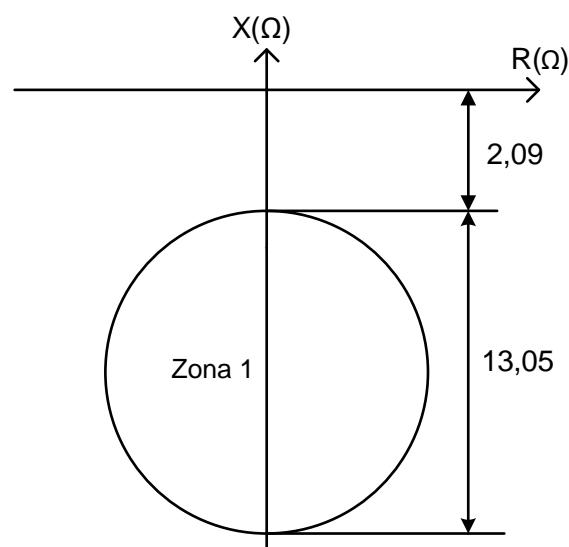


Figura 25: Parametrização da proteção ANSI 40 para o método de Mason [9].

Ao considerar o modelo de mho duplo com *offset* positivo na zona 2 e elemento direcional, ele foi temporizado em 0,2 segundos para atuação em zona 1, e em 1 segundo para atuação em zona 2. Os demais ajustes são indicados na Figura 26, conforme teoria apresentada na seção 2.1.4.

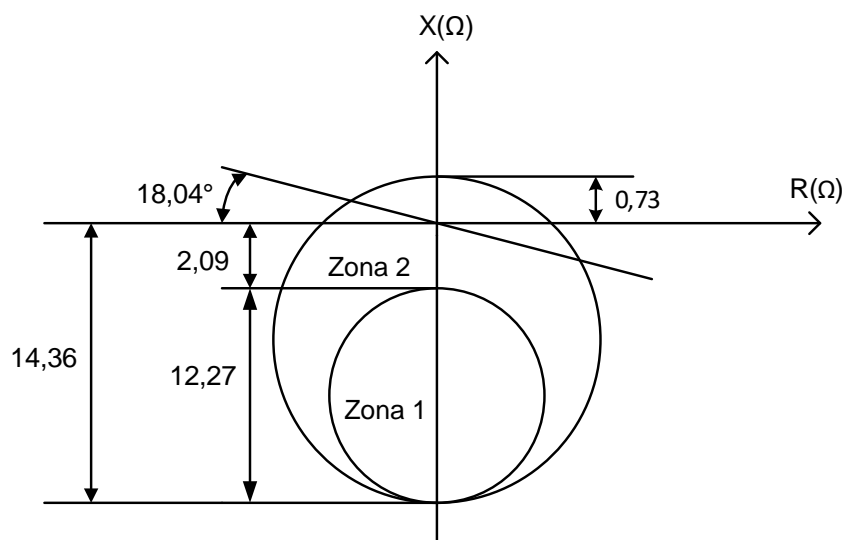


Figura 26: Parametrização da proteção ANSI 40 para a característica mho duplo com *offset* positivo na segunda zona com elemento direcional.

Já a característica tomate/lenticular foi adaptada no plano G-B para uma visualização da trajetória da impedância, conforme teoria apresentada na seção 2.1.5. Desta forma foi considerado uma temporização de 1 segundo entre as retas A-A' e B-B', e de 0,2 segundos para quando a trajetória da admitância ultrapassasse a reta B-B'. Os demais ajustes são indicados na Figura 27, conforme teoria apresentada na seção 2.1.5.

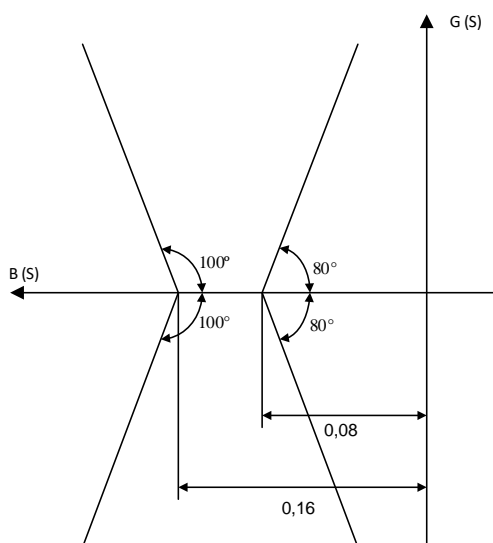


Figura 27: Parametrização da proteção ANSI 40 para a característica tomate/lenticular no plano G-B.

4.3 Arquitetura do sistema de testes laboratoriais

Além das simulações computacionais para avaliar as diversas características da proteção ANSI 40 no contexto dos FACTS, também foram realizados ensaios laboratoriais com um relé de proteção de gerador com o objetivo de complementar e validar os resultados computacionais. Foram utilizados os dados simulados no ANATEM, os quais foram convertidos para um formato compatível para uso em uma mala de teste secundário para injeção em um relé de proteção de gerador em laboratório. Para isso, foi criada uma rotina computacional no MATLAB para conversão dos dados, simulados originalmente no ANATEM, para o formato COMTRADE [52]. Através deste formato foi possível reproduzir os sinais de tensão e corrente do terminal do gerador, simulados no ANATEM, e aplicá-los de forma analógica, através do módulo *Advanced Transplay* da mala de teste modelo OMICRON CMC 356 [53], em um relé de proteção comercial de gerador [54] dotado da função ANSI 40. O relé utilizado permitiu o ajuste da função contra LOE com a característica com duas zonas mho com *offset* positivo na segunda zona e elemento direcional, conforme ajustes apresentados na seção 4.2.

A Figura 28: Arquitetura do sistema de teste em laboratório – Adaptado de [25] apresenta a arquitetura geral do sistema de teste implementado (esquerda) e uma foto da montagem em laboratório (direita). Para a realização dos testes as seguintes sequências de passos foram necessárias:

- Aquisição dos sinais de tensão e corrente trifásicos do terminal do gerador através das simulações no ANATEM;
- Através de uma rotina implementada no MATLAB, adaptada de [55], foi possível gerar um arquivo COMTRADE compatível para leitura na mala de teste;
- Carregamento dos arquivos COMTRADE na mala de teste, através do módulo *Advanced Transplay*, e reprodução dos sinais de tensão e corrente, de forma analógica, em um relé de proteção comercial de gerador;
- Uma vez enviado os sinais de tensão e corrente ao relé, em caso de atuação (*trip*) da função ANSI 40 é retornado um sinal de disparo para

a entrada binária da mala de teste, obtendo-se assim o tempo de atuação do relé através de marcadores na tela do módulo *Advanced Transplay*.

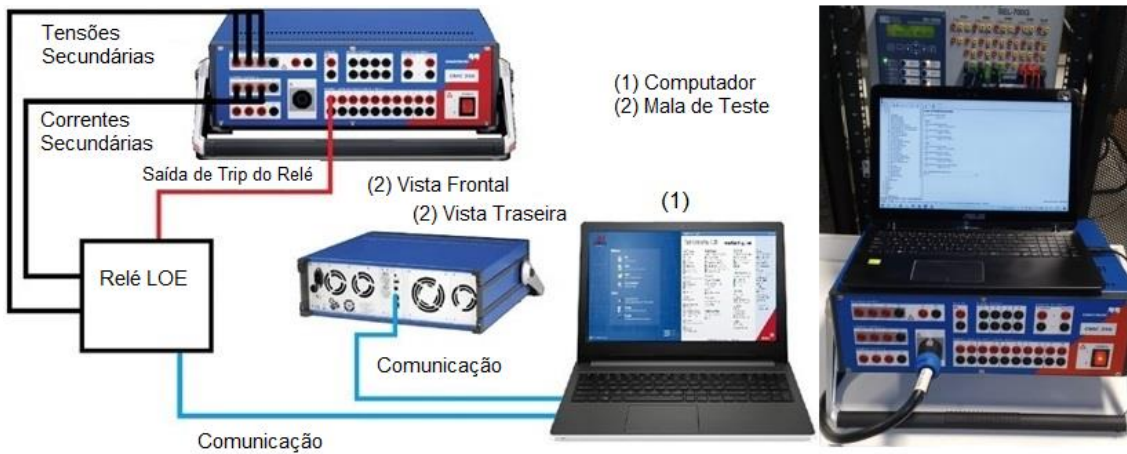


Figura 28: Arquitetura do sistema de teste em laboratório – Adaptado de [25].

A Figura 29 apresenta um fluxograma geral com o passo a passo para a realização dos testes em laboratório conduzidos nesta pesquisa.

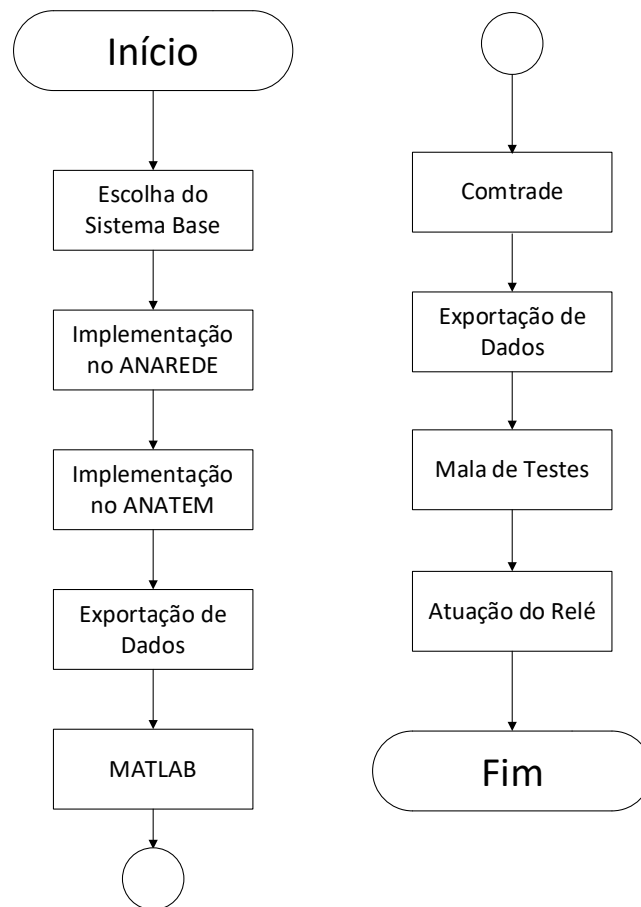


Figura 29: Fluxograma da simulação da proteção ANSI 40 (LOE) em laboratório.

4.4 Implementação da RNA como alternativa para proteção ANSI 40

Neste trabalho foi implementada uma IA do tipo RNA, sendo está adaptada da referência [6], cujos resultados preliminares serviram de base para melhoria da proposta apresentada aqui. A arquitetura da RNA conhecida como *Perceptron* representa um neurônio que realiza a soma ponderada de suas entradas e envia um valor de acordo com uma função de ativação específica. Em uma RNA é possível ter camadas ocultas que não são diretamente acessíveis pelo usuário e ocupam a posição das camadas intermediárias, vide Figura 30.

Para ajustar os pesos durante o treinamento da rede e alcançar os valores desejados de saída, foi utilizado um algoritmo chamado *backpropagation*, que propaga os erros da camada de saída para as camadas intermediárias da rede, permitindo a atualização dos pesos. Através da retropropagação dos erros, todas as camadas da rede recebem informações sobre o comportamento da rede em relação aos dados de entrada e saída. Isso permite que a rede aprenda a relação entre os dados de entrada e saída ao longo do treinamento [6].

