



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

**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**

Aurélio Luiz Magalhães Coelho

Itajubá, junho de 2016



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Aurélio Luiz Magalhães Coelho

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

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira

Junho de 2016

Itajubá – MG

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

Aurélio Luiz Magalhães Coelho

Tese aprovada por banca examinadora em 22 de junho de 2016, conferindo ao autor o título de **Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.**

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Luís Henrique Lopes Lima
Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof. Dr. Ronaldo Rossi
Universidade Estadual Paulista, UNESP/GUA

Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Dr. Carlos Alberto Murari Pinheiro
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira (Orientador)
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Junho de 2016

Itajubá – MG



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O I
FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Título da Tese: **“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”.**

Autor: **Aurélio Luiz Magalhães Coelho**

JULGAMENTO

| Examinadores | Conceito A = Aprovado - R = Reprovado | Rubrica |
|--------------|--|---------|
| 1º | A | |
| 2º | A | |
| 3º | A | |
| 4º | A | |
| 5º | A | |
| 6º | A | |

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
- (2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
- (3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Tese.

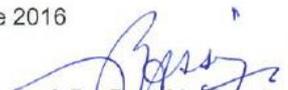
Este documento terá a validade de 90 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Tese.

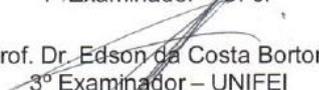
Resultado Médio: **Conceito:** A, ou seja, APROVADO

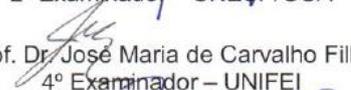
Observações: _____

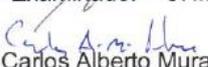
Itajubá, 22 de Junho de 2016

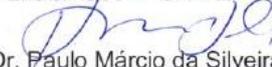

Prof. Dr. Luís Henrique Lopes Lima
1º Examinador – UFJF


Prof. Dr. Ronaldo Rossi
2º Examinador – UNESP/GUA


Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni
3º Examinador – UNIFEI


Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho
4º Examinador – UNIFEI


Prof. Dr. Carlos Alberto Murari Pinheiro
5º Examinador – UNIFEI


Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira
6º Examinador – UNIFEI

Este trabalho é dedicado aos meus amados pais Luiz Coelho Júnior e Maria de Fátima G. M. Coelho a quem devo todas as minhas conquistas na vida.

AGRADECIMENTOS

Ao meu Deus, por me conceder fé, perseverança e amparo durante esta longa caminhada.

Aos meus pais, Luiz Coelho e Maria de Fátima. Pela compreensão e apoio incondicional. Por entenderem os momentos de ausência, apesar de em pensamento e no coração estarem sempre ao meu lado. Essa etapa da minha vida não seria possível sem a formação que vocês me proporcionaram ao longo da vida. Ao meu querido irmão André Coelho e sua linda família e a minha querida irmã Aline Coelho. Essa vitória é de todos vocês. Muito obrigado!

Aos meus avôs Odílio e Luiz Coelho (*in memoriam*), e as minhas avós Zita (*in memoriam*) e Helosine, pois é preciso amparo e inspiração para viver.

Ao meu orientador professor Dr. Paulo Márcio da Silveira, cuja ajuda e oportunidades foram essenciais durante esta caminhada. Obrigado por contribuir com minha formação acadêmica e pela confiança depositada.

Agradeço aos colegas, alunos e professores da UNIFEI, campus Itajubá e campus Itabira, que durante esta caminhada, tornaram o dia a dia mais agradável para o trabalho.

Aos meus companheiros de batalha e de morada: Denisson Queiroz, Diogo Marujo, Carlos Henrique, Renan Lima e Marcus Sollyvan. Obrigado pela convivência e pelos laços de amizade e família que fizemos. Aos amigos tão importantes que fiz em Itajubá: Adriano Almeida, Arthur Perini, Airton Violin, Alan Nobrega, Bruno Nadai, Dabit Sonoda, Francisco Portelinha, Marcos Santos, Pedro Braga, Silas Oliveira, Thiago Galvão e Watson Peres. Foi muito bom conviver com todos vocês. Obrigado a todos!

Um agradecimento à equipe participante do convênio de pesquisa com a empresa ALSTOM que foi o pontapé para realização deste trabalho: Carlos Alberto Villegas, Carlos Carrer e demais colaboradores por parte da UNIFEI e o coordenador do projeto Rafael Miquelino por parte da ALSTOM. A ajuda mútua, as trocas de informações e o suporte técnico foram essenciais durante a execução desse trabalho.

Gostaria de agradecer também a família Coelho e Galvão Magalhães, e alguns amigos que embora lutassem suas batalhas em outros lugares sempre estiveram na torcida: Tiago Oliveira, Saul Raposo, Leonardo Estrela, Breno Lima, Victor e Cristiano Sardinha,

Diego Mesquita, Rodrigo Albuquerque, Diego Rolim e aos colegas do curso de graduação em engenharia elétrica da UFMA.

Agradeço à família Ferreira por ter me acolhido durante minha chegada em Itajubá, à família Costa Oliveira pelo suporte, amparo e convivência em um seio familiar e a Frederico Passos por ter me abrigado durante minha chegada em Itabira. Sou grato a todos vocês. Muito Obrigado!

Agradeço a todos aqueles que em algum momento se lembraram de mim em suas orações e que de forma direta ou indiretamente contribuíram para a conclusão desse trabalho.

Agradeço a CAPES e a FAPEMIG pelo suporte financeiro durante a execução desse trabalho de doutorado.

RESUMO

Dentre os principais equipamentos que compõem o sistema de potência, a máquina síncrona destaca-se por possuir esquemas complexos de controle que influenciam na estabilidade do sistema elétrico, controlando a operação da turbina e a excitatriz do gerador. No caso da excitatriz do gerador, o regulador automático de tensão (AVR) controla a tensão terminal e a potência reativa fornecida pela máquina. Além disso, os AVRs podem ser dotados de outras malhas de controle com funções adicionais de proteção no gerador e no próprio sistema de excitação, como é o caso das malhas de limitação de excitação. Além da ação de controle conferida por esses limitadores, o sistema deve ser equipado com relés de proteção para garantir a segurança em caso de uma perda de excitação ou sobreexcitação, evitando danos à máquina e efeitos adversos sobre o sistema. Nesse contexto, torna-se necessário a aplicação de sistemas coordenados de proteção e controle que permitam garantir a estabilidade do sistema e a proteção das máquinas. Assim, este documento apresenta um modelo unificado para teste e simulação da proteção de geradores síncronos, contemplando a interação dos seus ajustes com os limites definidos no sistema de excitação das máquinas. Para isso, um sistema teste completo de geração é implementado em um Simulador Digital em Tempo Real (RTDS), incluindo um novo modelo de sistema de excitação para sua biblioteca. Para validar o desempenho dinâmico do modelo implementado, são analisados os requisitos técnicos mínimos de desempenho de sistemas de excitação definidos em normas e procedimentos de rede. Na sequência, os limites definidos no sistema de excitação modelado são coordenados com os ajustes da proteção de perda de excitação e demais proteções associadas aos limites do regulador. Um esquema de teste em malha fechada (*Hardware-In-The-Loop*) usando um relé numérico foi implementado em laboratório para realização de testes a fim de investigar a interação das proteções do relé físico com os limites do sistema de excitação modelado. Resultados dessa avaliação são apresentados em diferentes cenários, para os quais a máquina e o sistema poderão estar submetidos.

ABSTRACT

Among the major equipments that compose the power system, the synchronous machine stands out for having complex control schemes that significantly influence in the electrical system stability. These schemes control the turbine operation and the generator exciter. For the generator exciter, the Automatic Voltage Regulator (AVR) controls the terminal voltage and reactive power supplied by the machine. Current AVRs also are endowed internally of other control loops that provide additional protection functions in the generator and excitation system itself, like as the excitation limitation loops. Beyond the control action provided by generator excitation limiters, the system must be equipped with protective relays to ensure that the system will operate correctly in case of a loss of excitation or overexcitation events, preventing machine damage and adverse effects on the power system. In this context, it is necessary to apply coordinated protection and control systems in order to ensure the system stability and generator protection. In this sense, this thesis presents a unified model for testing and simulation of synchronous generators protection, considering the coordination of their settings with adjusts defined in the generator excitation limiters. For this, a complete generator test system is implemented in a Real-Time Digital Simulator (RTDS), including a new excitation system model to your library. To evaluate the dynamic performance of the implemented model, the minimum technical requirements of excitation systems performance defined in standards procedures are analyzed. Thus, the limits of the excitation system are coordinated with the loss of excitation protection settings and other protections associated with these limiters. A closed loop test scheme (Hardware-In-The-Loop) using a numerical relay was implemented in laboratory in order to investigate the interaction between the relay protection functions and the limiters of the excitation system modeled. Results of this evaluation are presented in different scenarios that the machine and the system may be exposed.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1.1 - Curva de capacidade típica de gerador síncrono e seus limites de operação [13]. | 2 |
| Figura 2.1 - Diagrama de blocos de um sistema de controle da excitação de um gerador síncrono. | 11 |
| Figura 2.2 - Modelo matemático do sistema de excitação IEEE ST7B [36]..... | 13 |
| Figura 2.3 – Esquema de proteção com uma zona mho proposto por Mason [17]. | 26 |
| Figura 2.4 – Esquema de proteção com duas zonas mho proposto por Berdy [18], [22]..... | 28 |
| Figura 2.5- Característica mho com offset positivo no diagrama R-X: duas zonas, elemento direcional e limite de subexcitação (UEL) [12], [22]. | 32 |
| Figura 2.6 - Característica mho de distância [22]. | 35 |
| Figura 3.1 - RTDS da Universidade Federal de Itajubá utilizado neste trabalho [30]. | 42 |
| Figura 3.2 - Tela inicial do <i>software</i> RSCAD. | 44 |
| Figura 3.3 - Tela inicial do módulo <i>Draft</i> e biblioteca (<i>Library</i>). | 45 |
| Figura 3.4 - Exemplo de tela inicial do módulo <i>RunTime</i> | 46 |
| Figura 3.5- Exemplo de tela inicial do módulo <i>T-Line</i> | 46 |
| Figura 3.6 - Malha de elaboração da referência do AVR implementada no RSCAD[2]. | 48 |
| Figura 3.7 - Escala de variação normal da referência de tensão em função da frequência [32]. | 49 |
| Figura 3.8 - Malha de limitação da corrente estatórica (STCL) implementada no RSCAD [2]. | 49 |
| Figura 3.9 - Ação do limitador da corrente estatórica de acordo com o ponto de operação da máquina [32]. | 51 |
| Figura 3.10 - Malha de limitação da referência implementada no RSCAD [2]. | 52 |
| Figura 3.11- Malha principal de controle de tensão implementada no RSCAD [2]. | 53 |
| Figura 3.12 - Malha de limitação de sobreexcitação implementada no RSCAD [2]. | 55 |

| | |
|---|----|
| Figura 3.13 - Malha de limitação de subexcitação implementada no RSCAD [2]. | 56 |
| Figura 3.14 - Característica de limitação da malha UEL implementada no RSCAD: coordenadas PQ da curva de capacidade do gerador. | 56 |
| Figura 4.1 - Representação esquemática do Sistema São Simão, da forma como foi implementado no RSCAD. | 61 |
| Figura 4.2 - Representação do Sistema São Simão pelo ONS. | 62 |
| Figura 4.3 - Representação de uma das unidades geradoras do sistema São Simão no RSCAD. | 63 |
| Figura 4.4 - Modelo de LT disponível na biblioteca do RSCAD/ <i>Draft</i> e configurável no módulo <i>T-Line</i> | 65 |
| Figura 4.5 - Modelo de reatância <i>shunt</i> disponível na biblioteca do RSCAD utilizada nas linhas LT3 e LT4. | 66 |
| Figura 4.6 - Modelo de fonte equivalente disponível na biblioteca do RSCAD. | 67 |
| Figura 4.7 - Comportamento da tensão terminal do gerador 1 durante a rejeição do gerador 6 da UHE São Simão[2]. | 70 |
| Figura 4.8 - Comportamento da potência ativa do gerador 1 durante a rejeição do gerador 6 da UHE São Simão [2]. | 71 |
| Figura 4.9 - Comportamento da velocidade angular do gerador 1 durante a rejeição do gerador 6 da UHE São Simão [2]. | 71 |
| Figura 4.10 - Tensão de campo durante o defeito no lado de alta tensão do transformador elevador do gerador 1 [2]. | 72 |
| Figura 4.11 - Tensão terminal durante o defeito no lado de alta tensão do transformador elevador do gerador 1 [2]. | 73 |
| Figura 4.12 - Sinal ampliado da tensão terminal da Figura 4.11 - período inicial da falta [2]. | 73 |
| Figura 4.13 - Comportamento da tensão de campo do gerador 1 durante a variação em degrau de 2% na tensão de referência do sistema de excitação [2]. | 75 |
| Figura 4.14 - Comportamento da tensão de campo e da potência ativa do gerador 1 durante a variação em degrau de 4% na tensão de referência do sistema de excitação (com PSS) [2]. .. | 75 |

| | |
|---|----|
| Figura 4.15 - Comportamento da tensão terminal do gerador 1 durante a variação em degrau de 4% na tensão de referência do sistema de excitação [2]. | 76 |
| Figura 4.16 - Comportamento da tensão de campo do gerador 1 durante a variação em degrau de 4% na tensão de referência do sistema de excitação (sem PSS) [2]. | 76 |
| Figura 4.17 - Comportamento da corrente de campo e do limite térmico quando ocorre uma sobreexcitação. | 77 |
| Figura 4.18 - Comportamento da potência reativa, do limite de potência reativa e da corrente de campo quando ocorre uma subexcitação. | 78 |
| Figura 5.1- Características mho para proteção contra perda de excitação emuladas no módulo <i>RunTime</i> : a) uma zona com <i>offset</i> negativo; b) duas zonas com <i>offset</i> negativo e c) mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona. | 84 |
| Figura 5.2 - Limite SSSL plotado no diagrama R-X. | 85 |
| Figura 5.3 - Trajetória da impedância quando o sistema está operando em condições normais e conversão dos limites do gerador para o plano de R-X para a característica de proteção mho duplo com <i>offset</i> positivo. | 88 |
| Figura 5.4 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) quando o sistema está operando em condições nominais. | 89 |
| Figura 5.5 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL quando o sistema está operando em condições normais. | 89 |
| Figura 5.6 – Característica de distância com duas zonas de impedância utilizadas como proteção de retaguarda da máquina síncrona emulada no módulo <i>RunTime</i> . | 91 |
| Figura 5.7 - Esquema <i>Hardware-In-The-Loop</i> utilizado para testes no relé de proteção. | 93 |
| Figura 5.8 – Diagrama de controle para variação da tensão de campo. | 95 |
| Figura 5.9 – Variáveis da máquina e de atuação do sistema de proteção para um afundamento na tensão de campo de 85% durante 4 s: (a) tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL; (b) duração do afundamento, atuação do relé (<i>trip</i>) e dos disjuntores. | 96 |
| Figura 5.10 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) para um afundamento na tensão de campo de 85% durante 4 s. | 97 |

| | |
|--|-----|
| Figura 5.11 - Trajetória da impedância para um afundamento de 85% na tensão de campo durante 4 s: a) uma zona com <i>offset</i> negativo; b) duas zonas com <i>offset</i> negativo e c) mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona. | 97 |
| Figura 5.12 - Variáveis da máquina e de atuação do sistema de proteção para um afundamento na tensão de campo de 88% durante 4 s: (a) tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL; (b) duração do afundamento, atuação do relé (<i>trip</i>) e dos disjuntores. | 98 |
| Figura 5.13 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) para um afundamento na tensão de campo de 88% durante 4 s. | 98 |
| Figura 5.14 - Trajetória da impedância para um afundamento de 88% na tensão de campo durante 4 s: a) uma zona com <i>offset</i> negativo; b) duas zonas com <i>offset</i> negativo e c) mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona. | 99 |
| Figura 5.15 - Variáveis da máquina e de atuação do sistema de proteção para um afundamento na tensão de campo de 88% durante 4 s, considerando o limite UEL desligado: (a) tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL; (b) duração do afundamento, atuação do relé (<i>trip</i>) e dos disjuntores. | 100 |
| Figura 5.16 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) para um afundamento na tensão de campo de 88% durante 4 s, considerando o limite UEL desligado. | 100 |
| Figura 5.17 - Trajetória da impedância para a característica mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona: afundamento de 88% na tensão de campo durante 4 s, considerando o limite UEL desligado. | 101 |
| Figura 5.18 - Variáveis da máquina e de atuação do sistema de proteção para um afundamento na tensão de campo de 88% durante 5 s: (a) tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL; (b) duração do afundamento, atuação do relé (<i>trip</i>) e dos disjuntores. | 102 |
| Figura 5.19 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) para um afundamento na tensão de campo de 88% durante 5 s. | 103 |

| | |
|--|-----|
| Figura 5.20 - Trajetória da impedância para um afundamento de 88% na tensão de campo durante 5 s: a) uma zona com <i>offset</i> negativo; b) duas zonas com <i>offset</i> negativo e c) mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona. | 103 |
| Figura 5.21 - Variáveis da máquina e de atuação do sistema de proteção para uma perda total de campo (desabilitando a proteção): (a) tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL; (b) duração do afundamento, atuação do relé (<i>trip</i>) e dos disjuntores. | 104 |
| Figura 5.22 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) para uma perda total de campo (sem considerar a atuação do relé de proteção). | 105 |
| Figura 5.23 - Trajetória da impedância para uma perda total de campo (desabilitando a proteção): a) uma zona com <i>offset</i> negativo; b) duas zonas com <i>offset</i> negativo e c) mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona. | 105 |
| Figura 5.24 - Variáveis da máquina e de atuação do sistema de proteção para uma perda total de campo (habilitando a proteção): (a) tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL; (b) duração do afundamento, atuação do relé (<i>trip</i>) e dos disjuntores. | 106 |
| Figura 5.25 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) para uma perda total de campo (sem considerar a atuação do relé de proteção). | 106 |
| Figura 5.26 - Trajetória da impedância para uma perda total de campo (habilitando a proteção): a) uma zona com <i>offset</i> negativo; b) duas zonas com <i>offset</i> negativo e c) mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona. | 107 |
| Figura 5.27 – Valores de potência ativa e reativa de todas as máquinas do sistema de potência teste medidos no módulo <i>RunTime</i> do RSCAD. | 107 |
| Figura 5.28 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular, limite UEL e OEL* quando o gerador 6 perde excitação (sem considerar a atuação da sua proteção): (a) gerador 1* e (b) gerador 6. | 108 |
| Figura 5.29 - Potências ativa e reativa do gerador 1 (p.u. e MW/Mvar) para uma perda total de campo do gerador 6 (sem considerar a atuação da sua proteção). | 108 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5.30 - Trajetória da impedância para proteção do gerador 1 para uma perda total de campo do gerador 6: a) uma zona com <i>offset</i> negativo; b) mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona..... | 109 |
| Figura 5.31 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular e limite UEL quando o gerador 2 é desconectado (sem desligar o seu disjuntor de campo): (a) gerador 1 e (b) gerador 2. | 110 |
| Figura 5.32 - Potências ativa e reativa do gerador 1 (p.u. e MW/Mvar) quando o gerador 2 é desconectado do sistema..... | 110 |
| Figura 5.33 - Trajetória da impedância para proteção 40 do gerador 1 quando o gerador 2 é desconectado: a) uma zona com <i>offset</i> negativo; b) mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona..... | 111 |
| Figura 5.34 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular e limite UEL quando o gerador 2 é desconectado (sem desligar o seu disjuntor de campo): (a) gerador 1 e (b) gerador 3. | 111 |
| Figura 5.35 - Potências ativa e reativa do gerador 1 (p.u. e MW/Mvar) quando o gerador 3 é desconectado do sistema..... | 112 |
| Figura 5.36 - Trajetória da impedância para proteção 40 do gerador 1 quando o gerador 3 é desconectado: a) uma zona com <i>offset</i> negativo; b) mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona..... | 112 |
| Figura 5.37 - Representação da porção do sistema onde são aplicadas as faltas e os blocos de controle para a realização das mesmas dentro do módulo <i>RSCAD/Draft</i> | 113 |
| Figura 5.38 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular e limites UEL e OEL do gerador 1 para um curto-circuito trifásico na LT com duração de 0,1 s e tempo de eliminação de 0,2 s..... | 114 |
| Figura 5.39 - Trajetória da impedância mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona para proteção 40 do gerador 1 para um curto-circuito trifásico na LT com duração de 0,1 s e tempo de eliminação de 0,2 s..... | 114 |
| Figura 5.40 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular e limites UEL e OEL do gerador 1 para um curto-circuito trifásico na LT com duração de 0,5 s sem retirada da linha..... | 115 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5.41 - Trajetória da impedância para um curto-circuito trifásico na LT com duração de 0,5 s sem retirada da linha: (a) mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona para proteção 40 do gerador 1 e (b) função de impedância de retaguarda do gerador 1..... | 116 |
| Figura 5.42 - Potências ativa e reativa do gerador 1 (p.u. e Mvar) para um carregamento de 25% durante um curto-circuito trifásico com duração de 1 s sem a retirada da linha..... | 116 |
| Figura 5.43 - Trajetória da impedância para um curto-circuito trifásico na LT com duração de 1 s sem retirada da linha e com a máquina com 25% de carregamento: (a) mho duplo com <i>offset</i> positivo na segunda zona para proteção 40 do gerador 1 e (b) função de impedância do gerador 1..... | 117 |
| Figura 5.44 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular e limites UEL e OEL do gerador 1 (com carregamento de 25%) para um curto-circuito trifásico na LT com duração de 1 s sem retirada da linha. | 118 |
| Figura 5.45- Potências ativa e reativa do gerador 1 (Mvar) durante uma rejeição de carga do gerador 1 com carregamento de: (a) 100%, (b) 75%, (c) 50% e (d) 25%. | 120 |
| Figura 5.46 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular e limites UEL e OEL do gerador 1 durante uma rejeição de carga do gerador 1 com carregamento de:(a) 100%, (b) 75%, (c) 50% e (d) 25%. | 121 |
| Figura 5.47 – Sinais de controle dos disjuntores e de atuação do relé de proteção durante uma rejeição de carga do gerador 1 com carregamento de:(a) 100%, (b) 75%, (c) 50% e (d) 25%. | 122 |
| Figura 5.48 – Relação volts/hertz durante uma rejeição de carga do gerador 1 com carregamento de:(a) 100%, (b) 75%, (c) 50% e (d) 25%. | 123 |
| Figura 5.49 – Tensão terminal, relação volts/hertz e limites UEL e OEL (desligados) do gerador 1 em regime. | 124 |
| Figura 5.50 - Relação volts/hertz do gerador 1 para a retirada de uma fonte equivalente. | 125 |
| Figura 5.51 - Tensão terminal, relação volts/hertz, frequência e limites UEL e OEL (desligados) do gerador 1 quando da retirada de uma linha de transmissão. | 126 |
| Figura A.1 - Sistema São Simão implementado no módulo <i>RSCAD/Draft</i> | 142 |
| Figura A.2 - Representação do bloco de faltas dentro do módulo <i>RSCAD/Draft</i> | 143 |

| | |
|--|-----|
| Figura A.3 - Bloco de controle dos disjuntores de potência dos extremos da linha..... | 144 |
| Figura A.4 - Esquema de controle de falta implementado no <i>RSCAD/Draft</i> | 145 |
| Figura A.5 - Ambiente de simulação do módulo RunTime implementado para o estudo. | 146 |
| Figura A.6 - Elementos de controle de falta e abertura dos disjuntores nas linhas. | 147 |
| Figura A.7 - Bloco que permite o controle da conexão das unidades geradoras à rede. | 147 |
| Figura A.8 - Elementos de controle de falta e abertura dos disjuntores nas linhas. | 148 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|-----|
| Tabela 2.1 – Principais funções de proteção aplicadas a geradores síncronos..... | 23 |
| Tabela 4.1 - Dados do gerador síncrono e do transformador elevador para parametrização no RSCAD..... | 64 |
| Tabela 4.2 - Valores das impedâncias de sequência e comprimento das LTs do Sistema São Simão..... | 66 |
| Tabela 4.3 - Valores das impedâncias das fontes equivalentes vistos dos barramentos principais interligados à SE São Simão..... | 68 |
| Tabela 5.1 - Valores das impedâncias em Ohms secundários para as características de proteção contra perda de excitação..... | 82 |
| Tabela 5.2 - Conversão dos pontos P-Q do limite UEL para valores R-X..... | 86 |
| Tabela 5.3 – Carregamentos da máquina e resposta da proteção para os eventos de rejeição de carga..... | 119 |

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E UNIDADES

| | |
|----------|--|
| A | Ampère |
| AC | <i>Alternating Current</i> |
| A/D | Analógico/Digital |
| ANAREDE | Análise de Redes |
| ANATEM | Análise de Transitórios Eletromecânicos |
| ANSI | <i>American National Standards Institute</i> |
| AVR | <i>Automatic Voltage Regulator</i> |
| ATP | <i>Alternative Transient Program</i> |
| CA | Corrente Alternada |
| CC | Corrente Contínua |
| CDU | Controlador Definido pelo Usuário |
| CERIn | Centro de Excelência em Redes Elétricas Inteligentes |
| D/A | Digital/Analógico |
| DC | <i>Direct Current</i> |
| DSP | <i>Digital Signal Processor</i> |
| Ef ou EF | Tensão de campo |
| EMT | <i>Electromagnetic Transient Program</i> |
| f | Frequência |
| FP | Fator de potência |
| FE | Fonte Equivalente |
| fmm | Força magnetomotriz |
| GPC | <i>Giga Processor Cards</i> |
| GQEE | Grupo de Estudos da Qualidade da Energia Elétrica |
| GTAO | <i>Gigabit Transceiver Analogue Output Card</i> |
| GTFPI | <i>Inter-Rack Communication Card</i> |
| H | Constante de Inércia da Máquina Síncrona |

| | |
|--------|---|
| HIL | <i>Hardware-In-The-Loop</i> |
| IEEE | Institute of Electrical and Electronics Engineers |
| if | Corrente de campo |
| kV | Quilovolts |
| L | Indutância |
| LOE | <i>Loss-of-Excitation</i> |
| LT | Linha de Transmissão |
| ms | Milissegundos |
| MVA | Megavolt-Ampères |
| Mvar | Megavolt-Ampères Reativo |
| MW | Megawatt |
| OEL | <i>Overexcitation Limiter</i> |
| ONS | Operador Nacional do Sistema |
| P | Potência Ativa |
| p.u. | Por unidade |
| PI | Proporcional Integral |
| PID | Proporcional Integral Derivativo |
| PSS | <i>Power System Stabilizer</i> |
| PSS/E | <i>Power System Simulator for Engineering</i> |
| Q | Potência Reativa |
| R | Resistência |
| rad | Radianos |
| RISC | <i>Reduced Instruction Set Computer</i> |
| rms | <i>Root mean square</i> |
| RSCAD | <i>Real Time Simulation Computer Aided Design</i> |
| RTDS | <i>Real Time Digital Simulator</i> |
| RTC | Relação de Transformação do Transformador de Corrente |
| RT-LAB | <i>Real-Time Laboratory</i> |

| | |
|----------|--|
| RTP | Relação de Transformação do Transformador de Potencial |
| RV | Regulador de Velocidade |
| s | Segundos |
| SE | Subestação |
| SEP | Sistema Elétrico de Potência |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| SINDAT | Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN |
| SSSL | <i>Steady-State Stability Limit</i> |
| ST | <i>Static excitation systems</i> |
| STCL | Malha de limitação da corrente estatórica |
| Std | <i>Standard</i> |
| TC | Transformador de Corrente |
| TP | Transformador de Potencial |
| UEL | <i>Underexcitation Limiter</i> |
| UHE | Usina Hidrelétrica |
| UNIFEI | Universidade Federal de Itajubá |
| V | Volts |
| Vca | Tensão alternada |
| VDROOP | Sinal de compensação de carga |
| VOEL | Limitação de sobreexcitação |
| VREF | Tensão de Referência |
| VS ou Vs | Sinal estabilizante do PSS |
| VSCL | Limitação da corrente estatórica |
| VUEL | Limitação de subexcitação |
| X | Reatância |
| Ω | Ohm |

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| AGRADECIMENTOS | IV |
| RESUMO | VI |
| ABSTRACT | VII |
| LISTA DE FIGURAS | VIII |
| LISTA DE TABELAS..... | XVI |
| LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E UNIDADES..... | XVII |
| SUMÁRIO..... | XX |
| CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 1 |
| 1.2 CONTEXTUALIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA PARA ESCOLHA DO TEMA..... | 1 |
| 1.2.1 <i>O sistema de excitação e sua interação com a proteção</i> | 1 |
| 1.2.2 <i>Uso da simulação digital em tempo real para estudos de proteção e controle</i> | 3 |
| 1.2.3 <i>Motivação e Justificativas</i> | 4 |
| 1.3 OBJETIVOS | 6 |
| 1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO | 7 |
| CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTOS TEÓRICOS..... | 10 |
| 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 10 |
| 2.2 VISÃO GERAL DE SISTEMAS DE CONTROLE DE EXCITAÇÃO..... | 10 |
| 2.2.1 <i>O sistema de excitação IEEE ST7B</i> | 12 |
| 2.2.2 <i>Representação em modelos computacionais e critérios para avaliação do desempenho de sistemas de excitação</i> | 14 |
| 2.3 VISÃO GERAL DE PROTEÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS..... | 22 |
| 2.3.1 <i>Proteção e controle de um gerador subexcitado (40)</i> | 24 |
| 2.3.2 <i>Proteção contra subtensão (27)</i> | 34 |
| 2.3.3 <i>Proteção de mínima impedância ou distância (21)</i> | 35 |
| 2.3.4 <i>Proteção contra sobreexcitação – volts/hertz (24)</i> | 36 |
| 2.3.5 <i>Proteção contra sobretensão (59)</i> | 37 |
| 2.3.6 <i>Proteção contra sub e sobfrequência (81)</i> | 39 |
| 2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 39 |

| | |
|---|-----------|
| CAPÍTULO 3 - MODELAGEM DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO..... | 41 |
| 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 41 |
| 3.2 <i>REAL TIME DIGITAL SIMULATOR (RTDS)</i> | 41 |
| 3.2.1 <i>Hardware do RTDS</i> | 41 |
| 3.2.2 <i>Software do RTDS</i> | 43 |
| 3.3 MODELAGEM DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO NO RTDS | 47 |
| 3.3.1 <i>Malha de elaboração da referência – Limitação do fluxo</i> | 47 |
| 3.3.2 <i>Malha de limitação da corrente estatórica – STCL</i> | 49 |
| 3.3.3 <i>Malha de limitação da referência</i> | 51 |
| 3.3.4 <i>Malha principal de controle de tensão – VREG</i> | 52 |
| 3.3.5 <i>Malha de limitação de sobreexcitação – OEL</i> | 54 |
| 3.3.6 <i>Malha de limitação de subexcitação – UEL</i> | 55 |
| 3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 57 |
| CAPÍTULO 4 - SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DINÂMICO DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA | 59 |
| 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 59 |
| 4.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE POTÊNCIA TESTE | 59 |
| 4.3 DEFINIÇÃO DA TOPOLOGIA DA REDE PARA IMPLEMENTAÇÃO NO RTDS | 60 |
| 4.4 MODELAGEM DO SISTEMA DE POTÊNCIA TESTE NO RTDS | 62 |
| 4.4.1 <i>Gerador síncrono para estudos de proteção</i> | 62 |
| 4.4.2 <i>Linhas de transmissão</i> | 65 |
| 4.4.3 <i>Reatores das linhas de transmissão</i> | 66 |
| 4.4.4 <i>Fontes equivalentes</i> | 67 |
| 4.4.5 <i>Representação geral do sistema teste e seus controles implementados no RTDS</i> | 68 |
| 4.5 SIMULAÇÕES PARA ANÁLISE DO DESEMPENHO DINÂMICO DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO | 68 |
| 4.5.1 <i>Resultados do teste de controle de tensão</i> | 70 |
| 4.5.2 <i>Resultados do teste de tensão de teto sob condições de defeito</i> | 72 |
| 4.5.3 <i>Resultados do teste de sensibilidade</i> | 74 |
| 4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 78 |

| | |
|--|------------|
| CAPÍTULO 5 – TESTE E AVALIAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO ASSOCIADAS AOS LIMITES DE EXCITAÇÃO DO MODELO DE AVR IMPLEMENTADO NO RTDS..... | 80 |
| 5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 80 |
| 5.2 AJUSTES DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO ASSOCIADAS AOS LIMITES DO AVR | 81 |
| 5.2.1 Ajuste da proteção ANSI 40 e coordenação com os limites UEL e SSSL | 81 |
| 5.2.2 Ajuste das proteções de retaguarda: subtensão (ANSI 27) e distância (ANSI 21) | 90 |
| 5.2.3 Ajuste da proteção contra sobreexcitação (ANSI 24), sobretensão (ANSI 59) e frequência (ANSI 81) | 91 |
| 5.2.4 Esquema de Teste em Malha Fechada: Simulação Hardware-In-The-Loop (HIL)..... | 92 |
| 5.3 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PARA AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DO GERADOR | 94 |
| 5.3.1 Avaliação da proteção 40 e sua coordenação com os limites do gerador em cenários de subexcitação | 94 |
| 5.3.2 Avaliação das proteções 24, 59 e 81 e a coordenação com os limites do AVR..... | 118 |
| 5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 126 |
| CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES, CONTRIBUIÇÕES, LIMITAÇÕES E PROPOSTAS FUTURAS..... | 128 |
| 6.1 CONCLUSÕES | 128 |
| 6.2 CONTRIBUIÇÕES..... | 130 |
| 6.2.1 Publicações..... | 130 |
| 6.2.2 Orientações..... | 131 |
| 6.3 LIMITAÇÕES, MELHORIAS E TRABALHOS FUTUROS | 132 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 133 |
| APÊNDICE | 141 |
| APÊNDICE A - REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA DE POTÊNCIA TESTE E SEUS CONTROLES IMPLEMENTADOS NO RTDS | 141 |
| A.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 141 |
| A.2 REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA DE POTÊNCIA TESTE NO RSCAD/DRAFT | 141 |
| A.2 MODELAGEM DOS ESQUEMAS DE CONTROLE NO RSCAD/DRAFT | 143 |
| A.3 IMPLEMENTAÇÃO DA TELA DE SIMULAÇÃO NO <i>RUNTIME/RSCAD</i> | 146 |
| ANEXOS | 149 |
| ANEXO A - MODELOS DE SISTEMAS DE EXCITAÇÃO PADRONIZADOS PELO IEEE QUE SÃO RELACIONADOS COM OS AVRS COMERCIAIS [36]..... | 149 |

| | |
|--|-----|
| ANEXO B - FOLHA DE DADOS DA CURVA DE CAPABILIDADE DOS GERADORES DA UHE SÃO SIMÃO (A TENSÃO NOMINAL)..... | 150 |
|--|-----|

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

As unidades geradoras têm fundamental importância em um sistema elétrico de potência (SEP), representando uma grande parcela de investimento nesse sistema. As máquinas estão submetidas a falhas e condições anormais de operação que podem provocar mudanças nos níveis de excitação, e que devem ser reconhecidas e eliminadas a fim de se evitar as extensões dos danos. Durante esses eventos, que levam o gerador a operar de modo sub ou sobrecitado, poderá haver conflito de competências entre os limites definidos no sistema de controle de excitação da máquina e os ajustes da sua proteção. Por essa razão, atenção necessária deve ser dada nesses cenários.