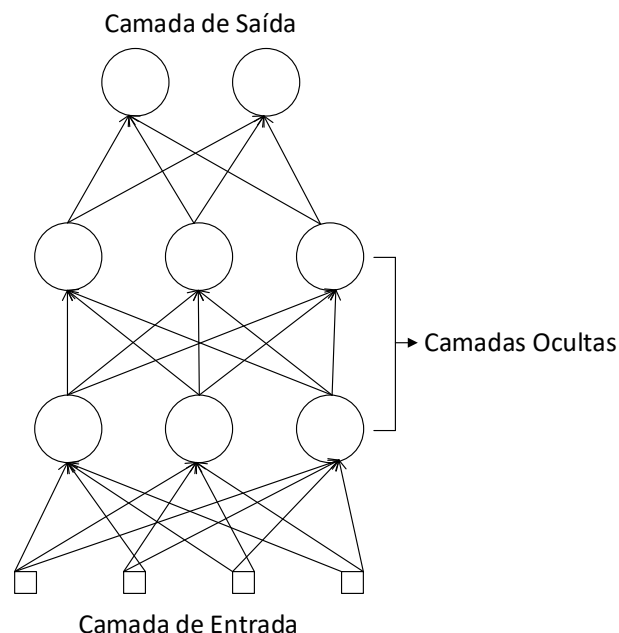


Figura 30: RNA *Perceptron* de múltiplas camadas – Adaptado de [6]

Para o desenvolvimento da RNA neste estudo, foram considerados 6 (seis) neurônios de entrada e apenas 1 (um) neurônio de saída. Como se trata de um modelo que busque uma resposta mais rápida para a proteção contra perda de excitação, as seguintes grandezas foram consideradas:

- Variação da tensão;
- Variação da frequência;
- Variação da potência reativa;
- Variação do ângulo delta da máquina;
- Corrente;
- Potência Ativa;

Para o treinamento da RNA é necessária a utilização de dados de diferentes casos. Desta forma, para esse trabalho foram considerados 30 casos diferentes para o treinamento, dentre eles casos de perda de excitação total, perda parcial, curto-circuito, variação de potência e casos que não apresentavam nenhuma contingência. Estes casos foram gerados no ANATEM através do sistema de teste STB-33 barras. Considerou-se diferentes máquinas síncronas para a coleta de dados, de modo a obter-se melhores resultados no treinamento da rede.

Um fluxograma de como a RNA foi implementada no MATLAB é apresentado na Figura 31, o qual possui bibliotecas específicas para o uso da RNAm enquanto os dados para validação foram obtidos inicialmente através de simulações no ANATEM e, posteriormente, as variações foram calculadas no MATLAB.

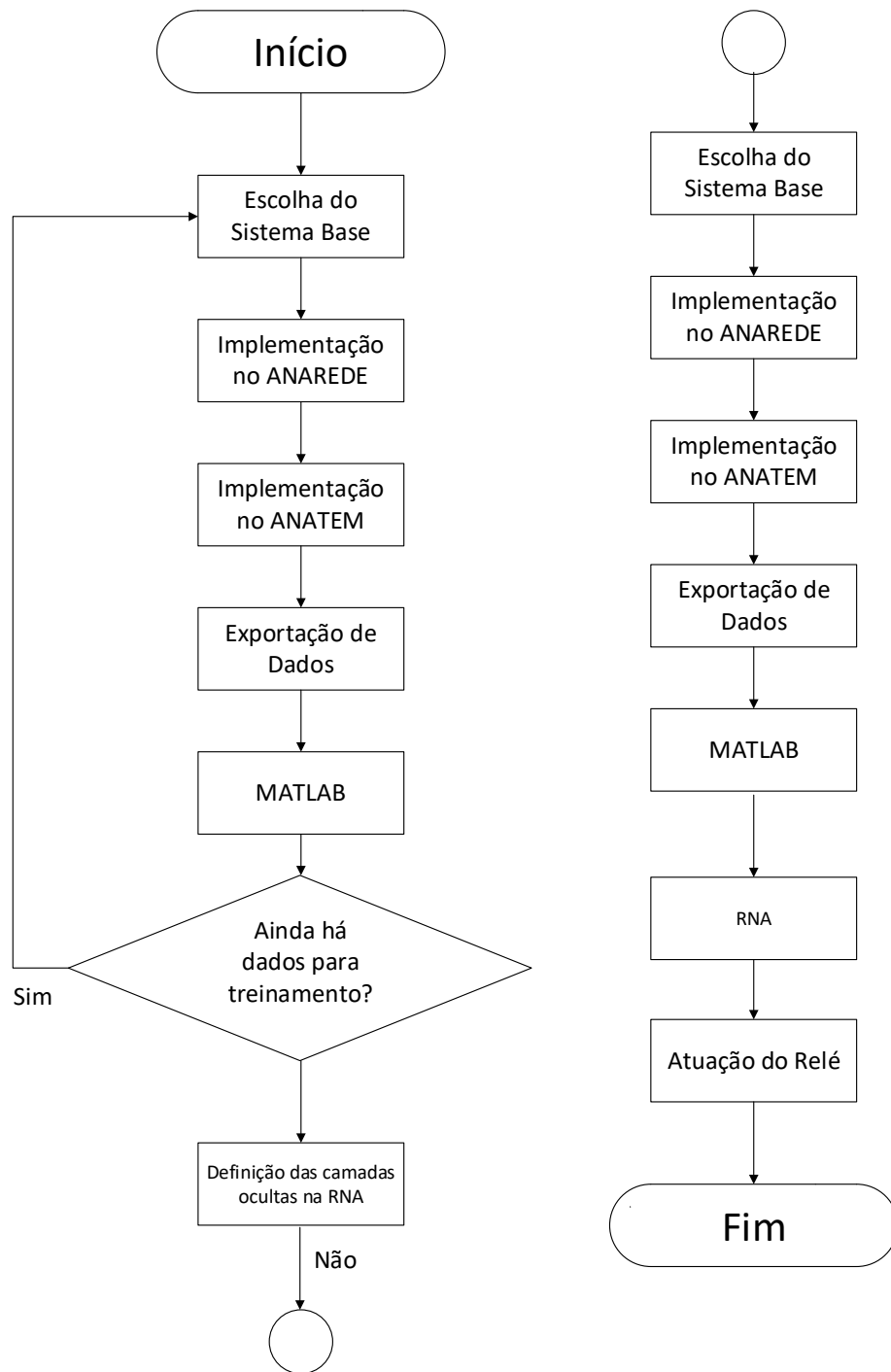


Figura 31: Fluxograma da RNA implementada no MATLAB.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo 5 são apresentados os principais resultados das simulações e suas discussões. É apresentada uma comparação dos resultados com e sem a presença de FACTS do tipo SVC, e dos diferentes métodos de proteção contra perda de excitação analisados através de simulações computacionais e ensaios laboratoriais com um relé de proteção de gerador. Por fim, é apresentada uma abordagem baseada em RNAs para melhorar a resposta da proteção contra perda de excitação nesse contexto.

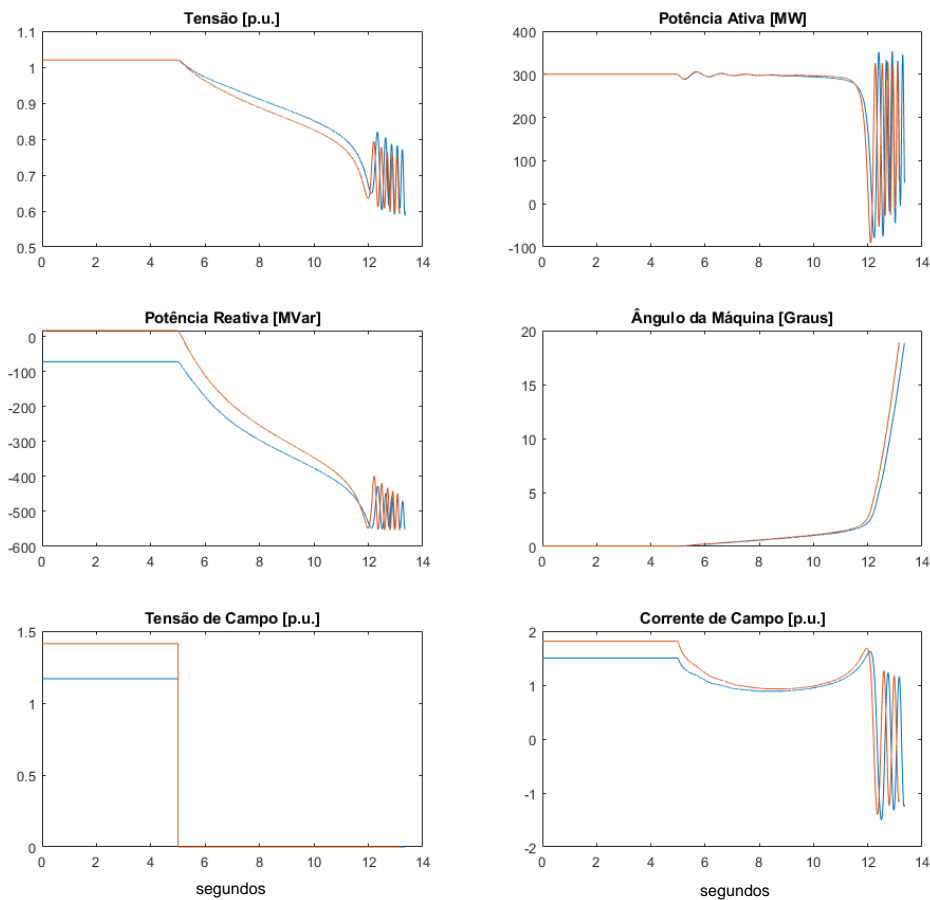
5.1 Perda de excitação de um dos geradores da UHE de Machadinho

Afim de apresentar os cenários mais significantes, aqui é apresentado o cenário de carga média, representado na

Tabela 6, onde é aplicado uma perda de 100% da tensão de campo em um dos geradores da UHE de Machadinho, a Figura 32 compara as seguintes grandezas para uma perda total da tensão de campo, a saber: ângulo de carga do gerador, potência elétrica ativa, potência elétrica reativa, tensão na barra do gerador, tensão de campo e corrente de campo, nesta ordem. As comparações são feitas para as condições com o SVC (vermelho) e sem o SVC (azul) no sistema.

A partir das grandezas apresentadas na Figura 32, percebe-se que o sistema com SVC (vermelho), começa a apresentar algumas oscilações nos seus valores antes, quando comparado ao sistema sem SVC (azul). Isso ocorre devido ao SVC agir na tentativa de aumentar a injeção de potência reativa para o sistema de modo a compensar a queda de tensão ocorrida devido a perda de excitação de uma das máquinas da UHE de Machadinho. Essa tentativa acaba interferindo no sistema de proteção, fazendo com que ele demore um pouco mais para atuar. Ao observar o gráfico da tensão de campo, tem-se que aos 5 segundos a mesma vai a zero, ocasionando uma perda total da tensão de

campo. Desta forma, ao comparar-se com a corrente de campo, ela apresenta uma leve variação no seu valor, antes dos reguladores tentarem estabilizar a



máquina.

Figura 32: Grandezas do gerador para uma simulação com 100% de perda de campo: com SVC (vermelho) e sem SVC (azul).

Além da perda total da tensão de campo, também foram realizadas simulações de perda parcial de campo. A Figura 32 apresenta o comportamento do ângulo de carga do gerador, potência elétrica ativa, potência elétrica reativa, tensão na barra do gerador, tensão de campo e corrente de campo, nesta ordem, para um cenário de carga média, após uma perda de 30% da tensão de campo. O comportamento dessas variáveis apresentaram resultados diferentes quando comparados com a perda total de excitação. Desta vez, o sistema sem SVC (azul) apresenta uma maior tendência a perda de estabilidade. Conseqüentemente, é possível afirmar que quanto menor a perda de campo, mais o compensador tenta suprir a máquina, levando a um excursionsamento mais lento da impedância do sistema.

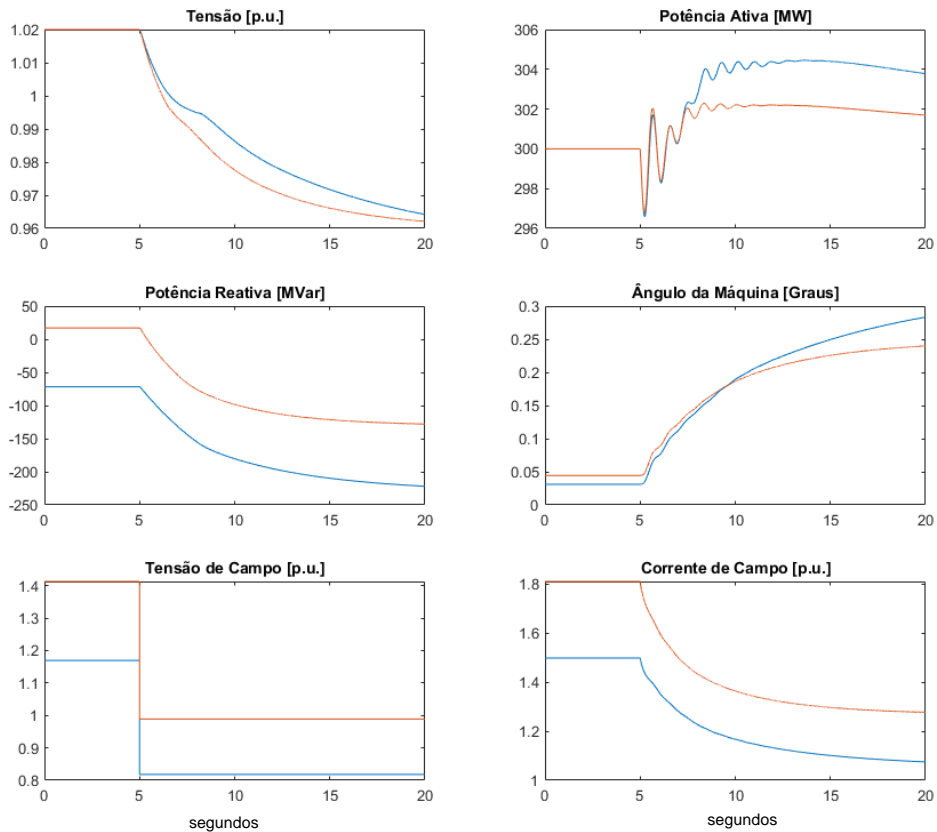


Figura 33: Grandezas do gerador para uma simulação com 30% de perda de campo: com SVC (vermelho) e sem SVC (azul).

Os gráficos apresentados na Figura 33 mostram o mesmo comportamento inicial representado na Figura 32. Para a perda parcial de 30% tensão de campo é possível observar a influência do SVC no sistema ao se considerar o ponto inicial das grandezas apresentadas, sendo a tensão de campo quase 20% maior para o sistema com SVC. Como a perda parcial de campo é bem pequena, é possível se observar em todos os gráficos que o sistema tende a encontrar um novo ponto de equilíbrio após a falta e, conseqüentemente, não há atuação da função ANSI 40. Desta forma, para as simulações de trajetória de impedância, mostradas a seguir, foram desconsiderados os casos de perda parcial de 30% na tensão de campo.

5.2 Análise da perda de excitação através das trajetórias da impedância

O gráfico mostrado na Figura 34 exemplifica a trajetória da impedância, considerando a característica com uma zona mho com *offset* negativo no plano

R-X proposto por Mason [9], para diferentes cenários de perda de excitação (parcial e total) para diferentes patamares de carregamento (leve, médio e pesado), conforme indicado na Tabela 8. Na rotina elaborada no MATLAB é possível saber o momento exato em que a proteção atuou (da saída do ponto de operação normal até adentrar no círculo de proteção após a aplicação da contingência). Os tempos apresentados na Tabela 8 são cronometrados desde a aplicação da contingência para a perda de excitação (vide “Perda de EFD%” na Tabela 8) até o disparo (*trip*) do relé, para condições com e sem SVC, para a máquina com carregamentos leve, médio e pesado, conforme detalhado na seção 4.1.

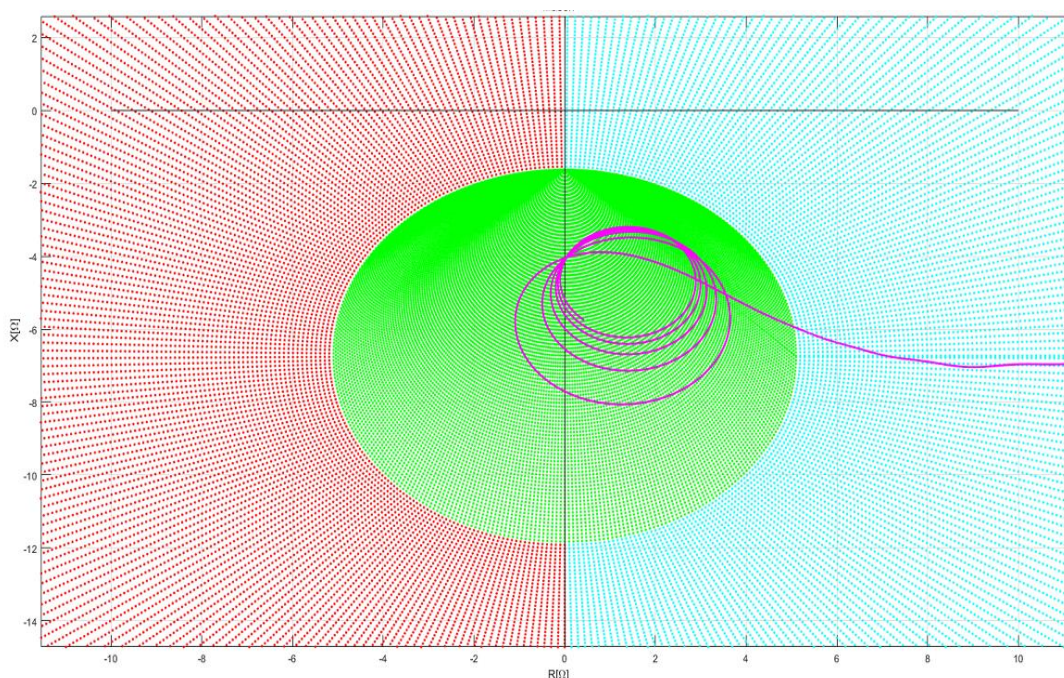


Figura 34: Exemplo da trajetória da impedância para a característica de proteção ANSI 40 de Mason implementada no MATLAB.

É importante observar que, em determinados casos, não foram contabilizados os tempos de atuação, como por exemplo para uma perda de 50% da tensão de campo em uma situação de carga leve com a presença de SVC. Isto ocorre pelo fato de que o sistema consegue restabelecer seu funcionamento antes da atuação do relé de detecção da perda de excitação. Como não se tratava de uma perda total, quanto menor a perda de campo, maior o tempo de a trajetória da impedância alcançar a zona de proteção. Sendo assim, há casos em que o sistema consegue operar dentro dos limites adequados, mesmo com uma perda parcial da excitação da máquina, principalmente na

presença de SVC, já que ele trabalha como um compensador de reativos, de modo a regular a tensão sobre os geradores.

Tabela 8: Tempo de atuação da proteção ANSI 40 para a característica de MASON.

CARREGAMENTO	PERDA DE EFD (%)	TEMPO DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO ANSI 40 -MASON		
		SVC		Δt (s)
		sem (s)	com (s)	
LEVE	100	4,579	4,575	-0,004
	70	9,399	9,806	0,407
	50	59,526	-	-
MÉDIO	100	4,450	4,480	0,030
	70	6,380	6,420	0,040
	50	9,930	9,970	0,040
PESADO	100	4,457	4,614	0,157
	70	9,018	10,315	1,297
	50	-	-	-

O gráfico mostrado na Figura 35 exemplifica a trajetória da impedância, considerando a característica com uma zona mho duplo com *offset* positivo na segunda zona e elemento direcional (ângulo de 18,83°) no plano R-X, para diferentes cenários de perda de excitação (parcial e total) para diferentes patamares de carregamento (leve, médio e pesado), conforme indicado na Tabela 8. Na rotina elaborada no MATLAB é possível saber o momento exato em que a proteção atuou (da saída do ponto de operação normal até adentrar no círculo de proteção após a aplicação da contingência). Os tempos apresentados na Tabela 8 são cronometrados desde a aplicação da contingência para a perda de excitação (vide “Perda de EFD %” na Tabela 8) até o disparo (*trip*) do relé, para condições com e sem SVC, para a máquina com carregamentos leve, médio e pesado, conforme detalhado na seção 4.1. Foi utilizada uma temporização de 0,2 segundos na zona 1, ou seja, é necessário que a trajetória da impedância se mantenha na zona 1 (verde) por 0,2 segundos para atuação – vide Figura 35. O círculo em azul escuro representa a zona 2, a qual foi ajustada com uma temporização de 1 segundo. Caso a trajetória se mantenha dentro dela, e abaixo do eixo direcional por este tempo, o relé irá atuar.

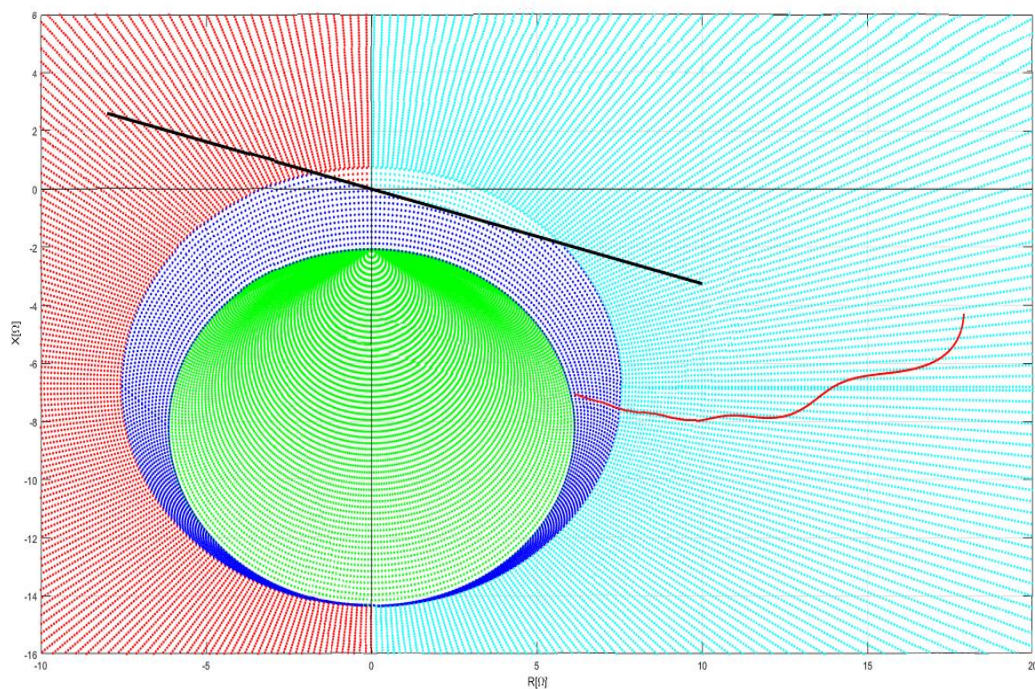


Figura 35: Exemplo da trajetória da impedância para a característica de proteção ANSI 40 mho duplo com *offset* positivo na segunda zona implementada no MATLAB.

Tabela 9: Tempo de atuação do relé ANSI 40 para a característica mho duplo com *offset* positivo na segunda zona.

CARREGAMENTO	PERDA DE EFD (%)	TEMPO DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO ANSI 40 – OFFSET POSITIVO EM Z2		
		SVC		Δt (s)
		sem (s)	com (s)	
LEVE	100	4,661	4,660	-0,001
	70	8,227	8,524	0,297
	50	36,805	-	-36,805
MÉDIO	100	4,087	4,44	0,353
	70	6,214	7,406	1,192
	50	11,089	19,116	8,027
PESADO	100	4,611	4,796	0,185
	70	7,983	9,991	2,008
	50	41,196	-	-41,196

Os mesmos procedimentos de análise descritos anteriormente foram realizados para a característica tomate/lenticular no plano G-B, conforme exemplificado na Figura 36. Diferentemente dos ajustes utilizados nos relés ANSI 40 do tipo mho tradicionais, onde a zona 1 é definida para atuações mais

críticas e normalmente possui atuação instantânea, nesta característica tomate/lenticular a zona 1 está contida entre as retas A – A' e B – B', como apresentado na Figura 9, e é temporizada em 1 segundo. Caso a trajetória da admitância permaneça na zona 1 por este tempo, o relé atuará. Caso a mesma entre em zona 2, sendo está à esquerda da reta B – B' como na Figura 9, haverá uma espera de tempo de 0,1 segundos até que o relé atue, ou seja, está se torna a região mais crítica e que detecta, por exemplo, uma perda total de excitação.