Este capítulo apresenta uma breve visão da temática deste trabalho, onde um novo sistema de excitação modelado para um ambiente de simulação digital em tempo real tem seus limites operacionais, definidos nas suas malhas de controle, coordenados com o sistema de proteção. As justificativas para realização desse trabalho, assim como o uso do simulador em tempo real para este fim, são apresentadas.

1.2 Contextualização e Justificativa para Escolha do Tema

1.2.1 O sistema de excitação e sua interação com a proteção

Tradicionalmente, os sistemas elétricos são subdivididos em quatro partes principais, interconectadas entre si: geração, transmissão, subtransmissão e distribuição. Cada parte desse sistema deve possuir esquemas de controle e proteção a fim de assegurar a rápida desconexão de todo equipamento elétrico submetido a qualquer anormalidade que force o SEP a operar fora dos limites previstos.

Dentre os principais equipamentos que compõem o sistema de geração, a máquina síncrona, operando como um gerador de corrente alternada, impulsionada por uma turbina, destaca-se por possuir esquemas complexos de controle que influenciam significativamente na estabilidade do sistema elétrico [1]. Estes esquemas controlam basicamente a operação da turbina e da excitatriz do gerador. No caso da excitatriz do gerador, controla-se a tensão terminal e a potência reativa fornecida pela máquina. Estas ações de controle na excitatriz do

gerador são feitas pelo regulador automático da tensão de campo do sistema de excitação, também conhecido como AVR (*Automatic Voltage Regulator*) [2].

Os atuais AVRs, além de proporcionar a função principal de controle de tensão, são dotados internamente de outras malhas de controle que permitem fornecer funções adicionais de proteção no gerador e no próprio sistema de excitação. Tem-se como exemplo: as malhas de limitação de sobreexcitação, limitação de subexcitação e limitação da corrente estatórica [2]-[8].

Ainda com relação à excitação das máquinas síncronas, um dos problemas de grande interesse prático, com efeito sobre a operação normal de um gerador síncrono é a perda de excitação (*LOE – Loss-of-Excitation*), parcial ou total [9]. 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 [10].

Quando o gerador síncrono opera em níveis baixos de excitação, uma primeira ação de controle é tomada pelo limitador de subexcitação (*UEL – Underexcitation Limiter*), que faz parte do sistema de excitação da máquina. Este limitador atua de modo a forçar o AVR a controlar o nível de excitação [10]-[12]. Pode também evitar que o gerador opere abaixo do limite de operação em estado estacionário (*SSSL – Steady-State Stability Limit*), impedindo que a máquina perca o sincronismo. A Figura 1.1 mostra um exemplo de curva de capacidade de gerador de rotor cilíndrico [13]. Nesta curva é possível visualizar os limites de funcionamento em que a máquina pode operar com segurança.

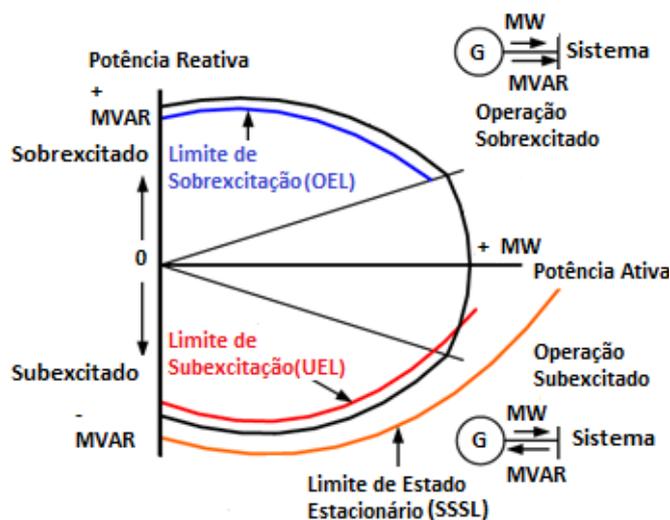


Figura 1.1 - Curva de capacidade típica de gerador síncrono e seus limites de operação [13].

Além da ação de controle conferida pelo limitador UEL, o sistema deve ser equipado com relés de proteção (ANSI 40) para garantir a segurança em caso de uma perda de excitação, evitando danos à máquina e efeitos adversos sobre o sistema. Estes relés não devem atuar para oscilações estáveis de potência (OEP) [13].

Com relação ao desempenho da proteção, um problema recorrente é observado: muitos desligamentos indevidos de unidades geradoras podem acontecer se não houver uma verificação cuidadosa da interação entre a proteção ANSI 40, o limitador UEL e o limite SSSL [13]. Para certas perturbações no sistema elétrico, que levam o gerador a operar subexcitado, pode ocorrer um conflito de competências entre o limite UEL, que tenderá a controlar o AVR para evitar que se exceda o limite de estabilidade permanente, e a proteção ANSI 40 que, dependendo dos níveis de excitação alcançados, poderá promover o desligamento da máquina [11]-[15].

O ajuste típico da função 40, difundido pela literatura e em manuais de relés [16]-[22], provê proteção apenas contra perda total de campo sob alegação de que o ajuste para perda parcial de campo pode gerar desligamento indevido das unidades geradoras. Esse ajuste típico pode deixar o gerador vulnerável a graves danos causados pela perda parcial de campo, afetando o gerador e a estabilidade do sistema elétrico. Para uma operação adequada deste relé é necessário que haja uma coordenação entre a proteção e os limites de operação da máquina [10]-[15].

Em outro cenário, onde situações de operação podem provocar sobretensões e variações na frequência da rede que levam a um aumento da densidade de fluxo magnético além do valor nominal da máquina, o limitador de sobreexcitação (OEL), que também faz parte do sistema de excitação da máquina, provê proteção contra o sobreaquecimento do gerador, evitando que a máquina opere acima do limite de campo. A característica deste limitador deve também ser coordenada com as proteções associadas, como, por exemplo, as funções de sobreexcitação (ANSI 24 - volts/hertz), sobretensão (ANSI 59) e sub/sobrefrequência (ANSI 81) do gerador [13].

1.2.2 Uso da simulação digital em tempo real para estudos de proteção e controle

Devido à importância do AVR em um sistema de geração, conforme supracitado na seção anterior, é necessário a avaliação do seu comportamento dinâmico antes de colocá-lo em plena operação. Entretanto, o AVR é convencionalmente testado no local em que o

gerador está instalado. Por este motivo, em alguns casos, o teste do desempenho dinâmico do AVR pode ser difícil de realizar, além de exigir tempo e podendo ser muito dispendioso.

Embora os AVRs possam ser instalados e testados em geradores síncronos de baixa potência em laboratório, há vários eventos ou cenários que não podem ser mensurados usando esse método [23]. Além disso, a resposta deste tipo de máquina é diferente das de alta potência. Por esta razão, uma ferramenta complementar é necessária para simulação de sistemas em tempo real [23]-[28].

Os simuladores em tempo real vêm se tornando uma ferramenta fundamental em vários campos da engenharia elétrica. Hoje em dia, poderosos processadores podem simular sistemas de potência relativamente complexos, e estão gradualmente sendo utilizados em universidades e laboratórios de pesquisa, como é o caso do RTDS (*Real Time Digital Simulator*) [29] do Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos do Centro de Excelência em Redes Inteligentes (CERIn) da Universidade Federal de Itajubá.

Além de ser utilizado como plataforma computacional de simulação, o RTDS disponibiliza respostas em tempo real para aplicações de testes de malha fechada (*Hardware-In-The-Loop* - HIL). Desta forma, dispositivos de controle e proteção podem ser conectados ao RTDS para interagir com simulações em sistemas elétricos de potência, considerando-se esta sua principal característica [11], [12], [24], [30]-[31].

1.2.3 Motivação e Justificativas

Em vista das potencialidades do RTDS apresentadas na subsecção 1.2.2, a empresa ALSTOM Brasil e a UNIFEI assinaram um convênio de pesquisa para desenvolver estudos de máquinas síncronas, assim como suas funções de controle e proteção associadas, utilizando o RTDS. Análises de vários sistemas, desde os mais simples até os mais complexos, envolvendo modelos de geradores síncronos fabricados pela ALSTOM, foram realizadas durante o desenvolvimento deste convênio de pesquisa [2].

Dentro da biblioteca do *software* do RTDS, o RSCAD (*Real Time Simulation Computer Aided Design*), encontram-se os principais componentes de potência necessários para modelagem do sistema elétrico (geradores, transformadores, linhas de transmissão, cargas, etc.). Da mesma forma, vários componentes de controle são disponibilizados, dentre eles uma diversificada gama de modelos computacionais de sistemas de excitação,

reguladores de velocidade (*governor*) e sistemas de estabilização (PSS – *Power System Stabilizer*) utilizados nos controles de unidades geradoras.

A última versão do *software* RSCAD (3.003.2) utilizada no projeto continha um total de 35 modelos padronizados de sistemas de excitação. Entretanto, o modelo matemático ST7B, o qual é baseado o sistema de excitação Alspa® Controgen V3 da ALSTOM [32], não estava disponibilizado. Por esta razão, foi necessária a modelagem completa das malhas desse novo sistema de excitação na biblioteca do RTDS, utilizando os componentes de controle básicos (funções de transferência, ganhos, comparadores, limitadores, etc.) disponíveis na biblioteca do RSCAD.

Como citado na subseção 1.2.1, o sistema de excitação pode ser composto de malhas de controle com a função de manter o nível de excitação da máquina em condições operativas seguras quando a mesma estiver exposta, por exemplo, a uma condição de OEP. É o caso do sistema de excitação implementado neste trabalho, que contém as malhas UEL e OEL. Em situações de perturbações que levam a máquina a perder a excitação ou sobreexcitar, a máquina deve ser monitorada por relés de proteção contra a perda de campo e contra sobreexcitação. Da mesma forma, para certas ocorrências no SEP, poderá haver conflito de competências entre os limites definidos no controle dos geradores e os ajustes da sua proteção.

Mesmo que as técnicas e métodos para estudar a interação dos limites do sistema de excitação com a proteção das máquinas síncronas sejam assuntos que têm sido abordados ao longo dos anos, como pode ser observado no levantamento da literatura que é apresentado no capítulo 2, este tema ainda gera discussões entre os especialistas do ramo de proteção de sistemas elétricos. Casos de operação inadequada de unidades geradoras devido à descoordenação entre a sua proteção e os seus limitadores, em especial o de subexcitação, ainda têm sido relatados. Portanto, ainda há certa apreensão em relação ao desempenho da proteção de geradores e sua interação com os limites do sistema de excitação das máquinas. Uma vez que o sistema de excitação modelado contém malhas de controle com esses limitadores, enxergou-se a necessidade de investigar a interação desses limites com o sistema de proteção, de acordo com as lacunas observadas na literatura.

Nesse contexto, em torno da temática, esse trabalho visa contribuir nos seguintes aspectos:

- Implementação de uma nova biblioteca de sistema de controle de excitação de máquinas síncronas para a biblioteca do RSCAD, dotado de malhas de controle que permitam verificar sua interação com a proteção da máquina síncrona;
- Disponibilizar em uma ferramenta de simulação computacional, um ambiente que permita ao usuário realizar, de forma integrada, a simulação dinâmica e em tempo real do sistema de geração e seus controles, além de testar e avaliar sua interação com a proteção física das máquinas em malha fechada, de forma a obter uma maior aproximação com a realidade.

1.3 Objetivos

O objetivo deste documento é apresentar as etapas realizadas, assim como os resultados e contribuições deste trabalho de tese. Os objetivos são apresentados nesse texto em duas etapas:

- A primeira etapa consiste em apresentar a modelagem do novo sistema de controle de excitação para a biblioteca do RSCAD. A resposta dinâmica do sistema de excitação implementado é avaliada por meio de sua aplicação em unidades geradoras de um sistema de potência teste [2] também simulado no RSCAD. Para avaliar o modelo implementado, são analisados os requisitos técnicos mínimos de desempenho de sistemas de excitação em acordo com os procedimentos de rede definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em [33] e pelos critérios definidos na norma internacional *IEEE Standard 421.2 (Guide For Identification, Testing and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation System)* [34].
- A segunda etapa consiste em apresentar a avaliação da proteção dos geradores síncronos do sistema de potência teste e sua coordenação com os limites definidos no sistema de controle de excitação implementado na primeira etapa. Com relação à operação subexcitada da máquina, um método presente na literatura para proteção contra perda parcial e total de excitação, que faz uso de uma característica *mho* com duas zonas combinadas com um elemento direcional (sendo a primeira zona com *offset* negativo e segunda com *offset* positivo), é adaptado para realização da coordenação com os limites (UEL e

SSSL). Para isso, os pontos que representam os limites da malha UEL, e que são traduzidos na curva de capacidade P-Q do gerador, são lançados para o plano R-X da proteção. O desempenho desta característica de proteção é comparado com as tradicionais filosofias de proteção contra perda de excitação propostas por Mason [17] e Berdy [18], com a proteção de subtensão (ANSI 27) e com a proteção de retaguarda (ANSI 21) para distúrbios que provoquem subexcitação do gerador. Com relação à operação sobreexcitada, é verificada a interação dos limites de sobreexcitação e de fluxo da máquina (OEL e V/Hz), definidos nas malhas do sistema de excitação, com os ajustes das proteções de sobreexcitação (ANSI 24), sobretensão (ANSI 59) e de sub/sobrefrequência (ANSI 81) de uma das unidades geradoras. Para isso, um relé numérico comercial é utilizado para proteção da unidade geradora através de simulação em malha fechada implementada em laboratório. Desse modo, diversos testes, para diferentes cenários de carregamento da máquina e de distúrbios, são realizados a fim de avaliar a coordenação da proteção da máquina com os limites do sistema de excitação implementado.

1.4 Estrutura do Trabalho

Além deste capítulo introdutório que apresenta aspectos relevantes ao tema, as motivações para escolha do mesmo e os objetivos deste trabalho, este texto contém mais cinco capítulos, referências bibliográficas, um apêndice e dois anexos. O **Capítulo 2** apresenta os fundamentos teóricos sobre os assuntos que são investigados neste trabalho. Uma visão geral dos sistemas de controle de excitação e da proteção de geradores é apresentada. Primeiramente, com relação aos sistemas de excitação, os principais tipos são brevemente citados, sendo dado um maior enfoque ao modelo estático ST7B, no qual é baseada a implementação realizada neste trabalho. Na sequência, um levantamento histórico acerca da representação em modelos computacionais dos sistemas de excitação é apresentado. Também são mostradas algumas das principais referências bibliográficas com relação a critérios para avaliação do desempenho dinâmico de AVRs, assim como as ferramentas utilizadas para tal. Por fim, são comentadas as funções de proteção de unidades geradoras exploradas nesse trabalho, com maior enfoque na proteção de perda de excitação, uma vez que a maior parte

dos resultados apresentados neste documento estão relacionados com a interação entre esta função de proteção e os limites de subexcitação..

No **Capítulo 3** é realizada uma breve descrição das características do RTDS utilizado para realização das modelagens e simulações apresentadas neste documento. Na sequência, são descritas todas as etapas da modelagem computacional das malhas do novo sistema de controle de excitação para a biblioteca do RTDS.

O **Capítulo 4** apresenta os resultados e discussões das simulações realizadas para avaliar a resposta dinâmica do sistema de excitação modelado. Para isso, este sistema de controle de excitação é aplicado a um sistema de geração real, simulado em tempo real. São apresentadas as etapas de implementação da topologia da rede deste sistema de potência no RSCAD, desde a inserção dos componentes do sistema, tais como as máquinas síncronas, transformadores elevadores, linhas de transmissão, reatores de compensação, além das fontes equivalentes utilizadas para representação do sistema à frente dos barramentos principais.