Nas simulações apresentadas na Tabela 10 é possível observar o tempo entre a contingência até a atuação, sendo eles muito próximos aos encontrados no ajuste de Mason apresentados na Tabela 8. Vale ressaltar ainda que, todas as atuações foram em zona 1, já que o sistema não tem uma perda equivalente da sua corrente de campo, como tem da sua tensão de campo.

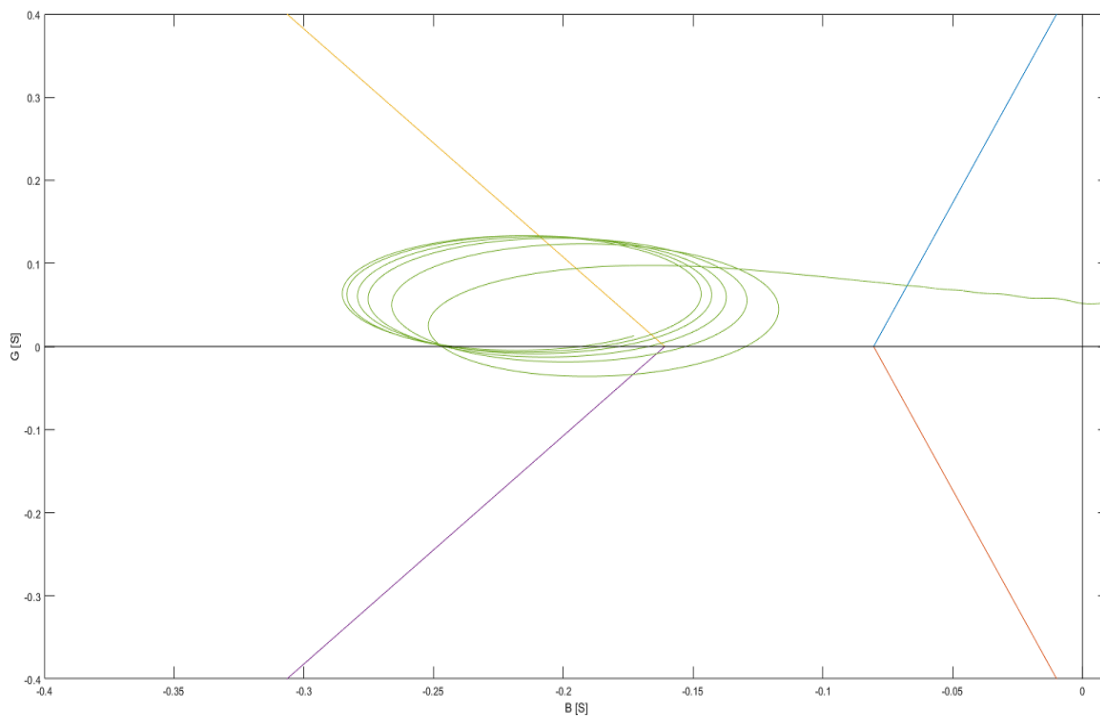


Figura 36: Exemplo da trajetória da impedância para a característica de proteção ANSI 40 tomate/lenticular no plano G-B implementada no MATLAB.

Nas simulações realizadas para analisar o comportamento da proteção ANSI 40 tomate/lenticular no plano G-B, todos os casos analisados tiveram atuação em zona 1, sendo que para uma perda total se espera uma atuação em zona 2 para essa característica. Para as simulações realizadas para analisar o comportamento da proteção ANSI 40 mho duplo com *offset* positivo na segunda

zona, todos os casos analisados tiveram atuaram em zona 2, sendo que para uma perda total de campo se espera uma atuação em zona 1. Ou seja, os comportamentos foram similares em termo de atuação em zonas, uma vez que a zona 1 da característica tomate/lenticular possui finalidade similar à zona 2 da característica mho duplo com *offset* positivo.

Tabela 10: Tempo de atuação do relé ANSI 40 para a característica tomate/lenticular.

CARREGAMENTO	PERDA DE EFD (%)	TEMPO DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO ANSI 40 – TOMATE/LENTICULAR		
		SVC		Δt (s)
		sem (s)	com (s)	
LEVE	100	4,751	4,745	-0,006
	70	8,455	8,734	0,279
	50	39,597	-	- 39,597
MÉDIO	100	4,450	4,470	0,020
	70	5,810	5,850	0,040
	50	8,490	8,540	0,050
PESADO	100	4,640	4,787	0,147
	70	8,133	9,128	0,995
	50	-	-	-

Após realizar as simulações para todos os cenários propostos, é possível se fazer uma comparação mais precisa das características apresentadas para proteção ANSI 40 com e sem considera o SVC, como apresentado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**: (I) Característica de Mason; (II) Característica tomate-lenticular no plano G-B e (III) Característica mho duplo com *offset* positivo na segunda zona. Os tempos sombreados em azul destacam a característica que veio a atuar mais rápido para cada um dos cenários analisados.

Observa-se na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** a proteção contra perda de excitação utilizando mho duplo com *offset* positivo e elemento direcional – indicada por (3), apresenta melhores resultados para um sistema sem SVC. Em um dos casos, este método de detecção de perda de excitação é o único a perceber a perda de tensão de campo do sistema, enquanto para um

sistema com SVC, o modelo tomate/lenticular aplicado no plano G-B apresentou melhores resultados para os cenários de carga média e pesada, com exceção da perda de 100% da tensão de campo para uma carga média. O fato da zona 1 do método mho duplo com *offset* positivo ter uma temporização de 0,2 segundos, pode ter afetado o tempo de atuação na presença de SVC, já que o mesmo busca controlar a potência reativa do sistema, atrasando a atuação do relé.

Tabela 11: Comparação entre características ANSI 40 em relação ao tempo de atuação para perda excitação com e sem SVC.

CARREGAMENTO	PERDA DE EFD (%)	SEM SVC (s)			COM SVC (s)		
		(I)	(II)	(III)	(I)	(II)	(III)
LEVE	100	4,579	4,751	4,661	4,575	4,745	4,66
	70	9,399	8,455	8,227	9,806	8,734	8,524
	50	59,526	39,597	36,805			
MÉDIO	100	4,450	4,450	4,087	4,480	4,470	4,44
	70	6,380	5,810	6,214	6,420	5,850	7,406
	50	9,930	8,490	11,089	9,970	8,540	19,116
PESADO	100	4,457	4,640	4,611	4,614	4,787	4,796
	70	9,018	8,133	7,983	10,315	9,128	9,991
	50			41,196			

5.3 Efeitos da constante de tempo transitória de eixo direto na perda de excitação

Na seção 4.1, a Figura 32 mostra que a corrente de campo não vai a zero mesmo quando a tensão de campo é forçada a zero na lógica implementada para analisar da perda de excitação nas simulações realizadas no ANATEM. Isto ocorre pelo fato de que o modelo da máquina síncrona apresentado na seção 3.2 leva outros fatores em consideração para o cálculo da corrente de campo, como apresentado no diagrama de blocos da Figura 15. Outro fator que influencia diretamente nesta questão é o modelo simplificado do AVR apresentado na seção 3.3, que não possibilita aplicar variações em suas malhas, ou mesmo ter acesso ao circuito de campo da máquina, que permitam provocar uma contingência que leve a corrente de campo a anular-se, caracterizando assim uma perda de excitação em sua plenitude.

Nesse contexto, os resultados apresentados pelos métodos de proteção ANSI 40 mostrados na seção 5.2 indicaram uma atuação em zona 2, mesmo para uma perda total da tensão de campo, o que também pode estar relacionado ao fato da corrente de campo (IFD) não ir a zero. Desta forma, tomando o modelo da máquina síncrona do ANATEM apresentado na seção 3.2, investigou-se a influência da constante de tempo transitória de eixo direto (T'_d), dada em segundos, no comportamento da corrente de campo da máquina quando a máquina tem sua tensão de campo forçada a zero. Sendo assim, foram realizadas simulações diminuindo o valor de T'_d , que originalmente é igual a 6, para observar se a proteção ANSI 40 passa atuar em zona 1 frente a uma perda total de excitação, e como ela reage em uma perda parcial de excitação nessas condições.

As Figuras de 37 a 40 apresentam a corrente de campo da máquina síncrona para diferentes valores da constante de tempo transitória de eixo direto da máquina. Por meio das Figuras 37 a 40 é possível observar-se que, tanto para uma perda total ou parcial de campo, ou mesmo o sistema com ou sem SVC, à medida que se diminui o valor de T'_d a corrente de campo se aproxima de zero.

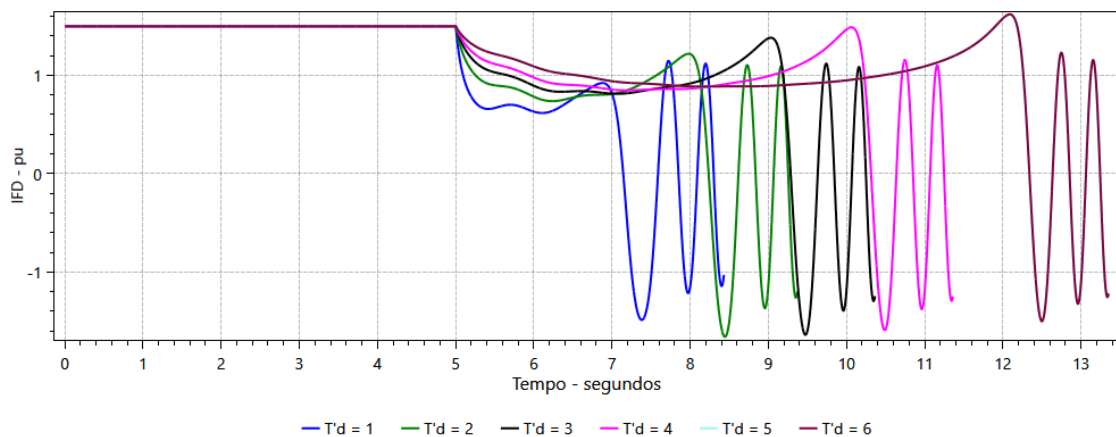


Figura 37: Corrente de campo para uma variação de T'_d : sistema sem SVC com perda total de campo.

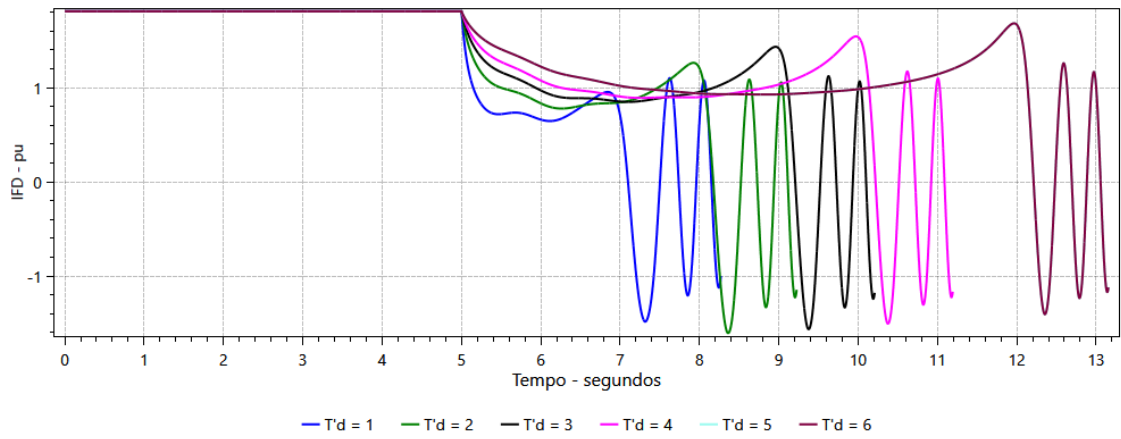


Figura 38: Corrente de campo para uma variação de $T'd$: sistema com SVC com perda total de campo.

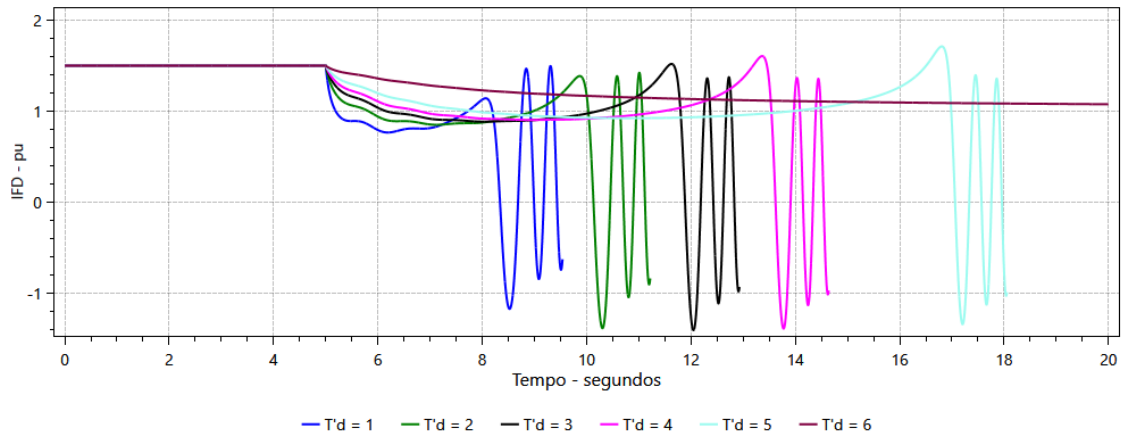


Figura 39: Corrente de campo para uma variação de $T'd$: sistema sem SVC com perda parcial de campo.

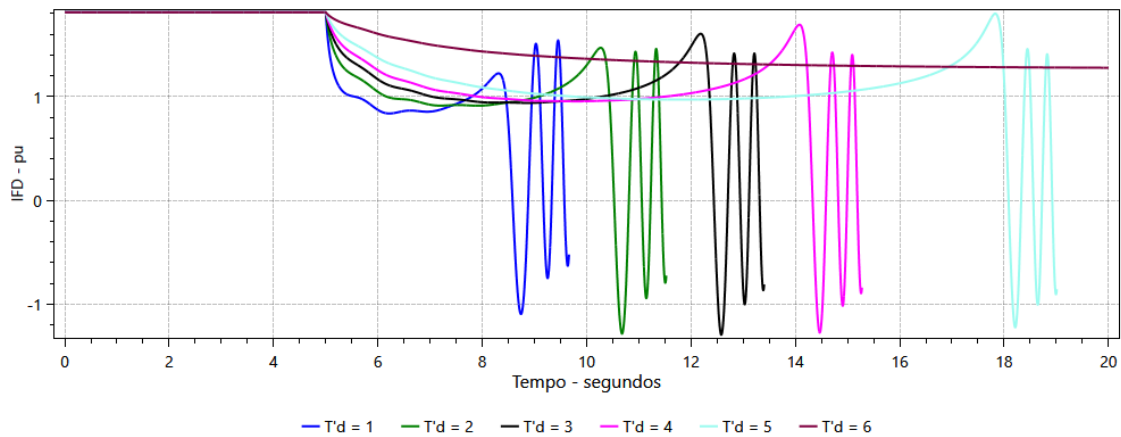


Figura 40: Corrente de campo para uma variação de $T'd$: sistema com SVC com perda parcial de campo.

Para exemplificar esta influência de $T'd$ na proteção ANSI 40, as Tabelas 12 a 17 apresentam o tempo de atuação da proteção mho duplo com *offset*

positivo na segunda zona para o cenário de carga média, considerando diferentes valores de $T'd$ do gerador.

Os tempos apresentados nas Tabelas 12 a 17 foram computados desde o início da simulação, onde o degrau para simular a perda de excitação é aplicado aos 5 segundos, e o tempo corresponde à quando a trajetória da impedância entrou em cada zona. A coluna do *trip* apresenta o tempo de atuação, seguido por qual zona o relé atuou. Observa-se nas Tabelas 12 a 17 que quanto menor o valor da constante de tempo, mais rápido a proteção percebe a perda de excitação. Observa-se que a partir do valor de $T'd = 4$, a proteção passa atuar em zona 1 para uma perda total de excitação.

Tabela 12: Tempo de atuação da proteção mho duplo com *offset* positivo, com e sem SVC, para $T'd = 6,0$.

	$T'd = 6,0$				
	Perda de EFD (%)	Z1(s)	Z2(s)	Trip(s)	Atuou
SEM	100	-	3,088	4,087	Z2
SVC	70	-	5,215	6,214	Z2
	50	-	10,09	11,089	Z2
COM	100	-	3,45	4,44	Z2
	70	-	6,407	7,406	Z2
	50	-	18,117	19,116	Z2

Tabela 13: Tempo de atuação da proteção mho duplo com *offset* positivo, com e sem SVC, para $T'd = 5,0$.

	$T'd = 5,0$				
	Perda de EFD (%)	Z1(s)	Z2(s)	Trip(s)	Atuou
SEM	100	3,55	2,612	3,611	Z2
SVC	70	-	4,412	5,411	Z2
	50	-	8,53	9,53	Z2
COM	100	3,864	2,914	3,913	Z2
	70	-	5,415	6,414	Z2
	50	-	15,311	16,31	Z2

Tabela 14: Tempo de atuação da proteção mho duplo com *offset* positivo, com e sem SVC, para T'd = 4,0.

	T'd = 4,0				
	Perda de EFD (%)	Z1(s)	Z2(s)	Trip(s)	Atuou
SEM SVC	100	2,905	2,144	3,104	Z1
	70	-	3,607	4,606	Z2
	50	-	6,974	7,973	Z2
COM SVC	100	3,162	2,381	3,361	Z1
	70	-	4,422	5,421	Z2
	50	-	12,505	13,504	Z2

Tabela 15: Tempo de atuação da proteção mho duplo com *offset* positivo, com e sem SVC, para T'd = 3,0.

	T'd = 3,0				
	Perda de EFD (%)	Z1(s)	Z2(s)	Trip(s)	Atuou
SEM SVC	100	2,265	1,665	2,464	Z1
	70	-	2,803	3,802	Z2
	50	-	5,416	6,415	Z2
COM SVC	100	2,468	1,85	2,667	Z1
	70	-	3,429	4,428	Z2
	50	-	9,699	10,698	Z2

Tabela 16: Tempo de atuação da proteção mho duplo com *offset* positivo, com e sem SVC, para T'd = 2,0.

	T'd = 2,0				
	Perda de EFD (%)	Z1(s)	Z2(s)	Trip(s)	Atuou
SEM SVC	100	1,638	1,201	1,837	Z1
	70	2,797	2,001	2,996	Z1
	50	-	3,855	4,854	Z2
COM SVC	100	1,764	1,326	1,963	Z1
	70	3,381	2,437	3,436	Z2
	50	-	6,892	7,891	Z2

Tabela 17: Tempo de atuação da proteção mho duplo com *offset* positivo, com e sem SVC, para T'd = 1,0.

	T'd = 1,0				
	Perda de EFD (%)	Z1(s)	Z2(s)	Trip(s)	Atuou
SEM	100	0,966	0,714	1,165	Z1
SVC	70	1,687	1,200	1,886	Z1
	50	-	2,2895	3,2895	Z2
COM	100	1,034	0,778	1,233	Z1
SVC	70	2,006	1,451	1,205	Z1
	50	-	4,085	5,084	Z2

Como a proposta do trabalho é utilizar os dados coletados da base de dados do ONS para o sistema STB-33 barras, que incluem os parâmetros da do gerador, os testes laboratoriais e análises seguintes foram continuadas considerando o valor originário de T'd = 6,0.

5.4 Análise da perda de excitação através dos ensaios laboratoriais

Considerando a arquitetura de teste apresentada na seção 4.3, os casos simulados no ANATEM foram adaptados no MATLAB, para o formato COMTRADE que é compatível para leitura na mala de teste, e reproduzidos através do módulo *Advanced Transplay* da mala de testes. Tal reprodução é baseada no envio dos sinais de tensão e corrente de forma analógica ao relé de proteção testado, de acordo com o esquemático apresentado na Figura 28. Assim, foi possível obter o tempo que o relé levou para atuar em resposta aos cenários explorados neste estudo, na própria tela do módulo *Advanced Transplay*.

O relé comercial testado também dá a opção de gerar um arquivo de oscilografias para os ensaios a que ele foi submetido, permitindo a visualização em detalhes da atuação das funções de proteção. A Figura 41 exemplifica um arquivo de oscilografia do relé, ajustado com a característica mho duplo com *offset* positivo na segunda zona, conforme parâmetros expostos na seção 4.1. A linha tracejada em vermelho mostra o primeiro reconhecimento da função ANSI

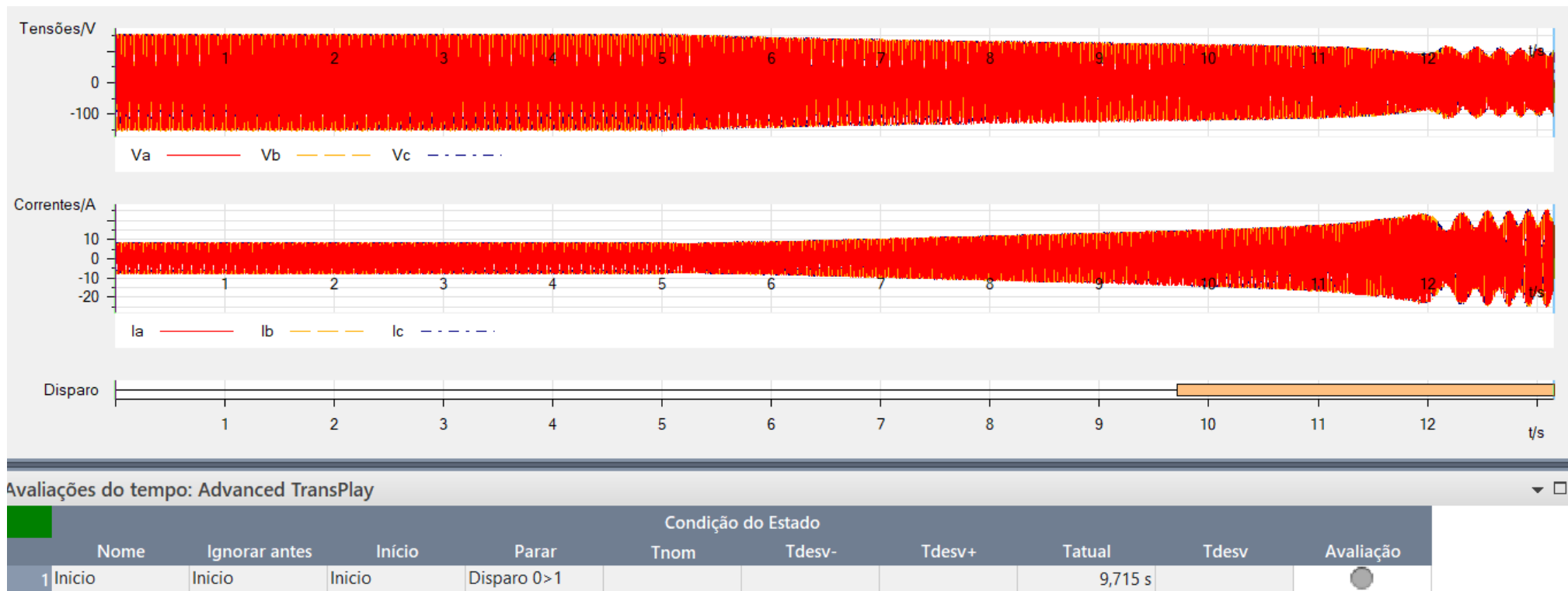


Figura 42: Tempo de resposta do relé no módulo *Advanced Transplay* – Cenário de carga Leve com a presença de SVC para uma perda total de campo.

Os ensaios laboratoriais com o relé de proteção de gerador tiveram como objetivo complementar e validar os resultados computacionais. Assim, a Tabela 18 mostra a resposta do relé de proteção, ajustada para a função ANSI 40 com característica mho duplo com *offset* positivo na segunda zona, para os mesmos cenários de perda de excitação simulados computacionalmente, com e sem SVC, e para diferentes patamares de carregamento.

Tabela 18: Tempo de atuação de um relé ANSI 40 para diferentes cenários de perda de excitação, com e sem SVC, e para diferentes patamares de carregamento.