A partir dos modelos e conceitos definidos em capítulos preliminares, o **Capítulo 5** explora o ambiente computacional implementado para a realização da avaliação da proteção da máquina síncrona e sua interação com os limites definidos no sistema de excitação. Com relação à máquina operando na região de subexcitação, um método de proteção presente na literatura, que utiliza uma característica mho com duas zonas (com *offset* positivo na segunda zona e combinado com um elemento direcional), é adaptado para realização da coordenação com os limites de subexcitação definidos no sistema de excitação. Para isso, os pontos que representam os limites da malha UEL e que são traduzidos na curva de capacidade P-Q do gerador, são lançados para o plano R-X da proteção. O desempenho desta característica de proteção é comparado com as tradicionais filosofias de proteção contra perda de excitação propostas por Mason [17] e Berdy [18], levando também em consideração as funções de subtensão (ANSI 27) e de retaguarda (ANSI 21) para distúrbios que provoquem subexcitação da unidade geradora. Com relação à operação sobreexcitada, é verificada a interação dos limites de sobreexcitação e de fluxo da máquina (OEL e V/Hz), definidos nas malhas do sistema de excitação, com os ajustes das proteções de sobreexcitação (ANSI 24), de sobretensão (ANSI 59) e com os elementos de frequência (ANSI 81) de uma das unidades geradoras. Para realização da avaliação dessas proteções, um esquema de testes em malha fechada usando um relé numérico foi utilizado, o qual é descrito neste texto de tese. Por fim, são apresentados os principais resultados e discussões sobre a avaliação desse estudo.

No **Capítulo 6** contextualizam-se as conclusões e contribuições do trabalho, destacando sua importância frente aos objetivos alcançados. Em seguida, são apresentadas as limitações do trabalho, os avanços que podem ser realizados, bem como potenciais aplicações do estudo para futuros desenvolvimentos.

Na sequência são apresentadas as referências bibliográficas que compõem a base para elaboração deste trabalho, um apêndice com alguns diagramas de controle implementados no RTDS para realização do estudo e dois anexos com alguns modelos comerciais de sistemas de excitação e dados da curva de capacidade da máquina utilizada.

CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentados os fundamentos teóricos acerca dos assuntos que estão relacionados com este trabalho. Uma visão geral dos sistemas de controle de excitação e da proteção de geradores é apresentada. Primeiramente, com relação aos sistemas de excitação, os principais tipos são brevemente citados e é dado maior enfoque no modelo estático ST7B, no qual é baseada a implementação realizada neste trabalho. Na sequência, um levantamento histórico acerca da representação em modelos computacionais dos sistemas de excitação, bem como referências bibliográficas com relação a critérios para avaliação do desempenho dinâmico de AVR's são apresentadas. Por fim, são comentadas as principais funções de proteção de unidades geradoras relacionadas a este trabalho, dando maior enfoque ao levantamento das publicações relacionadas com a proteção e controle de um gerador subexcitado, uma vez que a maior parte dos resultados apresentados neste documento está relacionada com tal assunto, ou seja, limites de subexcitação versus proteção de perda de campo.

2.2 Visão Geral de Sistemas de Controle de Excitação

Os sistemas de excitação têm como finalidade prover corrente contínua para o enrolamento de campo dos geradores síncronos. A função do regulador de tensão 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.

A Figura 2.1 ilustra o diagrama de blocos de um típico sistema de controle da excitação de um gerador síncrono. Além da excitatriz, o sistema de controle e de proteção de unidades geradoras é normalmente composto por [35]:

- **Regulador:** Processa e amplifica o sinal de entrada para um determinado nível de tensão que seja apropriado para o controle do excitador. Ele executa tanto a função de regulação quanto a de estabilização do sistema;

- **Transdutor de Tensão Terminal e Compensador de Carga:** Os transdutores atuam como sensores da tensão terminal da máquina, avaliando a diferença entre as tensões terminal e de referência. Já o compensador de carga tem como finalidade compensar as diferenças existentes entre os locais onde as tensões são medidas e onde elas devem ser controladas;
- **Power System Stabilizer (PSS):** Injetam sinais adicionais estabilizantes, com o intuito de proporcionar amortecimento nas oscilações dos sistemas de potência;
- **Limitadores e circuitos de proteção:** Compreendem funções de proteção e controle que irão garantir que os limites de capacidade de excitação do gerador não serão excedidos. Algumas destas funções são: limitador de corrente de campo, limite de máxima excitação, limite de tensão terminal, limitação de subexcitação.

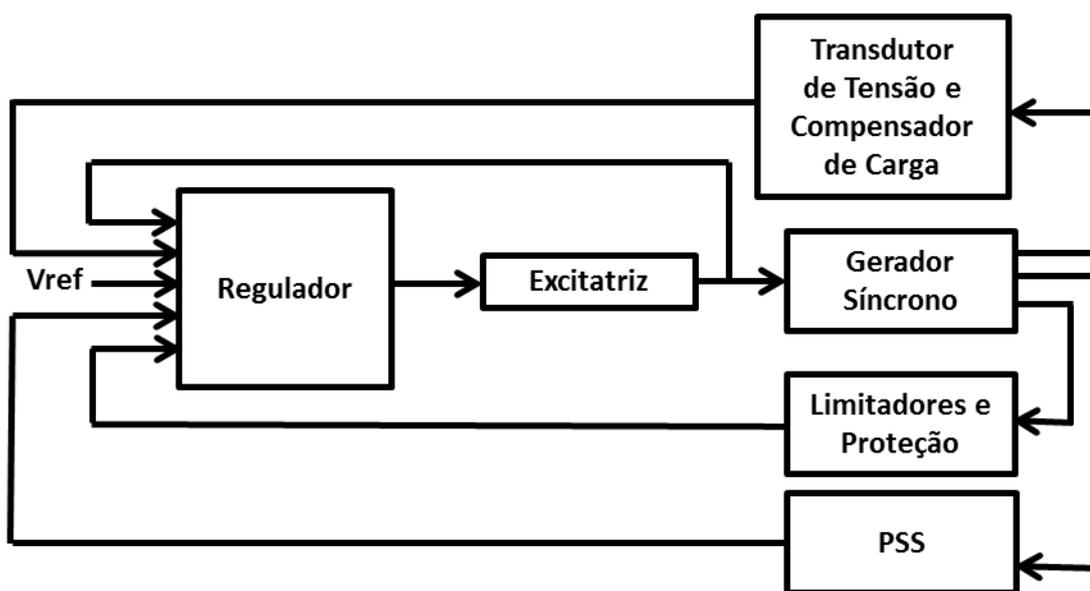


Figura 2.1 - Diagrama de blocos de um sistema de controle da excitação de um gerador síncrono.

Além das funções supracitadas, outras são executadas em conjunto pelo sistema de controle de excitação, tais como: 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-estabelecidos [1], [36].

De acordo com a IEEE Std. 421.5 [36] existem diversos modelos de sistemas de excitação que, dependendo do tipo de fonte de energia utilizada, podem ser classificados em

três categorias: (i) DC (*Direct current commutator exciters*), (ii) AC (*Alternator – supplied rectifier excitation systems*) e, (iii) ST (*Static excitation systems*). Os tipos DC e AC correspondem a sistemas de excitação rotativa e o tipo ST a sistemas de excitação estática. Como existem diversos tipos sistemas de excitação, o IEEE [36] definiu alguns modelos padronizados, comumente utilizados em estudos de estabilidade, tais como:

- *IEEE Type DC1*: Sistema rotativo com gerador de corrente contínua;
- *IEEE Type AC1 e AC4*: sistemas rotativos com alternador;
- *IEEE Type ST1 e ST2*: sistemas estáticos com alimentação simples e composta, respectivamente.

Não faz parte do escopo do trabalho apresentar as características de cada tipo de sistema excitação. Maiores informações podem ser encontradas nas referências [36]-[40]. Entretanto, o sistema de excitação estático ST7B, o qual é a base do regulador de tensão da ALSTOM [32], objeto deste trabalho, é apresentado aqui com mais detalhes a fim de compreender a implementação computacional realizada no capítulo 3.

2.2.1 O sistema de excitação IEEE ST7B

Conforme definido no padrão IEEE Std 421.5 [36], o modelo ST7B corresponde ao grupo de sistemas de excitação estáticos “Tipo ST”. Estes sistemas são caracterizados por permitirem o fornecimento da tensão de campo ao gerador através de retificadores estáticos controlados, sendo os mesmos alimentados pelos próprios terminais do gerador ou através de um barramento auxiliar da usina. A Figura 2.2 ilustra o modelo matemático que representa o sistema de excitação ST7B.

Observa-se na Figura 2.2 que a estrutura total da malha de controle é composta de duas submalhas (1 e 2). A submalha 1 tem por objetivo limitar o sinal de entrada de referência de tensão (V_{REF}). As funções básicas de limitação consideradas no esquema ST7B são: de limitação da corrente estática (V_{SCL}), de limitação de sobreexcitação (V_{OEL}) e de limitação de subexcitação (V_{UEL}). Assim, evita-se que valores muito baixos ou elevados da tensão de campo excedam os limites de excitação do gerador. Conforme será apresentado no capítulo 3, estas funções são implementadas computacionalmente através de malhas externas de controle, que não são ilustradas no diagrama esquemático apresentado na Figura 2.2 e nem mesmo possuem detalhamento no documento do IEEE [36]. Os sinais de saída dessas malhas são

avanço-atraso de fase, cujas constantes são nomeadas de “ T_G ” e “ T_F ”. Este filtro permite ampliar as possibilidades de ajustes do desempenho da regulação de tensão [2].

No capítulo 3 será apresentada toda a implementação computacional das malhas do sistema de excitação ST7B que, uma vez adaptada e incrementada, integra o modelo completo do AVR trabalhado [32].

2.2.2 Representação em modelos computacionais e critérios para avaliação do desempenho de sistemas de excitação

A estabilidade do sistema de potência tem sido objeto de estudo intensivo desde os anos 1920 e 1930 nos Estados Unidos e no Canadá, quando as primeiras grandes instalações hidroelétricas estavam sendo desenvolvidas. Linhas longas, operações de relés e disjuntores relativamente lentas faziam da estabilidade transitória um problema sério [37]. Estudos analíticos geralmente consideravam a resposta do sistema sem controle e os geradores eram representados como uma tensão constante atrás de uma reatância transitória. Durante muitos anos, este procedimento foi seguido e oscilações da máquina foram calculadas passo-a-passo com “analisadores de rede AC”.

A disponibilidade de grandes computadores digitais no final dos anos 1950 permitiu cálculos mais rápidos e econômicos, e muitas das funções da “calculadora de rede AC” foram transferidas para programas computacionais. Foram incluídos estudos de fluxo de carga do sistema e estabilidade transitória. Os primeiros programas digitais executavam as mesmas funções que o “analisador de rede AC” (tensão constante atrás de uma reatância transitória), mas faziam a representação de mais máquinas e de sistemas de potência maiores [37].

O desenvolvimento adicional de programas digitais na década de 1960 contou com a representação de sistemas de controle da máquina, como o regulador de velocidade e os sistemas de excitação. Já não era mais necessário assumir o gerador como uma tensão constante atrás de uma reatância e assim representações mais realistas e precisas da máquina tornaram-se possíveis. Na época, os engenheiros e as diferentes empresas do setor trabalharam simultaneamente, mas de forma independente, para desenvolver esses programas. Isto resultou em representações de sistemas de excitação similares, mas com algumas diferenças significativas, principalmente na forma de dados de entrada. Surgiu então a necessidade de uma padronização dos modelos.

Em 1968, um grupo do IEEE chamado *Power Generation Committee* publicou um artigo [37] sugerindo uma nomenclatura comum e a representação de sistemas de controle com quatro tipos de sistemas de excitação disponíveis na época pelos fabricantes.

Em 1981, os autores da referência [40] estenderam o trabalho de [37] apresentando novos modelos de sistemas de excitação adequados para uso em estudos de estabilidade de sistemas de grande porte. A partir desses modelos, a maioria dos sistemas de excitação utilizados na época, em unidades geradoras conectadas ao sistema da América do Norte, passaram a ter uma representação para fins de análise.

Em 1992, o IEEE publicou a norma Std 421.5 [41], a qual incluía atualizações dos modelos de sistemas de excitação publicados em [40], bem como modelos com recursos de controle adicionais.

Em 2005, foi publicada uma versão revisada da norma IEEE Std 421.5 [36]. Nesta versão, os modelos de sistema de excitação mais utilizados nos estudos de sistemas elétricos de potência são apresentados. Limitadores importantes, tais como os limites de subexcitação (UEL) e sobreexcitação (OEL), e controles adicionais, como os sinais do PSS e de compensação de carga, são também incluídos. As estruturas de modelos apresentados objetivam facilitar a utilização dos dados de teste de campo como um meio de obter os parâmetros do modelo. Os modelos são, no entanto, de ordem reduzida e não representam todas as malhas de controle de um sistema particular. Recursos de proteção e controle que podem ser considerados em estudos de desempenho dinâmico não são representados.

Os modelos de sistemas de excitação padronizados pelo IEEE em [36] são relacionados com os AVRs comerciais de fabricantes que os adotam em sua estrutura. O Anexo A apresenta uma ilustração, retirada de [36], que relacionam os mesmos. Nota-se nesta figura, em forma de tabela, que o modelo comercial do AVR Alspa® Controgen V3 da ALSTOM, um dos objetos deste trabalho, está relacionado ao grupo ST7B, conforme já mencionado.

Quando é desejável simular o comportamento das máquinas síncronas com exatidão, em estudos de estabilidade, é essencial que os sistemas de excitação das máquinas síncronas sejam modelados com detalhes suficientes. Os modelos desejados devem ser adequados para representar o desempenho do sistema de excitação real para grandes distúrbios, bem como para pequenas perturbações.

De acordo com a referência [10], os requisitos de desempenho de um sistema de excitação são determinados sob o ponto de vista do gerador e do SEP. Do ponto de vista do gerador, o desempenho é definido por limites térmicos e de estabilidade traduzidos na curva de capacidade da máquina. Com relação ao SEP, o sistema de excitação deve controlar a tensão e responder rapidamente às perturbações para manter a estabilidade do sistema.

Com relação ao desempenho do sistema de excitação, uma sociedade do IEEE *Working Group on Excitation Control System Dynamic Performance of the Excitation Systems and Controls Subcommittee of the Energy Development and Power Generation Committee* elaborou o guia Std 421.2 [34], o qual apresenta os critérios de desempenho dinâmico, definições e objetivos do teste para sistemas de controle de excitação aplicado para agentes do setor elétrico. Esse documento ressalta que o termo “sistema de excitação” refere-se a todo o sistema de controle de excitação da máquina, que inclui a excitatriz e o regulador de tensão.

Na elaboração deste guia [34], o grupo de trabalho reconheceu que ambos os testes de fábrica e testes de campo dos sistemas de controle de excitação e de alguns dos seus componentes são caros e muitas vezes impraticáveis. De acordo com os autores, para algumas aplicações, é necessário conceber procedimentos de testes práticos para os componentes individuais ou por meios analíticos, para verificar o desempenho total do sistema de excitação.

O objetivo principal deste guia [34] é fornecer uma base para a avaliação do desempenho em malha fechada de sistemas de controle de excitação, incluindo máquinas síncronas, para distúrbios grandes e pequenos, definidos nesta norma como *large and small signal disturbances*, que aqui chamaremos de “grandes perturbações” e “pequenas perturbações”, respectivamente. Tradicionalmente, o desempenho a grandes perturbações está associado com a especificação de equipamentos e testes de aceitação, enquanto o desempenho a pequenas perturbações está mais intimamente associado com estudos de estabilidade e modelo. Combinar dados de perturbação reais com simulações do modelo, no entanto, requer que ambos os critérios de desempenhos a grandes e pequenas perturbações sejam considerados durante o projeto, especificação e testes de aceitação.

Ainda segundo a referência [34], os critérios de desempenho do sistema de controle de excitação a grandes perturbações visa avaliar a resposta dos seus elementos a sinais que são suficientemente grandes, de tal modo que as não linearidades devem ser consideradas na

análise do seu desempenho para obtenção de resultados realísticos. O propósito dos critérios de desempenho a grandes perturbações é prover meios para avaliar a performance do sistema de excitação para severos transitórios que podem incluir grandes variações na tensão e corrente do estator da máquina síncrona, assim como na corrente de campo, isto é, para transientes que afetam a estabilidade transitória do sistema. Critérios utilizados para avaliar o desempenho a grandes perturbações incluem quantidades, tais como respostas dinâmicas, tensões e correntes de teto (valores máximos), tempos de resposta de tensão e respostas nominais derivadas de respostas dinâmicas [34].

Já os critérios de desempenho do sistema de controle de excitação a pequenas perturbações visa avaliar a resposta dos seus elementos a sinais suficientemente pequenos, de tal modo que as não linearidades podem ser desconsideradas, ou seja, a operação pode ser considerada como sendo linear. O desempenho do sistema de excitação e de seus elementos a pequenas perturbações pode ser avaliado a partir das respostas dinâmicas de tempo, respostas em frequência, ou por meio de análise de autovalores [34]. Os critérios de desempenho para estes sinais fornecem um meio de avaliar a resposta do sistema para mudanças incrementais de carga, de tensão e na velocidade do rotor da máquina síncrona associada com os estágios iniciais de instabilidade oscilatória (onde as oscilações são tão pequenas que as não linearidades são insignificantes). Os dados de desempenho a pequenas perturbações é um meio para determinar ou verificar os parâmetros do modelo de sistema de excitação para os estudos de sistemas [34].

O documento [34] diz ainda que outros fatores devem ser avaliados quanto ao desempenho de um sistema de controle de excitação. É o caso dos controles auxiliares e as funções limitadoras dos reguladores de tensão que são projetados para melhorar o desempenho e a confiabilidade da máquina e do próprio sistema de excitação, suprimindo o excesso de excitação sob determinadas condições operacionais. Estas funções de limitação (como, por exemplo, o limite de corrente estatórica, de subexcitação e de sobreexcitação) geralmente não têm efeito sobre a saída da excitação durante condições normais de funcionamento. Porém, atuam de modo a diminuir ou aumentar o nível de excitação da máquina durante distúrbios graves na unidade geradora e/ou no sistema de potência que exponham o sistema de excitação a operar próximo ou além dos limites de capacidade. Os autores alertam que se for utilizado um sistema com sinal de estabilização de potência (PSS),

as funções de limitação devem ser coordenadas com as funções do PSS de modo a não bloquear o sinal de estabilização.