CARREGAMENTO	Perda de EFD (%)	RESPOSTA DO RELÉ COMERCIAL ANSI 40		
		SVC		Δt
		Sem (s)	Com (s)	
LEVE	100	4,730	4,715	-0,015
	70	8,340	8,580	0,240
	50	37,440	-	-
MÉDIO	100	4,143	4,492	0,349
	70	6,260	7,470	1,210
	50	11,140	19,140	8,000
PESADO	100	4,602	4,767	0,165
	70	8,000	9,010	1,010
	50	35,170	-	-

Com as respostas obtidas dos ensaios laboratoriais no relé ANSI 40, é possível se fazer uma comparação com os resultados obtidos da característica mho duplo com *offset* positivo na segunda zona implementado computacionalmente. A Tabela 19 apresenta esta comparação para perdas totais e parciais de excitação, para o cenário com e sem SVC e diferentes patamares de carregamento. Observa-se nas últimas duas colunas a diferença de tempo de resposta (comparação do tempo de resposta do relé computacional com o comercial) para os casos de perda de 100% da tensão de campo, onde nota-se uma diferença de tempo de resposta que 0,1 segundos. Os casos que possuem uma maior diferença são aqueles em que o tempo de simulação acaba tomando valores bem altos, acima de 30 segundos, sendo estes para uma perda parcial de 50% da tensão de campo, nos cenários de carga leve e pesada. No

geral, as simulações computacionais apresentam excelentes resultados, quando comparados com a atuação de um relé de proteção de gerador comercial.

Tabela 19: Comparação do tempo de atuação da característica ANSI 40 implementada computacionalmente com o relé comercial.

CARREGAMENTO	RELÉ ANSI 40 COMPUTACIONAL			RELÉ ANSI 40 COMERCIAL		Δt	Δt
	Perda de EFD (%)	Sem SVC (s)	Com SVC (s)	Sem SVC (s)	Com SVC (s)	Sem SVC (s)	Com SVC (s)
LEVE	100	4,661	4,660	4,730	4,715	0,069	0,055
	70	8,227	8,524	8,340	8,580	0,113	0,056
	50	36,805	-	37,440	-	0,635	0,000
MÉDIO	100	4,087	4,440	4,143	4,492	0,056	0,052
	70	6,214	7,406	6,260	7,470	0,046	0,064
	50	11,089	19,116	11,140	19,140	0,051	0,024
PESADO	100	4,611	4,796	4,659	4,856	0,048	0,060
	70	7,983	9,991	8,030	10,060	0,047	0,069
	50	41,196	-	41,770	-	0,574	-

5.5 Análise da perda de excitação através da RNA

Por fim, uma abordagem baseada em RNAs foi implementada para melhorar a resposta da proteção contra perda de excitação no contexto desta pesquisa. Detalhes da RNA implementada foram apresentados na seção 4.4. Ressalta-se que os dados utilizados para o treinamento da RNA não apresentaram nenhuma flutuação antes dos 5 segundos, quando da aplicação da perda de excitação, de modo a manter um padrão relacionado as simulações anteriormente apresentadas. Desta forma, a Tabela 20 apresenta os resultados do tempo de resposta da proteção contra perda de excitação baseada na RNA implementada para os três casos de carregamento apresentados no decorrer deste trabalho, com e sem a presença de SVC no sistema. Observa-se na Tabela 20 que a RNA implementada apresenta respostas promissoras na detecção da perda de excitação, já que ao comparar com os ajustes tradicionais apresentados na seção 5.2, o ganho é de aproximadamente 1 segundo em alguns dos casos.

Tabela 20: Tempo de resposta da proteção contra perda de excitação baseada na RNA implementada.

CARREGAMENTO	TEMPO DE RESPOSTA DA PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO BASEADA NA RNA			
	Perda de EFD (%)	SVC		Δt
		Sem (s)	Com (s)	
LEVE	100	2,89	3,38	0,49
	70	6,68	7,45	0,77
	50	28,59	-	-
MÉDIO	100	3,04	3,65	0,61
	70	5,10	7,07	1,97
	50	10,16	18,30	8,14
PESADO	100	2,91	3,59	0,68
	70	6,81	7,09	0,28
	50	39,26	83,17	43,91

Tabela 21: Comparação entre o tempo de resposta do relé ANSI 40 baseado no mho duplo com *offset* positivo na segunda zona com o modelo baseado na RNA.

CARREGAMENTO	PERDA DE EFD (%)	RELÉ ANSI 40 COMPUTACIONAL MHO DUPLO COM <i>OFFSET</i> POSITIVO		RELÉ ANSI 40 COMPUTACIONAL BASEADO NA RNA		Δt	
		Sem SVC (s)	Com SVC (s)	Sem SVC (s)	Com SVC (s)	Sem SVC (s)	Com SVC (s)
LEVE	100	4,661	4,660	5,890	3,380	-1,771	-1,280
	70	8,227	8,524	6,680	7,450	-1,547	-1,074
	50	36,805	-	28,590	-	-8,215	-
MÉDIO	100	4,087	4,440	3,040	3,650	-1,047	-0,790
	70	6,214	7,406	5,100	7,070	-1,114	-0,336
	50	11,089	19,116	10,160	18,300	-0,929	-0,816
PESADO	100	4,611	4,796	2,910	3,590	-1,701	-1,206
	70	7,983	9,991	6,810	7,090	-1,173	-2,901
	50	41,196	-	39,260	83,170	-1,936	-

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO

Esta dissertação buscou realizar uma comparação inicial entre os métodos tradicionais de proteção contra perda de excitação (característica proposta por Mason, método tomate/lenticular e mho duplo com *offset* positivo na segunda zona) com o intuito de encontrar um melhor modelo que se adeque aos sistemas que possuem dispositivos FACTS do tipo SVC. Sendo assim, através dos dados coletados por meio das simulações, a característica mho duplo com *offset* positivo na segunda zona apresentou melhores respostas dentre os métodos tradicionais de proteção contra perda de excitação apresentados para os casos analisados neste trabalho.

Com um melhor entendimento sobre os métodos de proteção contra perda de excitação explorados neste trabalho, foi realizada uma adaptação da RNA apresentada [6], utilizando um maior número de neurônios na camada de entrada, de modo a buscar tempos de resposta melhores que a característica tradicional mho duplo com *offset* positivo. De fato, a RNA implementada apresentou respostas promissoras na detecção da perda de excitação, já que ao comparar com o método tradicional, que é comumente utilizado em relés de proteção comerciais, obteve-se ganhos de aproximadamente 1 segundo em alguns casos. Ressalta-se, entretanto, que este trabalho não explorou os desafios da implementação de estratégias de proteção baseadas em RNA em um *hardware* para uma efetiva comparação com as funções de proteção de um relé comercial. O uso do relé comercial nesta pesquisa foi com o propósito de validar a resposta da mesma característica de proteção implementada de forma computacional que, neste caso, apresentou tempos de resposta próximos.

Enfatize-se também que a RNA aqui implementada apresenta muitas possibilidades para melhorias e adaptações, já que quanto maior a gama de dados usados para treinamento, mais rápida e precisa será a resposta apresentada pela mesma.

Ainda durante o desenvolvimento deste trabalho, foi possível se observar que o modelo do AVR do *software* utilizado apresenta limitações frente a estudos específicos de proteção, como a ausência de malhas específicas de controle de excitação. Mostrou-se também que a constante de tempo transitória de eixo direto do modelo de máquina utilizado possui influência na dinâmica da corrente de campo quando da emulação da perda de excitação.

Por fim, como sugestão para trabalhos futuros, sugere-se a criação de blocos de proteção mais específicos para o programa do ANATEM, além de um estudo mais abrangente sobre os dados de entrada da RNA, de modo que a detecção e identificação da perda de excitação apresente resultados ainda mais promissores.

Este trabalho teve como contribuição o artigo publicado na *Electric Power Systems Research*, Volume 213, em dezembro de 2022, que pode ser visto na base de dados do <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108766>.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Tomim, M. A., Martí, J. R. and Passos Filho, J. A., "Parallel Transient Stability Simulation Based on Multi-Area Thévenin Equivalents," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 3, pp. 1366-1377, May 2017, doi: 10.1109/TSG.2016.2601885.

[2] Kundur, P. (1994). "Power System Stability and Control" by Prabha Kundur.pdf. McGraw-Hill, Inc (p. 1167). McGraw-Hill Publishing.

[3] Morais, A. P. "Avaliação do desempenho dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos: uma contribuição utilizando a teoria dos conjuntos nebulosos", 113 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2008.

[4] Coelho, A. L. M. "Um sistema integrado de testes de funções de proteção de geradores síncronos associadas aos limites de excitação de um modelo de AVR implementado em ambiente de simulação digital em tempo real", 175 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.

[5] Coelho, A. L. M., Silveira, P. M. and Baracho, "F. R. A. C. A Test-Bed for Researching the Interactions of Underexcitation and Overexcitation Limiters of Synchronous Generators with Protection Functions." In *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 6, pp. 5717-5726, 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2938487.

[6] Silva, H. G, Coelho, A. L. M., Faria, I. P., Araujo B. G. "ANN Based impedance trajectory detection approach for loss of excitation protection of synchronous generators connected to transmission lines with SVCs", in *Electric Power Systems Research (EPSR)*, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108766>.

[7] Z. P. Shi, J. P. Wang, Z. Gajic, C. Sao and M. Ghandhari, "The comparison and analysis for loss of excitation protection schemes in generator protection," *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*, Birmingham, UK, 2012, pp. 1-6, doi: 10.1049/cp.2012.0071.

[8] Gazen, Y. N. "Proteção Contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos: Uma nova proposta utilizando o Método de Cálculo Contínuo da Impedância Aparente", 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2015.

[9] C. R. Mason, "A New Loss-of-Excitation Relay for Synchronous Generators," in Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, vol. 68, no. 2, pp. 1240-1245, July 1949, doi: 10.1109/T-AIEE.1949.5060079.

[10] Berdy, J. "Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators. IEEE Transactions." Vol. 94, nº. 5, pp. 1457-1463, 1975.

[11] Mackenzie, W. F.; Dewey, C.; Emmerling, E. J. "Loss of Field Relay Operation

During System Disturbances" – Working Group Report – June 1971. IEEE Transaction

on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, nº.5, pp. 1464-1472, 1975.

[12] Gonçalves, D. N. "Desempenho do relé de distância em linhas de transmissão compensadas com TCSC." COPPE/UFRJ Programa de pós graduação em Engenharia Elétrica, 2007.

[13] Paz, M. C. R. "Contribuição para proteção de linhas de transmissão compensadas por dispositivos UPFC." PPGEE/UFRGS, 2015.

[14] Liu, Q., Wang, Z., & Zhang, Y. (2010). "Study on a Novel Method of Distance Protection in Transmission Line with STATCOM." 2010 Asia- Pacific Power and Energy Engineering Conference.

[15] Samkari, H., Allehyani, M., & Johnson, B. K. (2015). "Modeling and simulation the impacts of STATCOMs on distance protection." 2015 North American Power Symposium (NAPS). doi:10.1109/naps.2015.7335196

[16] Deshmukh, N., Bedi, A. S., & Patne, N. R. (2016). "Analysis of distance protection performance for line employing UPFC." 2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES).

[17] Elsamahy, M., Faried, S. O., & Sidhu, T. (2014). "Impact of midpoint STATCOM on generator loss of excitation protection." IEEE Transactions on Power Delivery, 29(2), 724–732. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2281581>.

[18] Yaghobi, H. (2015). "Impact of static synchronous compensator on flux-based synchronous generator loss of excitation protection." IET Generation,

Transmission and Distribution, 9(9), 874–883. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0859>.

[19] Mati, A., & Bentarzi, H. (2017). "Impact of STATCOM on generator positive-offset mho element loss of excitation protection." In 2017 5th International Conference on Electrical Engineering – Boumerdes, ICEE-B 2017 (Vol. 2017-January, pp. 1–6). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/ICEE-B.2017.8192156>.

[20] Ghorbani, A., Mozafari, B., Soleymani, S., & Ranjbar, A. M. (2016). "Impact of STATCOM and SSSC on synchronous generator LOE protection." Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences, 24(4), 2575–2588. <https://doi.org/10.3906/elk-1403-13>.

[21] Yaghobi, H., "A New Adaptive Impedance-Based LOE Protection of Synchronous Generator in the Presence of STATCOM." In IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 32, no. 6, pp. 2489-2499, Dec. 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2647746.