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS) elaborou um conjunto de diretrizes, para determinados estudos no sistema de potência, chamados “Procedimentos de Rede”. O submódulo 3.6 [33], “*Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*”, define, na subseção 7.3, os requisitos técnicos mínimos para avaliar o desempenho de sistemas de excitação de máquinas síncronas. Tais critérios estão relacionados com a capacidade nominal de excitação, máximo valor da curva de resposta da tensão terminal (*overshoot*), tempo de estabilização da tensão terminal, controle de tensão, tensão de teto sob condições de defeito e teste de sensibilidade (através de aplicação de degraus na referência de tensão). Maiores informações sobre alguns dos critérios definidos em [33] são comentadas no capítulo 4, uma vez que a avaliação do desempenho dinâmico do sistema de controle de excitação modelado nesse trabalho é baseada nesses requisitos, assim como em critérios explorados em [34].

Os autores de [34] reiteram que alguns dos critérios definidos no referido documento não podem ser diretamente testados e, assim, podem depender de uma combinação de técnicas de ensaio e de simulação para serem verificados.

Como citado anteriormente, a simulação digital vem sendo aplicada em estudo de sistemas de potência desde a década de 1960. Desde então, metodologias de modelagem e soluções das equações das redes elétricas baseadas em análise nodal ou por variáveis de estado têm sido propostas.

Na classe de programas que utilizam a análise nodal, o EMTP (*Electromagnetic Transient Program*) e o ATP (*Alternative Transient Program*) destacam-se por seu uso bastante difundido na literatura. Os algoritmos utilizados por esse *software* são baseados no trabalho “*Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiphase Networks*” de H.W. Dommel [42].

Na referência [10] o autor apresenta os resultados de um levantamento feito na época (2002) com alguns agentes do setor elétrico do Brasil acerca do uso de ferramentas de simulação para verificação das condições de perda de excitação e operação do gerador na região de subexcitação. Foram citados por algumas dessas empresas os programas EMTP e ATP e o uso do programa ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos). Para realizar

a verificação da coordenação dinâmica entre o limite de subexcitação (UEL) e a proteção, algumas das empresas faziam estudos teóricos e simulações computacionais antes dos testes dinâmicos em campo, que consistiam de aplicação de degrau de tensão na saída do regulador de tensão para forçar a atuação do UEL e determinar o seu limite de atuação, em relação ao limite de estabilidade estática e em relação à característica de proteção contra perda de excitação.

Na referência [43] uma análise do desempenho dinâmico de um gerador síncrono e seus controles em um sistema de geração distribuída é apresentada. Para isso, foram obtidos os modelos adequados para representar os sistemas de controle da máquina síncrona (regulador de velocidade, regulador de tensão e PSS) através do *ATPDraw* do *software* ATP. Uma vez ajustados os parâmetros dos controles, o desempenho dinâmico de um gerador síncrono de um produtor independente é avaliado quanto a aspectos de magnitude de tensão, estabilidade e influências dos controles da máquina durante a resposta do sistema para uma dada rejeição de carga. A autora de [43] cita que a classificação das especificações de desempenho do sistema de controle pode ser feita no domínio do tempo ou frequência. Contudo, no seu estudo são utilizadas as especificações no domínio do tempo para definir o desempenho do sistema de controle a partir da resposta transitória a um degrau unitário. Estas especificações são: o valor de sobre-elevação ou ultrapassagem (*overshoot*), o tempo de crescimento ou subida (*rise time*) e o tempo de estabelecimento ou de acomodação (*settling time*).

Na referência [44], é avaliado o desempenho dos sistemas de controle de uma unidade térmica de co-geração sob condição interligada e sob ilhamento. O sistema industrial estudado foi representado, para análise do desempenho em regime permanente, no programa de Análise de Redes (ANAREDE) e, para análise do desempenho em regime transitório, no programa ANATEM, no qual também o regulador é especificado como um controlador definido pelo usuário (CDU). Os reguladores apresentados nesse trabalho são validados quanto a critérios básicos de estabilidade. O autor cita que as características de desempenho são especificadas em termos da resposta transitória a uma excitação em degrau, pois este é fácil de ser gerado e corresponde a uma solicitação suficientemente severa. Assim, um degrau unitário na referência do regulador é aplicado e observado que o mesmo tem um bom desempenho, uma vez que não apresentou nenhum modo oscilatório.

Na classe de programas que utilizam a representação por variáveis de estado, destaca-se o *SymPowerSystems*, que é utilizado em conjunto com o *Simulink/Matlab*. Usando essa ferramenta, a referência [45] apresenta um estudo detalhado sobre o desempenho dinâmico de sistemas de excitação para geradores síncronos em plantas de geração distribuída. São utilizados alguns modelos matemáticos (IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A) da norma IEEE 421.5 [36] e diversos estudos de estabilidade são realizados a fim de avaliar o desempenho destes sistemas de excitação frente a alguns fatores, tais como: potência crítica, tempo crítico de eliminação de falta, níveis de curto-circuito no ponto de conexão entre as redes de distribuição e subtransmissão, relação X/R da rede e, por fim, a verificação de perfil de tensão em tomadas de carga leve e pesada.

Na referência [46] os autores citam que a biblioteca do *SymPowerSystems* contém modelos de vários componentes utilizados em sistemas de potência, tais como máquinas de corrente trifásica, transformadores, cargas, linhas, etc. No entanto, ressaltam que não há nenhuma biblioteca dedicada a sistemas de excitação. Por essa razão, os autores propõem desenvolver uma biblioteca para alguns dos tipos de sistema de excitação da norma IEEE 421.5 [36]: tipos AC (AC1A, AC4A e AC5A), tipos DC (DC1A e DC2A) e tipos ST (ST1A e ST2A). Exemplos de aplicações desses sistemas são apresentados para verificar o desempenho e a precisão dos modelos desenvolvidos para estudos de estabilidade. Além disso, uma comparação com os resultados do *software* PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*) é realizada. A partir de simulações de faltas são observadas as respostas das potências, tensão terminal, tensão de campo e velocidade síncrona da máquina. De acordo com os autores, os resultados obtidos para os sete tipos de sistemas de excitação exibiram uma boa estabilidade quando a falta era eliminada. Na comparação com as simulações realizadas no PSS/E, os autores indicam mínimas diferenças nos resultados em decorrência da diferença dos modelos de geradores que cada *software* utiliza.

As ferramentas computacionais supracitadas permitem a realização de simulação digital dos componentes de um sistema de potência, tais como a máquina síncrona e seus controles, e a avaliação da resposta dinâmica em variados cenários em um tempo pré-estabelecido, de forma *off-line*. Conforme citado na subseção 1.2.2, ferramentas computacionais que permitem realizar os mesmos estudos em sistemas de potência que os *softwares* tradicionais, porém com uma capacidade de simulação de forma contínua e em tempo real, estão sendo gradualmente utilizados em universidades e centros de pesquisa

como, por exemplo, o RTDS, que faz uso do *software* RSCAD, o OPAL-RT, que faz uso do RT-LAB (*Real-Time Laboratory*) e o dSPACE.

Além de serem utilizadas como plataformas computacionais de simulação, sejam através do uso de modelos que constituem sua biblioteca ou através da modelagem de novos componentes, essas ferramentas disponibilizam respostas em tempo real para aplicações de testes em malha fechada com dispositivos de controle e proteção. Dessa forma, é possível validar modelos através de testes dessa natureza.

No que se refere aos sistemas de controle de excitação de unidades geradoras e avaliação do seu desempenho dinâmico em tempo real, alguns recentes trabalhos têm sido publicados.

Na referência [23], uma plataforma de simulação de uma planta de geração em tempo real baseada em processadores digitais de sinais (DSP) é apresentada como uma ferramenta para melhorar o processo de treinamento e aprendizagem voltado para sistemas de proteção e AVRs. Os autores usam os modelos existentes da biblioteca do *SimPowerSystem* do *Simulink/Matlab* para simular a planta de geração para diferentes configurações e características, e emular eventos como curto-circuito, rejeição de potência reativa, dentre outros. O sistema DSP utilizado é o modelo DS1103 do dSPACE. Uma arquitetura baseada em conversores analógico-digitais (A/D), digital-analógicos (D/A), cartões de entrada-saída digitais (I/O) e adaptadores são utilizados como interface dos sinais do sistema simulado com os dispositivos externos de proteção e controle que podem ser conectados em malha fechada com o mesmo. Usando esta plataforma, AVRs e relés podem ser instalados, configurados e testados para diferentes cenários. Um AVR industrial e um relé de proteção multifuncional comercial foram testados para avaliar o comportamento dinâmico frente a distúrbios como curtos-circuitos e degraus na tensão de referência. Segundo os autores, os resultados obtidos no laboratório a partir da plataforma de simulação em tempo real apresentam uma resposta realista e adequada para a prática de atividades relacionadas com proteções e AVRs.

Na referência [26] é apresentado um simulador digital em tempo real baseado em DSPs e desenvolvido para testar sistemas de excitação estática de hidrogeradores em malha fechada. Um painel de excitação completo, incluindo os transdutores, as malhas de controle digital, sequenciadores de estado e um *hardware* de geração de pulso tiristorizado podem ser testados. Segundo os autores, qualquer tipo de máquina síncrona, turbina hidráulica e rede elétrica podem ser representados. O simulador pode ser operado em dois modos diferentes. O

modo *online* segue o esquema HIL, onde é exigido desempenho em tempo real. Já o módulo *off-line* é apenas um sistema de simulação computacional, que inclui uma emulação do sistema de excitação. Testes para avaliar o desempenho dinâmico do AVR são realizados a partir da aplicação de degraus de 2% na tensão de referência e também em resposta a curtos-circuitos (em ambos os casos com e sem PSS), onde são monitoradas a tensão terminal, tensão e corrente de campo, potências ativas e reativas.

Na referência [47] é descrita uma plataforma de simulação digital em tempo real concebida para estudos de sistemas de controle usados em sistemas de potência. Os protótipos dos controladores (PSS e AVR) são implementados como sistemas de controle reais no dSPACE. Os sinais resultantes têm sua interface com o RTDS, onde o sistema de potência é simulado, feita através de conversores A/D e D/A. Simulações dinâmicas e testes são realizados para verificar o desempenho do sistema de excitação com o PSS.

Na referência [24] são apresentadas modelagens e simulações no RTDS para realização de testes em malha fechada com AVRs utilizados para controle da tensão de saída de geradores utilizados para recargas de baterias utilizadas em submarinos.

Conforme já mencionado no capítulo 1, neste trabalho a modelagem do sistema de controle de excitação e as simulações realizadas para avaliar o seu desempenho dinâmico são realizadas no RTDS, conforme é explorado nos capítulos 3 e 4, respectivamente. Não foram encontrados na literatura trabalhos que apresentam a modelagem computacional do sistema de excitação ST7B, um dos objetos desse estudo, nem mesmo a avaliação do seu desempenho dinâmico, seja em plataforma de simulação *off-line* ou em tempo real. As referências citadas ao longo desta seção, com relação aos critérios de desempenho de sistemas de excitação, são usadas como base para avaliar o comportamento dinâmico do sistema de excitação ST7B aqui modelado, conforme será apresentado no capítulo 4.

2.3 Visão Geral de Proteção de Geradores Síncronos

Os geradores síncronos utilizados nas grandes centrais hidrelétricas constituem os equipamentos mais caros 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. Portanto, é necessário que essas condições anormais de operação sejam reconhecidas e prontamente eliminadas, a fim de se evitar a extensão dos danos.

Essas perturbações podem ser provenientes do SEP ao qual o gerador está acoplado, da própria máquina síncrona (armadura e rotor) ou da máquina primária. Dentre tais condições, a referência [48] cita as seguintes:

- Curto-circuito no estator (entre fases, entre espiras e à massa) e no campo;
- Curto-circuito externo;
- Sobreaquecimento dos enrolamentos e mancais;
- Sobrecarga;
- Sobrevelocidade;
- Vibrações;
- Redução ou perda total de campo (excitação);
- Sobreexcitação e sobretensão;
- Motorização do gerador;
- Operação com carga desequilibrada;
- Energização inadvertida;
- Perda de sincronismo;
- Sobre e sub-frequência.

Para evitar que o gerador seja submetido a degradações por qualquer uma das condições anormais supracitadas, diversas funções de proteção são previstas nos relés de proteção, algumas delas listadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Principais funções de proteção aplicadas a geradores síncronos.

| Função ANSI | Descrição |
|--------------------|--|
| 21 | Proteção de distância |
| 24 | Proteção volts/hertz - sobreexcitação |
| 25 | Verificação de sincronismo |
| 27/59 | Proteção contra subtensão e sobretensão fase neutro e entre fases |
| 32P | Proteção contra fluxo de potência reverso (direcional de potência) |
| 40 | Proteção contra perda de campo ou excitação |
| 46 | Proteção contra sequência negativa |
| 49 | Proteção contra sobrecarga (elemento térmico) |
| 50/62BF | Falha de disjuntor |
| 50/51 | Proteção contra sobrecorrente de fase instantânea e temporizada |
| 60 | Proteção contra perda de potencial |

| | |
|-----|--|
| 64F | Proteção contra faltas à terra no rotor |
| 64G | Proteção contra faltas à terra no estator e diferencial de tensão de 3a harmônica (100%) |
| 78 | Disparo por oscilação de potência |
| 81 | Proteção contra sub/sobrefrequência |
| 87 | Proteção diferencial |

Maiores detalhes sobre o funcionamento das funções de proteção listadas na Tabela 2.1 podem ser encontradas na literatura especializada, tal como em [48]-[50].

Das condições anormais supracitadas, nem todas exigem que o gerador seja imediatamente colocado fora de serviço. Elas podem ser compensadas enquanto o gerador permanece em serviço e, neste caso, podem ser sinalizadas por alarmes.

Em determinados regimes de operação de uma máquina conectada ao SEP, é necessário analisar o desempenho do sistema de proteção em conjunto com alguns controles existentes no sistema de excitação, não deixando existir conflitos de competências entre eles. Este é o caso do funcionamento da máquina subexcitada ou sobreexcitada. Nessas condições, as funções de proteção, que estão relacionadas com as variáveis afetadas (impedância e potências) e com os limites definidos no sistema de excitação, devem ser analisadas.

Uma vez que esse trabalho apresenta a modelagem de um novo sistema de excitação para a biblioteca do RTDS, dotado de malhas de controle com limitadores tais como o de subexcitação, sobrefluxo e sobreexcitação, enxergou-se a necessidade de avaliar a interação desses limites associados à algumas proteções. É o caso, por exemplo, da interação do limite de subexcitação com as funções de proteção 40 (perda de excitação), 27 (subtensão) e 21 (distância). E para os limitadores de sobrefluxo e sobreexcitação, a interação com as funções de proteção 24 (volts/hertz), 59 (sobretensão) e 81 (sub/sobrefrequência).

Mais a frente alguns breves conceitos sobre tais funções de proteção são abordados, para melhor entendimento dos resultados apresentados no capítulo 5. Um maior enfoque é dado ao problema da coordenação da proteção de perda de excitação com os limites de subexcitação definidos no sistema de excitação.

2.3.1 Proteção e controle de um gerador subexcitado (40)

A perda de excitação ocorre quando o campo magnético produzido pelos enrolamentos do rotor sofre uma redução súbita. Esta mudança ocorre quando existe uma redução da corrente de contínua (CC) nos enrolamentos do rotor, geralmente causada por [48]-[52]:

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

Quando um gerador síncrono perde a excitação, há um desacoplamento magnético entre o rotor e o estator, acelerando-o ligeiramente e levando-o a operar como um gerador de indução, ou seja, consumindo corrente reativa da rede, ao invés de fornecer. Mesmo durante um breve intervalo de tempo, há um desequilíbrio magnético da máquina que resulta em sobreaquecimento perigoso no rotor (especialmente, se o rotor é de polos lisos, sem enrolamento amortecedor) que é tolerável por poucos minutos. Por sua vez, a sobrecorrente no estator, devido a corrente que é consumida da rede, pode atingir 2 a 4 vezes o valor nominal durante a marcha assíncrona que provoca seu aquecimento (em período transitório), embora mais lentamente que o verificado no rotor [53].

Quanto maior for a potência ativa gerada no momento da perda de excitação, maior será a potência reativa absorvida pelo gerador e maior será a indução no seu rotor. Para gerador de polos salientes, operando com potência ativa de até 20%, mesmo com a perda de campo, o gerador pode manter a rotação síncrona devido à potência de relutância e suportar alguns minutos nessa condição. Entretanto, se a potência ativa for elevada no instante da perda de excitação, o gerador acelera para aproximadamente 105% da rotação nominal, o consumo de potência reativa será superior a 2 p.u. e, devido a marcha assíncrona, a indução de corrente no rotor será elevada e danificará o gerador em poucos segundos [49]-[50].