[22] Zahra Moravej, Hedieh Rasooli, Mohammad Pazoki. "A new protection scheme for loss of excitation detection in presence of FACTS devices." In International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 109, 2019, Pages 110-121, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.02.010>.

[23] Hasani, A., Haghjoo, F. "STATCOM Impacts on Synchronous Generator LOE protection: A realistic Study Based on IEEE C37.102." doi: 10.1109/TIA.2020.3042123.

[24] Yadav, A., Mishra, A., Bhatnagar, M. "Detection of partial loss of excitation faults in generator in the presence of UPFC." Journal of the Institution of Engineers (India). <https://doi.org/10.1007/s40031-021-00540-6>.

[25] Neves, F.C., Coelho, A.L.M. and Faria, I.P., "A testbed for assessing the impact of static var compensator on loss of excitation protection of synchronous generators," in *Electric Power Systems Research*, Volume 201, 2021, 107496, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107496>.

[26] Rostami, A., Rezaei, N., "Fast and reliable index to protect the synchronous generator against loss of field incidence," in *IET Gen. Trans. & Dist.*, Vol. 14, No. 24, pp. 6019-6026, Dec. 2020.

[27] Rostami, A., Rezaei, N., "A novel loss of excitation protection strategy based on reactive power increment of synchronous generators," in *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 36, no. 6, pp. 3733-3742, Dec. 2021.

[28] Marchi, P., Estevez, P.G., Messina, F. and Galarza, C. G., "Loss of excitation detection in synchronous generator based on dynamic state estimation", in *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 35, No. 3, pp. 1606-1616, Sept. 2020.

[29] Abd el-Ghany, H. A., Ahmed, E. S. and ELGebaly, A. E., "A Reliable Loss of Excitation Protection Technique Based on EPFA for Synchronous Generators," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 3, pp. 1445-1455, June 2022, doi: 10.1109/TPWRD.2021.3087538.

[30] Rostami, A., Rezaei, N., "A reliable and straightforward index to avoid nuisance trip of the conventional Z-based loss-of-field relay in synchronous generators," in *IET Gener. Transm. Distrib.* 1–11, early access, (2021). <https://doi.org/10.1049/gtd2.12360>.

[31] Rostami, A., Rezaei, N., Jalilian, A., Naderi, B., Negtevitky, M., "A novel loss-of-excitation protection scheme based on load angle variation of parallel synchronous generators," in *IEEE International Conf. on Smart Technologies for Power, Energy and Control*, early access, (2021).

[32] Morais, A. P., Cardoso, G., Mariotto, L., "An innovative loss-of-excitation protection based on the fuzzy inference mechanism", in *IEEE Trans. Power Del.*, vol.25, no.4, pp. 2197-2204, Jan. 2010.

[33] Amraee, T., "Loss-of-field detection in synchronous generators using decision tree technique," in *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 9, pp. 943-954, Sep. 2013.

[34] Barakat, Z. A., Hajjar, A. A., Kherbek, T., Alhelou, H. H., "Discriminating between loss of excitation and power swings in synchronous generator based on ANN," in *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 30, pp. 545-556, March. 2019.

[35] Alves, W. F. "Proposição de Sistemas-Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência", 362 f. Dissertação (Mestrado em Computação) - Universidade Federal de Fluminense, Niterói, 2007.

[36] Marujo, D. "Ferramenta para Análise de Longo Termo do Impacto da Geração

Distribuída nos Sistemas de Transmissão.” 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Itajubá- UNIFEI, 2017.

[37] “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System

Stability Studies”, in IEEE Standard 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005), vol., no., pp. 1-207, 2016, doi: 10.1109/IEEESTD.2016.75534.

[38] “IEEE Guide for AC Generator Protection,” in IEEE Std C37.102-2006 (Revision of IEEE Std C37.102-1995), vol., no., pp.1-177, 2006, doi: 10.1109/IEEESTD.2006.320495.

[39] Morais, A. P., Cardoso, G., Mariotto, L., “Avaliação do Desempenho dos Métodos de Proteção Contra a Perda de Excitação em Geradores Síncronos”, Revista Controle & Automação, Vol. 20, no.42009.

[40] Lima, J. C. M. “Aspectos de Proteção e Controle de Gerador Síncrono Subexcitado”, Dissertação de Mestrado, PUC, Belo Horizonte, 2002.

[41] CIGRÉ TECHNICAL BROCHURE 479. “International Guide on the Protection of Synchronous Generators.” Outubro de 2011.

[42] ABB POWER AUTOMATION LTDA. REG216, “REG216 Compact REC216

Numerical Generator Protection Numerical Control Unit.” Baden/ Switzerland, 13th

edition, 2001.

[43] SIEMENS LTDA. SIPROTEC – “Multifunctional Machine Protection 7UM62 Manual. Vol. 4.6”, 2005.

[44] Leite, A. G.; Silveira, P. M. “Utilização da Proteção Contra a Perda de Excitação de Unidades Geradoras como Proteção Sistêmica: Curva Tomate.” XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro – RJ, Brasil, outubro de 2007.

[45] Machado, R. L. “Aplicação de Dispositivos FACTS no Sistema de Transmissão da ELETROSUL”, 152 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

[46] Hingorani, N.; Gyugyi, L. “Understanding FACTS – Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems.” 1. ed. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, New York, 2000.

[47] Sutanto, D.; Lachs, W. "Control Options in Power System Operation by Use of Flexible AC Transmission System (FACTS)." University Of NSW, Kensington, Austrália.

[48] Watanabe, E. H.; Barbosa, P. G.; Almeida, K. C.; Taranto, G. N. "Tecnologia FACTS - Tutorial. SBA Controle & Automação", Janeiro-Abril 1998.

[49] Deckman, S. M.; Pomilio, J. A. "Condicionamento de Energia Elétrica e Dispositivos FACTS", UNICAMP/FEEC/DSCE, Julho, 2009.

[50] CEPEL, "Manual ANATEM". Disponível em: <https://dre.cepel.br/manual/anatem/index.html>. Acesso em: 05 de junho de 2023

[51] SINTEGRE, "Dados do segundo quadrimestre de 2021 – Revisão 3". Disponível em:

https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/62/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?RootFolder=%2Fsites%2F8%2F42%2F62%2FProdutos%2F201%2F19-03-2021_144422&produto=Casos%20de%20Refer%C3%Aancia%20do%20Quadrimestral&descricaoProduto=Revis%C3%A3o%203%20dos%20casos%20de%20Refer%C3%Aancia%20do%202%C2%BA%20Quadrimestre%20de%202021.

Acesso em 03 de agosto de 2023.

[52] "IEEE/IEC Measuring relays and protection equipment – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems," in *IEEE Std C37.111-2013 (IEC 60255-24 Edition 2.0 2013-04)*, vol., no., pp.1-73, 30 April 2013, doi: 10.1109/IEEESTD.2013.6512503.

[53] OMICRON, "CMC 356 – Equipamento de teste de relé e ferramenta de comissionamento universal". Disponível em:

<https://www.omicronenergy.com/pt/produtos/cmc-356/>. Acesso em: 03 de agosto de 2023

[54] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), "SEL-700G – Relé de Proteção de gerador. Disponível em: [A https://selinc.com/pt/products/700G/](https://selinc.com/pt/products/700G/). Acesso em: 03 de agosto de 2023

[55] COELHO, Aurélio Luiz Magalhães. Análise da resposta transitória de transformadores de corrente de proteção e o impacto em relés de sobrecorrente numéricos. 2011. 118 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2011.

APÊNDICE 1

PARAMETRIZAÇÃO DO AVR

A implementação do AVR é realizada apenas no ANATEM. O modelo implementado no ANATEM é mostrado a seguir, na linguagem do próprio programa.

```
AVR_Machad.
(-----)
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----)
 1 IMPORT VTR          X1
 3 LEDLAG             X1 X3 1. 0. 1. 0.02
 4 SOMA               Vref X4
                   -X3 X4
 5 ENTRAD            Vref
 6 GANHO              X4 X6 10.
 7 PROIN2             X6 X7 1. 0.5 0.5
 8 SOMA               X9 X8
                   X7 X8
 9 IMPORT VSAD       X9
10 GANHO              X8 X10 2.
11 SOMA               -X21 X11
                   X10 X11
12 LIMITA            X11 X12
16 FUNCAO RAMPA     X12 X16 -1. 3.14161. 0. VAmín VAmáx
17 FUNCAO COS       X16 X17
18 LEDLAG            X17 X18 3. 0. 1. 0.0014
19 MULTPL            X18 X19
                   X1 X19
20 GANHO              X19 Efd 1.
21 LEDLAG            Efd X21 1. 0. 1. 0.02
22 EXPORT EFD       Efd

(-----)
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )( d2 )
(-----)
DEFVAL VAmáx 1
DEFVAL VAmín -1
```

APÊNDICE 2

PARAMETRIZAÇÃO DO SVC

A implementação do SVC da Barra de Campos Novos no STB-33 foi realizada tanto no ANAREDE quanto no ANATEM. O modelo implementado no ANATEM é mostrado a seguir, na linguagem do próprio programa.

```
(
DCDU
-----
(ncdu) ( nome cdu )
9995 CE_GESBO_V3
-----
(EFPAR (npar) ( valpar )
-----
( SVC Transformer Reactance
DEFPAR #Xt      0.047222  Transformer reactance in pu (on 100 MVA basis, Z=17% on 360MVA)
DEFPAR #KBase   0.166667  100 MVA/600 MVA basis
-----
( MAIN CONTROL LOOP
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #BMAX    3.000000  Upper susceptance limit
DEFPAR #BMIN   -3.000000  Lower susceptance limit
DEFPAR #SLOPE   0.030000  Slope range 0 to 10% (pu - 600 MVA basis)
DEFPAR #SLOPL   0.000000  Slope MIN(pu - 100 MVA basis)
DEFPAR #SLOPU   0.016667  Slope MAX(pu - 100 MVA basis)
DEFPAR #KP      7.0      Proportional gain
DEFPAR #KI     3500.0    Integral gain
-----
( MEASUREMENTS
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #TM      0.007    Measurement time constant
DEFPAR #Tthy    0.005    Thyristor control time constant
-----
( UNDERVOLTAGE STRATEGY
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #VSUB    0.75     Undervoltage strategy (set level)
DEFPAR #VRES    0.80     Undervoltage strategy (reset level)
DEFPAR #Times   0.005    UV strategy delay (set)
DEFPAR #Timer   0.020    UV strategy delay (reset)
-----
( OVERVOLTAGE PROTECTION
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #Vmax1   1.20     Level 1 Max voltage [pu]
DEFPAR #Tmax1   10.0     Level 1 Time Delay [s]
DEFPAR #Vmax2   1.30     Level 2 Max voltage [pu]
DEFPAR #Tmax2   1.00     Level 2 Time Delay [s]
DEFPAR #Vmax3   1.40     Level 3 Max voltage [pu]
DEFPAR #Tmax3   0.20     Level 3 Time Delay [s]
DEFPAR #Vmax4   1.80     Level 4 Max voltage [pu]
DEFPAR #Tmax4   0.05     Level 4 Time Delay [s]
( POD settings - to be defined by ONS
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #PFLAG   1.000    FLAG=1 POD injected at Voltage Regulator input, FLAG=0 for VR
output
DEFPAR #KS1     1.000    Gain for input 1
```

```

DEFPAR #T7          .0003  Lowpass filter time constant for input signal 1 (s)
DEFPAR #T8          1.000  Lead time constant for lead-lag filter for input signal 1 (s)
DEFPAR #T9          1.000  Lag time constant for lead-lag filter for input signal 1 (s)
DEFPAR #KS2         1.000  Gain for input 2
DEFPAR #T10         .0003  Lowpass filter time constant for input signal 2 (s)
DEFPAR #T11         1.000  Lead time constant for lead-lag filter for input signal 2 (s)
DEFPAR #T12         1.000  Lag time constant for lead-lag filter for input signal 2 (s)
DEFPAR #KS3         1.000  Gain for filters 3 and 4
DEFPAR #T13         10000  Highpass filter time constant (s)
DEFPAR #T14         10000  Highpass filter time constant (s)
DEFPAR #T15         1.000  Lead time constant for lead-lag filter 3 (s)
DEFPAR #T16         1.000  Lag time constant for lead-lag filter 3 (s)
DEFPAR #T17         1.000  Lead time constant for lead-lag filter 4 (s)
DEFPAR #T18         1.000  Lag time constant for lead-lag filter 4 (s)
DEFPAR #PODH        0.100  POD output upper saturation limit (pu on HVBaseV_LL)
DEFPAR #PODL        -0.100  POD output lower saturation limit (pu on HVBaseV_LL)