Após perder a excitação, o gerador continua a fornecer potência ativa ao sistema durante certo período e, para manter este suprimento de potência ativa, o rotor acelera aumentando seu ângulo de carga. Porém, com a perda do acoplamento magnético entre o rotor e o estator, a máquina tende a perder o sincronismo. Em contrapartida, para suprir a perda de campo, o gerador passa a absorver níveis crescentes de potência reativa do sistema acarretando uma queda de tensão nas barras de conexão na 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 [10]. Em resumo: quando um gerador síncrono perde excitação, ele absorve energia reativa e gera energia ativa,

colocando a impedância medida em seus terminais no quarto quadrante ($P > 0$ e $Q < 0$) do diagrama R-X [10], [30]-[31], [54].

A subexcitação do gerador resulta em um aumento das correntes que circulam através do enrolamento do seu estator e uma queda de tensão entre os seus terminais, reduzindo a impedância vista nos terminais da máquina durante condições anormais. Por essa razão, ao longo dos anos a detecção da perda de excitação de geradores síncronos vem sendo feita por relés de impedância, sendo o método mais utilizado para a detecção deste tipo de falha.

Os métodos básicos para proteção do gerador síncrono contra a perda de excitação podem ser encontrados nas mais conceituadas bibliografias [1], [48]-[50], [55]-[58].

Em 1949, Mason [17] propôs um esquema de proteção contra perda de excitação, ver Figura 2.3, baseado em um relé de impedância monofásico do tipo mho deslocado, com uma zona de característica circular, cujo diâmetro dependia da reatância síncrona (x_d) e o deslocamento (*offset*) em função da reatância transitória ($x'_d/2$) do gerador. Embora fosse mais seletivo que os relés de subcorrente proposto em anos anteriores [59], o surgimento dos novos geradores, com reatâncias síncronas maiores (na faixa 1,5 a 2 p.u.) e o conseqüente aumento do tamanho da característica do relé, abririam a possibilidade de operações indevidas da proteção, principalmente em cenário de OEP [10]. Surgia então a preocupação quanto à influência da proteção na estabilidade do sistema.

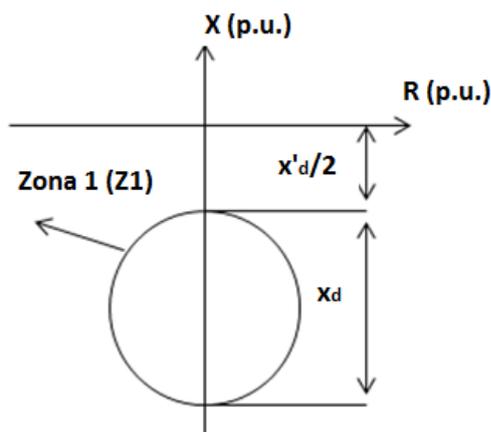


Figura 2.3 – Esquema de proteção com uma zona mho proposto por Mason [17].

Nos anos 50, alguns estudos [60]-[62] avaliaram as soluções de proteção contra perda de excitação até então, e verificaram que estes esquemas apresentavam limitações em discriminar corretamente uma operação na região de subexcitação e um cenário de perda

parcial ou total de excitação. Devido a esse problema, diversos trabalhos foram desenvolvidos na década de 70.

Um fabricante de relés [63] implementou um esquema de proteção contra a subexcitação do gerador síncrono baseado no plano de admitâncias. As zonas de atuação da proteção são definidas através de semi-retas com origem no plano Q/V^2 . Se a admitância vista pelo relé estiver localizada à esquerda dessas semi-retas, o relé de proteção atua, desde que haja permissão de supervisão por tensão. Os critérios de ajustes e temporizações são combinados para discriminar a atuação por alarmes e desligamento da máquina. Segundo os autores, o princípio básico desta proteção deve considerar sua característica de operação tão próxima quanto possível do limite de estabilidade estática, uma vez que a mesma representa o valor mínimo de excitação para uma operação estável da máquina. Entretanto, esse esquema não considera a ação dos limites do regulador de tensão.

Em 1975, na referencia [64], o esquema de proteção contra perda de excitação proposto por Mason [17] teve seu desempenho investigado na presença de OEP. Foram avaliadas situações de perda de excitação e oscilações instáveis, que resultaram na operação correta do relé. Em algumas condições de operação, oscilações estáveis resultaram na indevida operação da proteção.

Ainda em 1975, Berdy [18] publicou um trabalho onde propõe um novo esquema de proteção contra perda de excitação como forma de suprir as limitações do relé proposto por Mason [17]. A fim de se obter uma maior seletividade e discriminação entre perda de excitação e OEP, o autor sugere um atraso na operação do relé proposto por Mason [17], temporizando o círculo de limite original (Z2), e propõe a adição de outra zona mho de característica circular (Z1), de operação instantânea, no diagrama R-X. Esse esquema de proteção contra perda de excitação é também conhecido como duas zonas mho com *offset* negativo (ambas com deslocamento igual a $x'_d/2$), como ilustrado na Figura 2.4 [22].

A unidade adicional mho deslocada (Z1) proposta por Berdy [18], normalmente instantânea, é aplicada na proteção de máquinas com reatância maior que 1,2 p.u., provendo proteção contra perda de excitação para máquinas carregadas. Esta zona é ajustada com diâmetro de 1 p.u. Já a segunda zona (Z2) tem o diâmetro igual ao valor da reatância síncrona da máquina (x_d). Esta zona é temporizada, normalmente na ordem de 0,5 a 0,6 s, para evitar indevidas operações durante transitórios, como OEP, e para detectar perdas de excitação

quando a máquina estiver pouco carregada. A melhor temporização deste relé deve ser feita com o auxílio de estudos de estabilidade transitória.

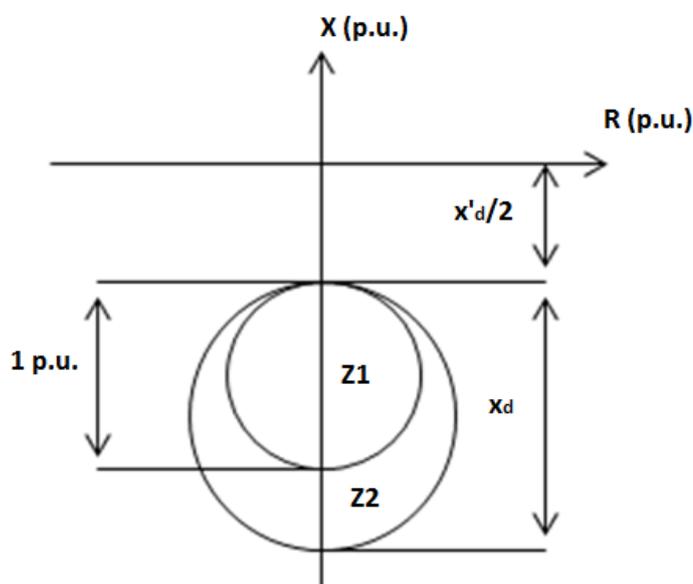


Figura 2.4 – Esquema de proteção com duas zonas mho proposto por Berdy [18], [22].

Em [65], os autores apresentam resultados dos estudos de estabilidade transitória de um sistema elétrico composto por uma usina térmica e por uma estação de bombeamento contendo motores síncronos. São abordados neste trabalho aspectos sobre a confiabilidade dos relés de proteção e a resposta transitória das máquinas em cenários de perda de excitação. O esquema de proteção proposto por Berdy [18] teve seu desempenho avaliado frente a condições de perda de excitação, com a adição de uma característica instantânea e a temporização da segunda zona. Sugestões são feitas com relação ao tempo máximo para operação assíncrona que deve ser permitido pela proteção, em caso de confirmação da perda de excitação. Foi verificado um bom desempenho da proteção frente OEP para os casos analisados, porém os autores sugerem uma verificação mais criteriosa em diferentes cenários de carregamento do gerador.

O método de Berdy [18] passou a ser utilizado tipicamente para máquinas com reatância síncrona maior que 1,2 p.u. [20], [53]. A ideia de utilização de duas zonas mho para proteção de perda de excitação foi adotada nos anos seguintes por outros autores com algumas modificações, seja nos ajustes de alcance e/ou *offset* das zonas, como na referência [66], e também a adição de unidades de supervisão de tensão e direcional para permitir maior segurança e prover uma maior discriminação entre os eventos, como nas referências [10], [14], [15], [51] e [53].

Na referência [67] é apresentada uma proposta de esquema de proteção para detectar perda de excitação, quando de falhas no sistema de excitação, baseado na supervisão das tensões dos terminais do gerador e do seu circuito de campo, para evitar que a queda dos níveis de tensão provocasse danos às cargas sensíveis às variações de tensão. Neste esquema, a subtensão no campo é detectada por um determinado período de tempo e, após esse intervalo, é enviado um comando de desligamento assim que a tensão nos terminais do gerador atinge um nível abaixo de um valor pré-ajustado. Este esquema adaptativo foi aplicado na Ontario *Hydro* no Canadá e verificou-se o desligamento do gerador de forma mais rápida e seletiva que as filosofias de proteção de Mason [17] e Berdy [18].

Com o interesse das empresas por geração própria, estudos de proteção contra perda de excitação, antes mais comuns em SEP, passaram a ser realizados em sistemas industriais com geradores isolados. Na referência [68] são apresentados os resultados de um estudo que avalia o desempenho do relé de Mason [17] contra perda de excitação de máquinas síncronas em sistemas desse tipo. Diversas configurações são testadas, modificando-se a quantidade de geradores e seus níveis de carregamento, para diferentes tipos de sistemas de excitação, considerando a variação da impedância do transformador elevador e dos tipos de cargas antes da aplicação dos distúrbios. Como resultado, observou-se que algumas combinações de tamanho do gerador e o tipo de carga podem reduzir o desempenho da proteção contra perda de excitação que utilizam a característica mho . Para os autores da referência [69], os geradores utilizados na indústria não possuem enrolamentos amortecedores e por essa razão sugerem a utilização de métodos de proteção que identifiquem a perda de excitação de forma mais rápida.

Na referência [70] são apresentados os resultados do desempenho da proteção de perda de excitação em decorrência da experiência da empresa de transmissão *American Electric Power* (AEP), localizada em Indiana nos EUA. Neste trabalho os autores citam ocorrências de operações indevidas dos relés de perda de excitação quando ajustes não temporizados eram especificados, causando desligamentos indesejados na ocorrência de OEP. Por essa razão, a empresa passou a usar os relés de perda de excitação apenas para funções de alarme e sinalização, uma vez que era vista com desconfiança a confiabilidade de sua operação.

Na referência [71], são verificados os efeitos dos curtos-circuitos e abertura do circuito de campo do disjuntor sobre a trajetória da impedância medida pelo relé de perda de

excitação. Os autores sugerem a elaboração de um esquema adaptativo a fim de reduzir os tempos de operação destes relés frente tais cenários.

Trabalho similar é encontrado na referência [72], onde são simulados cenários de perda de excitação a partir da aplicação de curtos-circuitos e abertura do circuito de campo para avaliar o comportamento da proteção de perda de excitação, considerando as máquinas sobexcitadas e com geração de potência reativa no seu valor limite. Foram observadas diferenças na trajetória da impedância aparente no plano R-X para as duas perturbações, porém a mesma se apresentou semelhante à proposta de Mason [17] em ambos os casos.

Na referência [73], os autores descrevem os procedimentos utilizados para realizar simulações dinâmicas através de programação computacional em C++: a modelagem da máquina síncrona utilizando as equações de Park, implementação do regulador de velocidade e do sistema de excitação, além do sistema elétrico acoplado. Uma vez modelado o sistema, diversos distúrbios são provocados (curto-circuito e abertura do disjuntor) para simular condições de perda parcial e total de campo. Em decorrência das perturbações, observaram-se as variações na tensão terminal, corrente no estator, tensão e corrente de campo, velocidade, potência ativa e reativa, grandezas essas importantes para avaliar a resposta do gerador em condições de subexcitação. Entretanto nenhum relé de proteção é avaliado.

Na referência [74], os autores apresentam uma análise do comportamento dinâmico da máquina síncrona em condições de carga desequilibrada e perda de excitação. A partir dos resultados, os autores observaram excursões transitórias na corrente de campo e variações menores na velocidade da máquina, alertando que a severidade do desbalanço aliado a um período maior de perda de excitação pode resultar em uma instabilidade angular.

Como observado nas referências supracitadas, o problema da operação indevida da proteção de perda de excitação vem sendo pesquisado por diversos autores ao longo dos anos. Alguns dos trabalhos têm considerado a temporização da proteção para diferenciar condições de perda de excitação e OEP. Para Charles Mozina [75], prover temporização não é a melhor solução para evitar as operações indevidas da proteção contra perda de excitação, uma vez que essa temporização pode retardar a operação da proteção do gerador e potencializar sua exposição aos danos, visto que estará sob defeito por um tempo maior.

Para contornar esse problema, em 2005 na referência [76] foi apresentada uma proposta para compensar os efeitos da temporização a partir da utilização do sinal da derivada

da reatância medida dos terminais do gerador ao longo do tempo. Através de simulações computacionais, foram observadas variações mais lentas da derivada da reatância em condições de perda de excitação quando comparada com uma OEP. Em vista disso, os autores sugerem adicionar essa taxa de variação da reatância no critério operacional do relé e ainda utilizar uma característica quadrangular com ajuste de *offset* e alcance menor no plano R-X, a fim de diminuir a possibilidade de invasões na zona de proteção devido a transitórios. Os autores ressaltam que os valores da derivada da reatância dependem da configuração do sistema e da quantidade de geradores em operação.

Anos depois, na referência [77] foi realizada a avaliação da eficiência da proteção adaptativa contra perda de excitação proposta pelos autores de [76] em comparação com as características propostas por Mason [17] e Berdy [18]. Neste trabalho [77], os autores simularam faltas para diferentes níveis de carregamento da máquina e verificaram que a incorporação da taxa de variação da reatância, na lógica do relé proposto por [76], torna este esquema mais efetivo na distinção entre uma condição de perda de excitação e OEP, comparados com os relés de Mason [17] e Berdy [18], principalmente para níveis reduzidos de carregamento e operação na região de subexcitação. Os autores de [77] ressaltam ainda que, para níveis médios de carregamento, o relé adaptativo proposto por [76] opera indevidamente, além de ser mais difícil de ajustar em comparação com os outros métodos.

Com a tecnologia dos relés numéricos, alguns autores propuseram filosofias de proteção contra perda de excitação diferentes da tradicional característica mho . É o caso da referência [51], onde os autores utilizam um esquema de proteção contra perda de unidades geradoras, baseado em uma característica tomate/lenticular. Tal esquema é aplicado nas máquinas da UHE de Itaipú. Como vantagem, os autores citam que o método apresenta atuação rápida da proteção para uma perda total de campo, além de facilidade de ajuste nos relés numéricos.

Aliado aos esquemas adaptativos de proteção que surgiram ao longo dos anos com a evolução da tecnologia de releamento numérico, observou-se uma tendência com relação à proteção de perda de excitação nos trabalhos publicados no final do século 20. Com o surgimento de AVRs com malhas de controle que limitam condições de sub e sobreexcitação das unidades geradoras, os autores passaram a considerar a coordenação desses limitadores, definidos a partir de dados da curva de capacidade do gerador, com a região de atuação da proteção. São os casos das referências [10]-[15] e [54].

Nas referências [14]-[15], os autores ressaltam que, dependendo do ajuste utilizado, o relé mho contra perda de excitação pode alcançar a curva de capacidade do gerador na região de excitação mínima e estabilidade prática, alertando que, para esse caso, esta região se torna uma área não operacional para a máquina.

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

Alguns trabalhos [16]-[22] sugerem o ajuste da função 40 com mho duplo com *offset* negativo nas duas zonas, que não protege contra perda parcial de campo, sob argumentação de ser mais confiável, pois o *offset* positivo pode gerar atuações indevidas durante oscilações estáveis de potência no sistema elétrico. Entretanto, os relés que fazem a função 40, através da impedância, também podem prover proteção contra perda parcial de campo. Para isso é necessário utilizar uma característica mho com duas zonas, com *offset* positivo na segunda zona combinado com um elemento direcional [48]. Adotando-se as precauções necessárias, tais como a temporização da segunda zona e a coordenação com os controles do gerador (UEL e SSSL), esse ajuste pode evitar operações indevidas e ao mesmo tempo proteger a máquina dos danos provocados pela perda parcial ou total de campo, como abordado em [10]-[15] e [54]. Tal característica é ilustrada na Figura 2.5 [22].

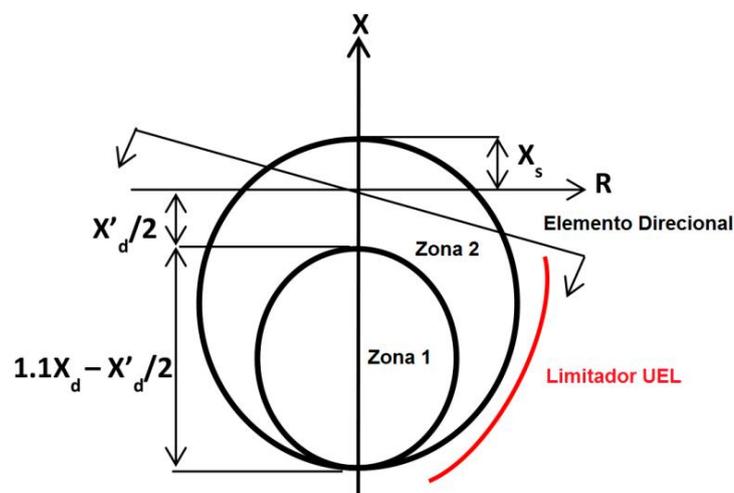


Figura 2.5- Característica mho com offset positivo no diagrama R-X: duas zonas, elemento direcional e limite de subexcitação (UEL) [12], [22].