```

(-----)

(OPERATING MODES

(-----)

(Normal Operation = 2FILs + 2TCRs + 2TSCs

(EFPAR (npar) (valpar)

```

DEFPAR #QMAXC      3  Maximum leading power (pu)
DEFPAR #QMINC     -3  Maximum lagging power (pu)

```

(-----)

(EFPAR (npar) (valpar)

```

DEFPAR #MiAB      0.020
DEFPAR #QINIT     0.000
DEFPAR #VINIT     0.000

```

(MEDIUM VOLTAGE LIMITATION

(EFPAR (npar) (valpar)

```

DEFPAR #VMVMX    1.192083333  Maximum medium voltage (pu)

```

(ZERO VALUES TO BOTH INPUTS OF POD. As they are defined, use DLOCs!

```

DEFPAR #INPU1     0
DEFPAR #INPU2     0

```

(-----)

(Voltage Regulator

(DEFVA (stip) (vdef) (d1)

```

DEFVAL SLOPE #SLOPE
DEFVAL SlopeL #SLOPL
DEFVAL SlopeU #SLOPU
DEFVAL BMIN #BMIN
DEFVAL BMAX #BMAX

```

(-----)

(Undervoltage Strategy

(DEFVA (stip) (vdef) (d1)

```

DEFVAL BsvCL #BMIN
DEFVAL BsvCU #BMAX
DEFVAL Times #Times
DEFVAL Timer #Timer
DEFVAL ZERO 0.0
DEFVAL mZERO -0.001
DEFVAL HUM 1.0
DEFVAL mHUM -1.0

```

(-----)

(Overvoltage Protection

(DEFVA (stip) (vdef) (d1)

```

DEFVAL INF 9999.
DEFVAL TmaxV1 #Tmax1
DEFVAL VmaxV1 #Vmax1
DEFVAL TmaxV2 #Tmax2
DEFVAL VmaxV2 #Vmax2
DEFVAL TmaxV3 #Tmax3
DEFVAL VmaxV3 #Vmax3
DEFVAL TmaxV4 #Tmax4
DEFVAL VmaxV4 #Vmax4
DEFVAL X2015 0.0
DEFVAL X2025 0.0

```

```

DEFVAL      X2035  0.0
DEFVAL      X2045  0.0
DEFVAL VAR  X2051  OV_SET
(-----)
( REACTIVE POWER LIMITATION
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      QMAXC  #QMAXC
DEFVAL      QMINC  #QMINC
(DEFVAL      MiABS  #MiAB
DEFVAL      QINIT  #QINIT
DEFVAL      VINIT  #VINIT
(-----)
( MEDIUM VOLTAGE LIMITATION
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      VMVMX  #VMVMX
(-----)
( POD INPUTS: to be defined ...
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      INPUT1 #INPU1
DEFVAL      INPUT2 #INPU2
DEFVAL      PFLAG1 #PFLAG
(-----)
( Ajustes
(-----)
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      PODH  #PODH
DEFVAL      PODL  #PODL
(-----)
( Condiçoes Iniciais
(-----)
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      X03   0.00
DEFVAL      X06   0.00
DEFVAL      X20   0.00
DEFVAL      X50  -.0001
(-----)
(***** AUX SIGNALS *****
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 ENTRAD          UREF
0002 ENTRAD          SLOPE
0003 ENTRAD          BMAX
0004 ENTRAD          BMIN
0005 ENTRAD          ZERO
0006 ENTRAD          mZERO
0007 ENTRAD          HUM
0008 ENTRAD          mHUM
0009 ENTRAD          TimeS
0010 ENTRAD          TimeR
0011 ENTRAD          QMAXC
0012 ENTRAD          QMINC
(0013 ENTRAD          MiABS
0014 ENTRAD          QINIT
0015 ENTRAD          VINIT
0016 ENTRAD          VMVMX
(-----)
(***** INPUT SIGNALS *****
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0020 IMPORT VCES          V_HV
0030 IMPORT QCES          Q_HV
0031 FRACAO          Q_HV  Q_pu  1.0  0.0  3.0  0.0
0032 SAIDA          Q_pu
0040 IMPORT ICES          ICES
0050 GANHO          ICES  dVtr  #Xt
0060 SOMA          dVtr  V_MV
          V_HV  V_MV

```

```

(-----)
(***** PRIMARY MEASUREMENTS *****)
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0070 LEDLAG      V_HV  V_HVM  1.00      1.00  #TM
(-----)
(***** MEDIUM VOLTAGE LIMITATION (UPPER)*****)
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0100 SOMA        VVMX    dVMU
          -V_MV    dVMU
0110 FUNCAO HISTE1 dVMU  X02  #MiAB 0.0  1
          -#MiAB 1.0
(0110 FUNCAO  ABS  dVMU  MdVMU
(0120 COMPAR .GE.  MdVMU  X01
(          MiABS  X01
(0130 LOGIC  .NOT. X01  X02
0140 INTRES  dVMU  X03      10          BMIN  ZERO
          X02  X03
          VINIT X03

(-----)
(***** REACTIVE POWER LIMITATION (UPPER)*****)
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0150 SOMA        QMAXC   dQCU
          -Q_HV    dQCU
0170 FUNCAO HISTE1 dQCU  X05  #MiAB 0.0  1
          -#MiAB 1.0
0190 INTRES      dQCU  X06      10          BMIN  ZERO
          X05  X06
          QINIT X06
0200 SOMA        BMAX   BMAX2
          X03   BMAX2
          X06   BMAX2
0210 LIMITA      BMAX2  BUPPER          BMIN  BMAX
(-----)
(***** REACTIVE POWER LIMITATION (LOWER)*****)
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0220 SOMA        QMINC   dQCL
          -Q_HV    dQCL
0230 FUNCAO HISTE1 dQCL  X08  #MiAB 0.0  1
          -#MiAB 1.0
(0230 FUNCAO  ABS  dQCL  MdQCL
(0240 COMPAR .GE.  MdQCL  X07
(          MiABS  X07
(0250 LOGIC  .NOT. X07  X08
0260 INTRES  dQCL  X09      10          ZERO  BMAX
          X08  X09
          QINIT X09
0270 SOMA        BMIN   BMIN2
          X09   BMIN2
0280 LIMITA      BMIN2  BULOWR          BMIN  BMAX
(-----)
(***** UNDERVOLTAGE STRATEGY *****)
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0290 FUNCAO HISTE1 V_HVM  X10  #VRES 0.00  2
          #VSUB  1.00
0300 INTRES      HUM    X20      1.00
          X10   X20
          ZERO  X20
0310 COMPAR .LE.  X20   X30
          Times X30
0320 LOGIC  .NOT. X30   X40
0330 INTRES  mHUM   X50      1.00          mZERO  Timer

```

```

                                X40   X50
                                TimeR X50
0340 COMPAR .LT.                X50   X60
                                ZERO   X60
0350 MULTPL                      X30   UVset
                                X60   UVset
0360 MULTPL                      BULOWR BsvCL
                                UVset  BsvCL
                                OVTrip BsvCL
0370 MULTPL                      BUPPER BsvCU
                                UVset  BsvCU
                                OVTrip BsvCU
(-----)
(***** POD *****
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----)
0400 ENTRAD                      PFLAG1
0410 ENTRAD                      INPUT1
0420 ENTRAD                      INPUT2
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0430 GANHO                      INPUT1 X070 #KS1
0440 LEDLAG                      X070 X071 1. 0. 1. #T7
0450 LEDLAG                      X071 X072 1. #T8 1. #T9
0460 GANHO                      INPUT2 X073 #KS2
0470 LEDLAG                      X073 X074 1. 0. 1. #T10
0480 LEDLAG                      X074 X075 1. #T11 1. #T12
0490 SOMA                        X072 X076
                                X075 X076
0500 GANHO                      X076 X077 #KS3
0510 WSHOUT                      X077 X078 #T13 1. #T13
0520 WSHOUT                      X078 X079 #T14 1. #T14
0530 LEDLAG                      X079 X080 1. #T15 1. #T16
0540 LEDLAG                      X080 X081 1. #T17 1. #T18
0550 LIMITA                      X081 dvPOD                                PODL  PODH
0560 MULTPL                      dvPOD xPOD1
                                PFLAG1 xPOD1
0570 LOGIC .NOT. PFLAG1 PFLAG2
0580 MULTPL                      dvPOD xPOD2
                                PFLAG2 xPOD2
(-----)
(***** VOLTAGE REGULATOR *****
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
1000 GANHO                      SLOPE SLOPE1 #KBase
1001 LIMITA                      SLOPE1 SLOPE2                                SlopeL SlopeU
1010 MULTPL                      X100 VSLOPE
                                V_HVM VSLOPE
                                SLOPE2 VSLOPE
1020 SOMA                        UREF Err
                                XPOD1 Err
                                -VSLOPE Err
                                -V_HVM Err
1030 PROINT                      Err X100 #KI 1.0 BsvCL BsvCU
1040 GANHO                      Err X200 #KP
1060 SOMA                        X100 X300
                                X200 X300
1050 LIMITA                      X300 BREF                                BsvCL BsvCU
1070 LEDLAG                      BREF BCES1 1.0 1.0 #Tthy
1080 SOMA                        BCES1 BCES
                                XPOD2 BCES
1090 EXPORT BCES BCES
(-----)
( Over voltage Protection - Level 1 (V>1.20pu) (t=10.0s)
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
2010 ENTRAD                      TmaxV1

```

```

2012 ENTRAD          VmaxV1
2013 COMPAR .GT.    V_HVM X2013
                   VmaxV1 X2013
2014 LOGIC  .NOT.   X2013 X2014
2015 INTRES          X2013 X2015 1.          Zero  INF
                   X2014 X2015
                   Zero  X2015
2016 COMPAR .GT.    X2015 X2016
                   TmaxV1 X2016
(-----)
( Over voltage Protection - Level 2 (V>1.30pu) (t=1.0s)
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
2020 ENTRAD          TmaxV2
2022 ENTRAD          VmaxV2
2023 COMPAR .GT.    V_HVM X2023
                   VmaxV2 X2023
2024 LOGIC  .NOT.   X2023 X2024
2025 INTRES          X2023 X2025 1.          Zero  INF
                   X2024 X2025
                   Zero  X2025
2026 COMPAR .GT.    X2025 X2026
                   TmaxV2 X2026
(-----)
( Over voltage Protection - Level 3 (V>1.40pu) (t=0.2s)
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
2030 ENTRAD          TmaxV3
2032 ENTRAD          VmaxV3
2033 COMPAR .GT.    V_HVM X2033
                   VmaxV3 X2033
2034 LOGIC  .NOT.   X2033 X2034
2035 INTRES          X2033 X2035 1.          Zero  INF
                   X2034 X2035
                   Zero  X2035
2036 COMPAR .GT.    X2035 X2036
                   TmaxV3 X2036
(-----)
( Over voltage Protection - Level 4 (V>1.80pu) (t=0.05s)
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
2040 ENTRAD          TmaxV4
2042 ENTRAD          VmaxV4
2043 COMPAR .GT.    V_HVM X2043
                   VmaxV4 X2043
2044 LOGIC  .NOT.   X2043 X2044
2045 INTRES          X2043 X2045 1.          Zero  INF
                   X2044 X2045
                   Zero  X2045
2046 COMPAR .GT.    X2045 X2046
                   TmaxV4 X2046
(-----)
2050 LOGIC  .OR.    X2016 OV_SET
                   X2026 OV_SET
                   X2036 OV_SET
                   X2046 OV_SET
2051 LOGIC  FFLOP1 OV_RST X2051
                   OV_SET X2051
2052 LOGIC  .NOT.   X2051 OVTRIP
2053 ENTRAD          OV_RST
DEFVAL          OV_RST 0.0
FIMCDU
999999
(
FIM

```