De acordo com a Figura 2.5, a primeira zona (Z1) desta característica mho possui um *offset* negativo igual à metade da reatância transitória da máquina síncrona ($-x'_d/2$) e um diâmetro igual a 110% do valor da reatância síncrona de eixo direto da máquina menos o seu *offset* ($1,1x_d - x'_d/2$). Esta zona normalmente tem atuação instantânea e é utilizada para proteção contra perda total de campo. A segunda zona (Z2) é coordenada com o limite de subexcitação (UEL) do AVR a fim de evitar um fluxo de potência reativa na região operacional da proteção [13]. Esta zona possui um diâmetro igual a $(1,1x_d + x_s)$ e um *offset* igual a (x_s) , onde x_s é a soma da reatância do transformador (x_t) e a reatância do sistema (x_{sys}). Uma temporização é normalmente atribuída a esta zona a fim de se evitar desligamentos desnecessários devido a OEP. Essa temporização é usualmente ajustada em valores compreendidos entre 0,25 a 1 segundo [22]. Observa-se na Figura 2.5 que, adicionalmente às duas zonas, um elemento direcional é utilizado nesta característica com a finalidade de bloquear a proteção em condições normais de operação e balanços transitórios de potência. 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 [22].

Na mesma linha de coordenação da proteção com os limites operacionais da máquina, na referência [78] os autores apresentam um esquema de proteção, baseado em duas unidades mho adicionais *com offset*, para aumentar a área de operação da curva de capacidade do gerador síncrono delimitada pelo regulador de tensão, excitação mínima e limite de estabilidade prática. Com os ajustes propostos, o limitador de tensão pode ser recuado à esquerda da curva de capacidade da máquina, proporcionando um ganho operacional da mesma nesta região em regime permanente.

Outro artigo que discute aspectos da correlação dos limites impostos pelo controle do gerador com a proteção do mesmo é encontrado na referência [79]. Nesse estudo, simulações dinâmicas são realizadas no EMTP para avaliar a proteção contra perda de excitação de unidades geradoras de uma usina térmica localizada no México. Inicialmente, os autores discutem os fatores que limitam a potência ativa e reativa entregue por cada gerador, tais como limites térmicos e de tensão, as restrições impostas pelo sistema de potência e a ação do limitador de mínima excitação. Na sequência, as funções de proteção do gerador relacionadas com sua curva de capacidade são descritas e é proposto um esquema baseado no plano P-Q que fornece proteção contra perda de sincronismo e que envia um comando de alarme em caso de violação dos limites de operação definidos na curva de capacidade da máquina. Por

fim, diversos resultados de condições de perda parcial e total de excitação são apresentados quanto à atuação da proteção, considerando diferentes cenários de regime permanente, diversas condições de carga e para variadas quantidades de máquinas conectadas.

Um extenso trabalho [13] foi publicado pelo “*Working Group J-5 of the Rotating Machinery Subcommittee*” do *IEEE Power System Relay Committee* que aborda aspectos teóricos sobre a coordenação da proteção de perda de excitação com os limites impostos pelos controles das unidades geradoras, definidos a partir de dados da curva de capacidade do gerador. As características de proteção apresentadas nas Figuras 2.4 e 2.5 são tratadas em termos de coordenação com os limites definidos nos controles das máquinas. Entretanto, nenhum teste prático é apresentado.

Embora os esquemas de proteção contra perda de excitação de geradores tenham evoluído ao longo dos anos, conforme apresentado no levantamento histórico feito aqui, este tema ainda gera discussões entre os especialistas do ramo de proteção de sistemas elétricos e continua sendo reportado nos recentes eventos técnicos e científicos da área [11]-[12], [54], [80]-[81]. Casos de desligamentos de unidades geradoras devido à descoordenação entre a sua proteção e os seus limitadores, em especial o de subexcitação, ainda têm sido relatados. Portanto, ainda há certa apreensão em relação ao desempenho dos métodos de proteção contra perda de excitação.

Uma vez que esse trabalho apresenta a modelagem de um novo sistema de excitação para a biblioteca do RTDS, dotado de malhas de controle com limitadores de subexcitação, enxergou-se a necessidade de, além de avaliar seu desempenho dinâmico e seus requisitos de estabilidade, verificar a interação desses limites com a proteção de perda de excitação de acordo com os problemas observados na literatura. Diferentemente dos trabalhos supracitados, a proteção dos geradores é realizada por um relé físico conectado em malha fechada com o sistema de geração, e seu respectivo sistema de excitação, simulado em tempo real. Neste ponto, é fundamental o emprego de ferramentas, tais como o RTDS, que possibilitem a modelagem de sistemas e que permitam executar este tipo de teste em malha fechada com um dispositivo físico.

2.3.2 Proteção contra subtensão (27)

Para evitar que o gerador síncrono trabalhe com tensões abaixo dos seus limites operativos, utiliza-se a proteção contra subtensão (ANSI 27). Normalmente, a diminuição da

tensão terminal está associada com a subexcitação do gerador, fazendo com que ele opere fora dos limites operativos definidos na sua curva de capacidade. Em alguns esquemas de proteção essa função pode ser desabilitada, visto que a proteção contra perda de excitação (ANSI 40) pode ser aplicada com o mesmo propósito. Entretanto, a proteção contra subtensão pode ser utilizada como proteção de retaguarda em caso de falha da proteção principal de perda de excitação, o que justifica sua investigação nesse trabalho. Neste caso, utiliza-se um ajuste próximo a 80% da tensão nominal e uma temporização para evitar disparos indevidos durante a ocorrência de curtos-circuitos externos [82].

2.3.3 Proteção de mínima impedância ou distância (21)

A proteção de distância (21) é normalmente aplicada em unidades geradoras como proteção de retaguarda contra curtos-circuitos entre fases no gerador ou no transformador elevador. Para isso, as correntes e tensões provenientes dos transformadores de corrente e tensão (TCs e TPs), respectivamente, são monitoradas para o cálculo das impedâncias vistas pelo gerador que definem os *loops* de falta entre fases [82]-[83].

A característica dessa proteção é normalmente do tipo mho circular deslocada, com elemento direcional, definida no plano de impedâncias R-X, como ilustrado na Figura 2.6. A atuação da proteção ocorre quando a impedância medida em um dos *loops* de falta alcança um ponto dentro da região de operação definida na característica circular.

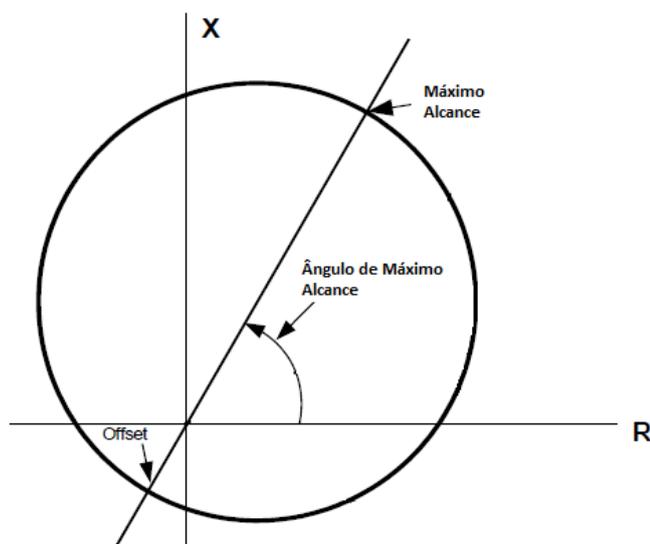


Figura 2.6 - Característica mho de distância [22].

Normalmente são utilizadas duas zonas para esse tipo de proteção. O ajuste típico do elemento de impedância de primeira zona é feito para alcançar de 50 a 70% da reatância do transformador elevador mais a reatância subtransitória da máquina (x''_d) [22]. Esse ajuste geralmente assegura proteção de retaguarda para curtos-circuitos entre o gerador e o transformador elevador. Esta zona pode ser ajustada para atuação instantânea ou temporizada, porém uma temporização adequada é necessária para garantir seletividade com as demais proteções [83]. Já a segunda zona é tipicamente ajustada com alcance de 120% em relação à reatância do transformador elevador mais a reatância subtransitória da máquina a fim de cobrir todo o transformador elevador e parte de outros transformadores e linhas de transmissão. Uma temporização (0,5 a 1 s) é requerida para garantir coordenação com as proteções desses outros equipamentos [82]. Por exemplo, para curtos-circuitos trifásicos nas linhas de transmissão conectadas aos transformadores elevadores, a proteção de perda de excitação (40) da máquina irá enxergar a falta como uma OEP e não deve atuar, devendo estar devidamente ajustada para coordenar com a proteção 21. Por essa razão, a análise dessa proteção é incluída nesse estudo.

2.3.4 Proteção contra sobreexcitação – volts/hertz (24)

Em equipamentos dotados de núcleos magnéticos, tais como geradores e transformadores, a sobreexcitação é caracterizada quando níveis excessivos de densidade de fluxo são alcançados no núcleo. Nestes níveis ocorre a saturação dos núcleos magnéticos e o fluxo passa a enlaçar componentes metálicos externos, promovendo o seu aquecimento por correntes induzidas, resultando em danos ao gerador e ao transformador. Os fluxos resultantes são diretamente proporcionais à tensão e inversamente proporcionais à frequência. Nesse sentido, a razão volts/hertz define a condição de sobreexcitação. Assim, densidades altas de fluxo (sobreexcitação) resultam de sobretensões, da frequência reduzida ou da combinação de ambos.

Para controlar a operação para a elevação dos níveis de fluxo, os geradores são dotados de limitadores volts/hertz no sistema de excitação e de relés de proteção (ANSI 24). O uso de limitadores volts/hertz em sistemas de excitação possibilita a operação do gerador em condições de subfrequência durante partidas/paradas ou no caso de operação ilhada. O limitador age a partir do sinal de erro gerado pelo mesmo após comparar os níveis de tensão e frequências terminais. Quando a razão volts/hertz ultrapassa o valor ajustado, o limitador

assume a saída do AVR numa rápida ação de controle, forçando a diminuição da tensão terminal para que a relação tensão/frequência retorne para as condições operacionais permitidas [10].

A proteção contra sobreexcitação (ANSI 24) é usada para blindar os geradores e transformadores contra níveis excessivos de densidade de fluxo magnético. O relé de proteção realiza a medição da razão entre a tensão e a frequência. Caso os valores volts/hertz de segurança previamente ajustados sejam ultrapassados (característica volts/hertz x tempo), o gerador é desconectado do sistema. É necessário que tais valores estejam coordenados com os valores definidos no limitador volts/hertz do AVR, de tal forma que, em caso de um leve distúrbio que eleve a excitação da máquina, o regulador tenha a capacidade de retornar a excitação para uma condição segura sem que ocorra uma atuação antecipada da proteção 24 da máquina que venha a retirá-la de operação. Tipicamente o limitador é ajustado para operar entre 1,0 e 1,05 p.u. (que corresponde 105% da relação volts/hertz nominal), enquanto que o relé é ajustado para alarmar acima de 1,05 p.u., com temporização que varia de 5 a 10 segundos, e para operar com 1,1 p.u. com uma temporização menor [10].

2.3.5 Proteção contra sobretensão (59)

As sobretensões podem se referir tanto aos transitórios de alta velocidade (surtos devido a manobras e descargas atmosféricas) quanto a condições sustentadas na frequência do sistema.

Durante a partida de um gerador síncrono, antes da sincronização, a tensão nos seus terminais é controlada através do regulador de tensão (AVR). Após a sincronização, a tensão nos seus terminais é mantida em função do próprio AVR, do nível de tensão do sistema e também dos AVRs das unidades geradoras da vizinhança.

Se o gerador está em paralelo com o SEP, sua potência é desprezível com relação à potência do sistema e, por essa razão não é possível que essa máquina cause qualquer alteração sensível na tensão do sistema. Uma variação na excitação da máquina, neste caso, irá causar uma mudança na potência reativa trocada com o SEP. Já para uma máquina isolada, a tensão nos seus terminais dependerá do sistema de excitação, num montante que dependerá da existência de outras máquinas suprindo a mesma carga [83].

As unidades geradoras, como já mencionado, possuem controles de excitação que evitam que a corrente de campo e a potência reativa não sejam excedidos. Se, por exemplo, há abertura do disjuntor da máquina a plena carga, que caracteriza um corte de geração para o sistema, a tensão nos seus terminais será mantida pela rápida atuação do AVR.

Entretanto, caso haja defeito do AVR ou se na ocasião o regulador estiver em manual, uma sobretensão severa pode ocorrer nos terminais da máquina nos seguintes cenários:

- Uma repentina variação da carga, particularmente na componente de potência reativa, provocará uma rápida alteração na tensão devido à grande queda de tensão interna;
- Uma perda repentina de carga (devido à abertura do disjuntor da máquina) provocará uma sobrevelocidade aos hidrogeradores, devido à lentidão de operação do regulador de velocidade. A sobrevelocidade é inerentemente limitada a um valor que pode ser suportável, mas pode causar sobretensões perigosas (da ordem de 50 a 100% do valor nominal).

Portanto, as causas da sobretensão estão normalmente relacionadas à falha do sistema de excitação da máquina, principalmente quando ela opera de forma isolada. Normalmente utiliza-se a função ANSI 59 para a proteção contra tal condição. Os geradores de rotor cilíndrico devem ser capazes de operar até 105% da tensão nominal. São verificadas variações similares na tensão para geradores hidroelétricos. Os transformadores de potência devem operar até a 110% da tensão nominal, a frequência nominal, dependendo dos níveis de carga [48].

Tipicamente são ajustadas dois estágios para a função 59. Para o primeiro estágio, o ajuste da proteção de sobretensão é da ordem de 110 a 115% do valor nominal da tensão terminal e com temporização constante (tempo definido de até 30 s) ou temporização inversa em função do nível de sobretensão. Já o segundo estágio varia de 120 a 140% da mesma tensão, antes de atingir a região de saturação do gerador, e com mínima temporização (instantânea ou 100 a 500 ms).

É importante verificar a coordenação da proteção 59 com os limitadores do sistema de excitação e também com a função volts/hertz (24) [82]. Os relés de volts/hertz (24) e de sobretensão (59) são aplicados em plantas geradoras para alarme e disparo. Todavia podem parecer proteções muito similares. É necessário um profundo entendimento das causas dos

eventos de sobreexcitação e sobretensão para a aplicação e ajuste adequados desta proteção. De forma geral, a função 24 é aplicada para proteger geradores e transformadores contra níveis excessivos de densidade de fluxo magnético. Já a função 59 é usada para proteger o gerador contra estresse na isolação provocada por excesso de tensão. Uma sobretensão sem sobreexcitação pode ocorrer com sobrevelocidade (rejeição de carga), quando a relação volts/hertz permanece inalterada [48], [83].

2.3.6 Proteção contra sub e sobfrequência (81)

A frequência do SEP é constante quando a potência ativa gerada é proporcional às potências ativas consumidas pelas cargas e as perdas do sistema. Desta forma, o sistema é dito balanceado. Em contrapartida, na ocorrência de grandes rejeições de carga, a frequência da rede pode aumentar substancialmente e fazer com que o eixo do gerador atinja velocidades acima da nominal. Nesse caso, o regulador de velocidade (*governor*) deve atuar até que se alcance novamente sua velocidade nominal. Em caso de falha do regulador de velocidade, ou mesmo se ele responder lentamente, a proteção de sobrefrequência (ANSI 81) deverá atuar e retirar a máquina de operação.

A razão para verificar a atuação da proteção contra sobrefrequência nesse estudo é consequência da avaliação da interação do limitador volts/hertz com as proteções de sobretensão (59) e de sobreexcitação (24) que deve ser realizada para um evento de rejeição de carga. Como já citado, em caso de falha no AVR, a rejeição de carga provoca uma perigosa sobretensão que pode ser acompanhada de uma sobrevelocidade associada há uma sobrefrequência em caso de falha do regulador de velocidade. Portanto, devem ser avaliadas as interações dessas funções.

A proteção contra subfrequência é normalmente aplicada em centrais termoelétricas nas quais a turbina apresenta restrições operativas em frequências abaixo do nominal e entregando potência mecânica ao gerador [82]. Foi citado na seção 2.3.4 que a operação da máquina em frequência reduzida acarretará em sobreexcitação da mesma. Entretanto, para hidrogeradores, a relação volts/hertz é excedida devido principalmente às sobretensões.

2.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os fundamentos teóricos acerca dos assuntos que estão relacionados com este trabalho: (i) os sistemas de controle de excitação, sua

representação em modelos computacionais e referências sobre como avaliar o seu desempenho dinâmico e, (ii) os principais aspectos das proteções de máquinas síncronas correlacionadas com os limites definidos no sistema de excitação, tais como os de sobrecitação e subexcitação. Nesta segunda matéria, maior enfoque foi dado ao problema da perda de excitação e sua coordenação com os limites de subexcitação. Um levantamento bibliográfico com a evolução da interação dos ajustes dessa proteção com os limites de subexcitação do sistema de excitação foi apresentado. Os desafios e avanços presentes na literatura com relação a esse tema também foram mostrados.

Também foi apresentado o modelo de excitação estática ST7B padronizado pelo IEEE [36], o qual tem em sua estrutura a base do AVR modelado nesse trabalho. Entretanto, os sinais de entrada da malha principal, que é apresentada na Figura 2.2, não são detalhados por esta norma, sendo necessário implementá-los como sinais oriundos de malhas de controle externas. A modelagem de cada uma dessas malhas que compõe o sistema de controle de excitação por completo é descrita passo-a-passo no capítulo seguinte.

CAPÍTULO 3 - MODELAGEM DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO

3.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentadas, inicialmente, algumas características do RTDS utilizado para realização das implementações e simulações. Em seguida, é apresentada toda a modelagem computacional das malhas do sistema de excitação que integra o modelo do AVR em estudo. Este AVR é utilizado no controle das unidades geradoras síncronas do sistema de potência escolhido para teste e apresentado nos capítulos seguintes, onde é realizado o estudo da coordenação dos seus limitadores com a proteção das unidades geradoras.

3.2 *Real Time Digital Simulator (RTDS)*

O RTDS é um equipamento especialmente desenvolvido para estudos em tempo real de fenômenos transitórios eletromagnéticos relacionados aos sistemas de potência. Ele consiste em um completo sistema de simulação digital para a realização de testes em sistemas de potência com capacidade de operação contínua, em tempo real e em malha fechada com equipamentos de proteção e controle. A estrutura computacional do RTDS se dá por processamento paralelo entre placas ou cartões, que podem ser comparados a computadores. Deste modo, constitui-se de *hardware* e *software*. O RTDS permite que o comportamento dinâmico do sistema seja determinado e que as correntes e tensões em diversas condições de operação sejam aplicadas a dispositivos de proteção e controle reais. Desta forma, pode-se determinar o desempenho do sistema, bem como detectar possíveis falhas, através do monitoramento da sua resposta em tempo real, o que é feita através do *software* do RTDS [30].

3.2.1 *Hardware* do RTDS

O *hardware* do RTDS é composto de modernos Processadores Digitais de Sinais (DSPs), os quais possuem uma arquitetura baseada em um conjunto reduzido de instruções (RISC – *Reduced Instruction Set Computer*). Esta estrutura utiliza uma técnica avançada de processamento em paralelo que possibilita atingir a velocidade computacional requerida para manter sua operação contínua em tempo real. O *hardware* é montado em unidades modulares, chamados *racks*, que contém cartões com funções específicas [29], [30]. Uma placa de

comunicação comum (*backplane*) interliga todos estes cartões, dentro do *rack*, para facilitar o intercâmbio de informações. O RTDS utilizado neste trabalho, ilustrado na Figura 3.1, é constituído por:

- 2 *racks* e 5 cartões *Giga Processor Cards* (GPC) que fornecem a capacidade computacional para a simulação em tempo real. Os modelos de componentes, solução de rede e etc., são todos resolvidos em placas do processador GPC;
- Cartões GTWIF (*Workstation Interface Card*) para comunicação *intra-racks* bem como comunicação com rede local;
- Cartões de saída e entrada digital: são os cartões GTDI/GTDO (*Gigabit Transceiver Digital Input/Output Card*) que estabelecem interface de sinais digitais (faixa +5 a +24 Volts DC) entre o RTDS e os dispositivos externos;
- Cartões GTFPI (*Inter-Rack Communication Card*) que estabelecem a interface de comunicação entre as entradas e saídas digitais do painel frontal do RTDS e o cartão GPC;
- Cartões de saída e entrada analógica: são os cartões GTAI/GTAO (*Gigabit Transceiver Analogue Input/Output Card*) que estabelecem interface de sinais analógicos (faixa ± 10 Volts AC) entre o RTDS e dispositivos externos;
- Soluções no domínio do tempo, em tempo real, com um passo típico de integração em torno de 50 μ s.

Nota: Houve uma expansão do RTDS utilizado, ao qual foram acrescentados os novos processadores PB5 que estão funcionando em paralelo com os já existentes GPCs.

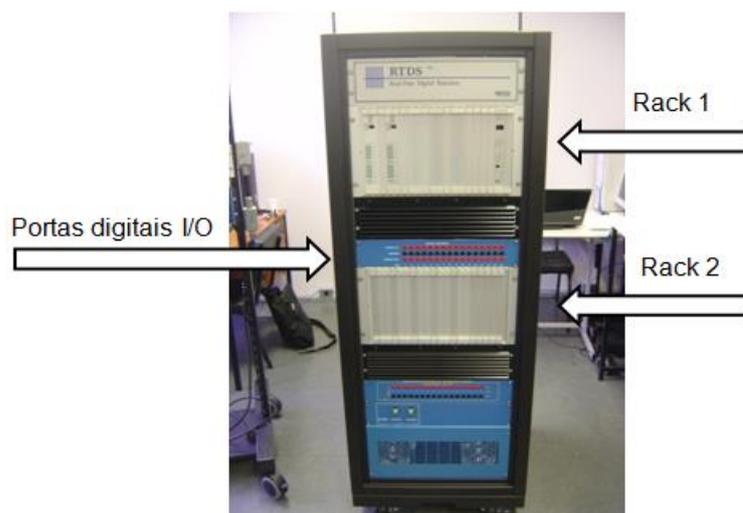


Figura 3.1 - RTDS da Universidade Federal de Itajubá utilizado neste trabalho [30].

3.2.2 *Software* do RTDS

A estrutura do *software* do RTDS está organizada em três níveis hierárquicos: de interface gráfica com o usuário (alto nível), de sistema operacional e compilação (nível médio), e de biblioteca dos componentes (baixo nível). O usuário tem acesso unicamente ao alto nível do *software* através do programa RSCAD e por meio das aplicações deste nível são acessados automaticamente os níveis inferiores. O RSCAD, através dos seus diferentes módulos, permite ao usuário modelar, compilar (como é o caso do módulo *Draft*) e analisar as simulações em tempo real (módulo *RunTime*) os casos testes do RTDS [30].

O RSCAD inclui modelos de componentes elétricos precisos, capazes de representar muitos dos elementos complexos que compõem os sistemas de potência reais. A técnica de solução de circuitos empregada é baseada na análise nodal [42]. O RSCAD inclui ainda uma poderosa interface gráfica, através da qual o usuário é capaz de construir, controlar e analisar os casos simulados. Assim, um sistema elétrico pode ser facilmente modelado, na forma de circuitos. O RSCAD possui uma biblioteca de modelos de componentes de controle e de sistema de potência, os quais podem ser manipulados pelo usuário, permitindo-o realizar todos os passos necessários para preparar e rodar uma simulação, bem como analisar os dados de saída na forma numérica ou gráfica. Os modelos individuais de cada componente podem ser configurados e conectados entre si para formar o modelo de sistema necessário para o estudo. Os modelos de fontes e geradores operam na frequência real do sistema, assim o simulador inerentemente opera em tempo real, tendo como base a frequência destas fontes [30].

Uma vez construído o sistema com todos os parâmetros ajustados, um compilador automaticamente gera o código de baixo nível para realizar a simulação.

O RTDS permite a realização de simulações *on-line*, podendo um equipamento externo ser controlado ou controlar dispositivos de manobras e/ou componentes dinâmicos representados na simulação digital, realizando, assim, o que comumente é chamado de *Hardware-In-The-Loop (HIL)*.

Neste trabalho, a versão utilizada foi a 3.003.2 do RSCAD. A tela inicial do programa pode ser vista na Figura 3.2.

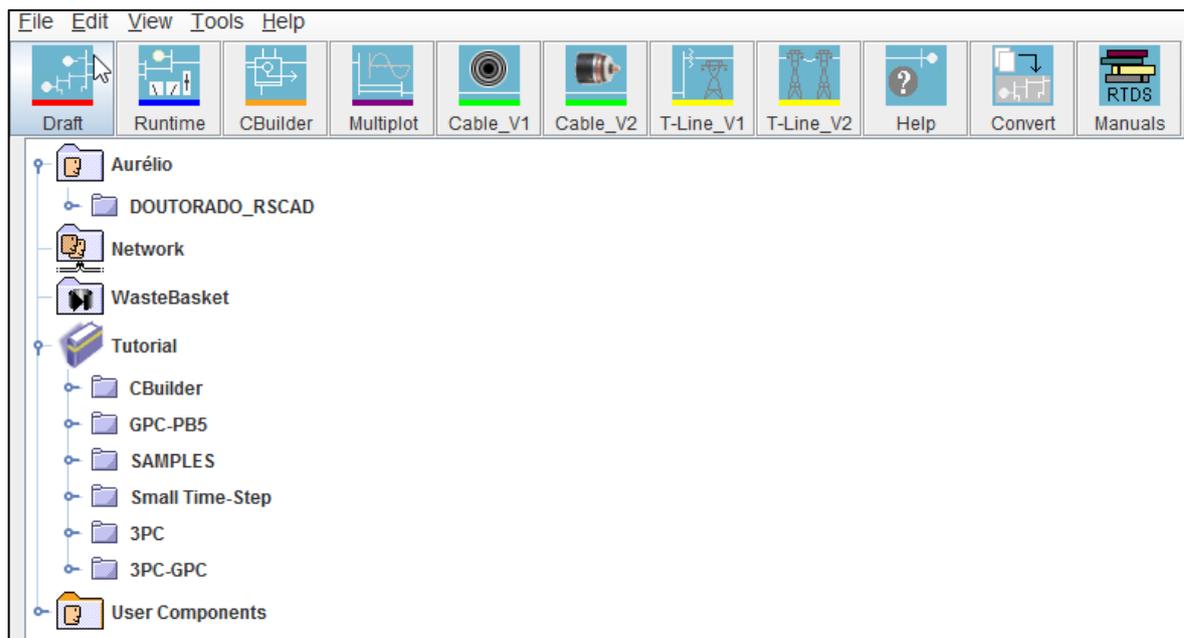


Figura 3.2 - Tela inicial do *software* RSCAD.

Como indicado na Figura 3.2, o RSCAD possui diversos módulos. Durante o desenvolvimento deste trabalho foram utilizados apenas três destes módulos: *Draft*, *RunTime* e *T-Line*.

- ***Draft***

O módulo *Draft* é usado para criar o circuito que será simulado. Para isso existe uma biblioteca de componentes que podem ser escolhidos e ajustados. A janela da biblioteca é composta por abas que contém diferentes grupos de componentes, como ilustrado na Figura 3.3. Na aba *Controls* se encontram os componentes de controle do RSCAD, tais como: funções de transferência, ganhos, comparadores, limitadores, funções lógicas, etc. Na aba *Power System* estão os componentes do sistema elétrico, como fontes, modelos de máquinas, linhas de transmissão, transformadores de instrumentos, transformadores de potência, cargas, etc. Na aba *Generator Controls*, a qual é destacada na Figura 3.3, são disponibilizados modelos padronizados de sistemas de excitação, reguladores de velocidade e PSS. Entretanto, o modelo matemático ST7B, o qual é baseado o sistema de excitação modelado neste trabalho, não é disponibilizado. Entretanto, é possível criar bibliotecas novas com componentes específicos, como é o caso desse estudo.

Ao inserir um componente presente na biblioteca no seu arquivo de projeto, os parâmetros necessários associados a esse modelo podem ser inseridos em uma janela *pop-up*.

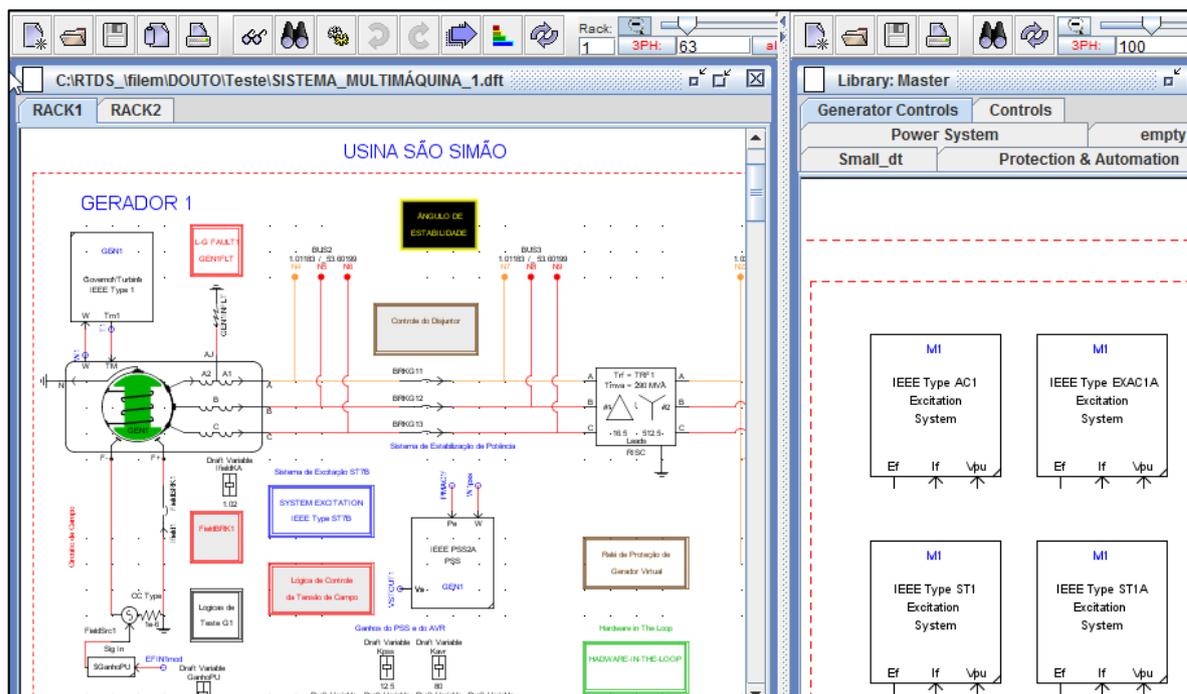


Figura 3.3 - Tela inicial do módulo *Draft* e biblioteca (*Library*).

- **RunTime**

Os casos são simulados no RTDS a partir do módulo *RunTime*. Todo arquivo gerado pelo *RunTime* (extensão *.sib*) está relacionado a um arquivo gerado pelo *Draft* (extensão *.dft*), estando os dois se comunicando através das variáveis do circuito criado, como tensões, correntes, variáveis de controle e de acionamentos e relações de transformação. Na tela do *RunTime* é possível criar *sliders*, *plots*, *buttons*, *switches*, etc., todos com a finalidade de monitorar o comportamento das variáveis do circuito. Deste modo, a tela é customizável para cada simulação. A Figura 3.4 ilustra um exemplo rodado no *RunTime*.

- **T-Line**

Os modelos de linhas de transmissão (LT) são disponibilizados na biblioteca do módulo *Draft*, porém a configuração com os dados da mesma são realizadas no módulo *T-Line* de duas formas: através da inserção de características físicas (geometria e distância dos condutores, comprimento da linha, etc) ou entrando com os dados diretamente em RLC

(Resistência, Capacitância e Indutância). Em ambos os casos calculam-se as respectivas impedâncias de sequência positiva (igual a negativa) e zero da linha. Na Figura 3.5 ilustra-se a tela de parametrização deste módulo. O RTDS pode representar as linhas de transmissão seja pelo modelo de ondas viajantes (parâmetros distribuídos) ou pelo modelo PI (parâmetros concentrados), esse último usado neste trabalho.

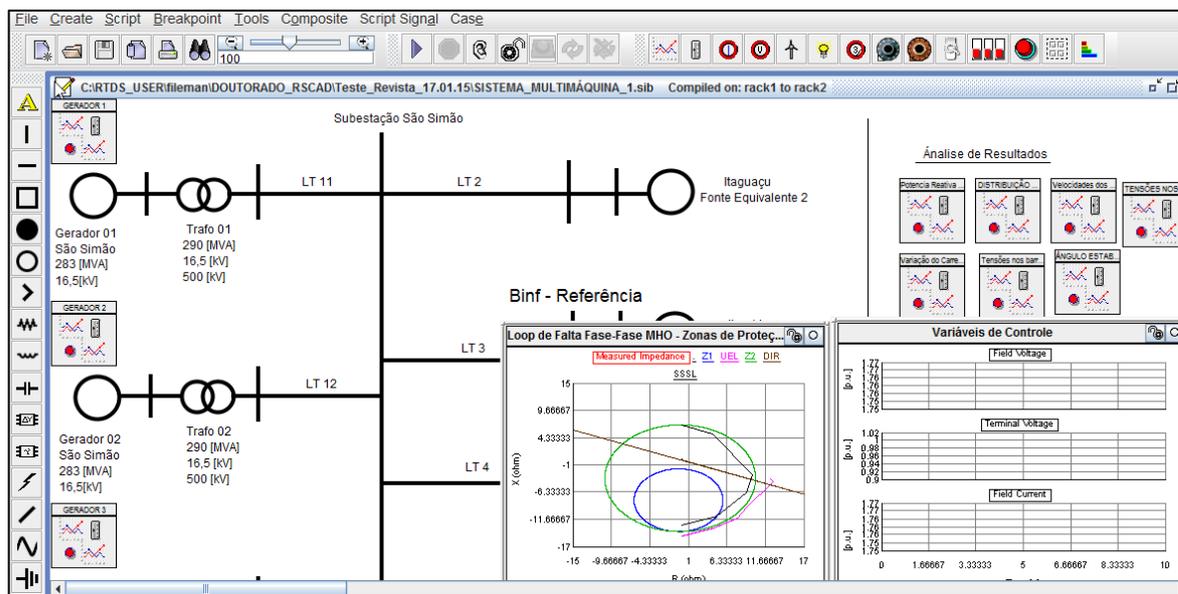


Figura 3.4 - Exemplo de tela inicial do módulo *RunTime*.

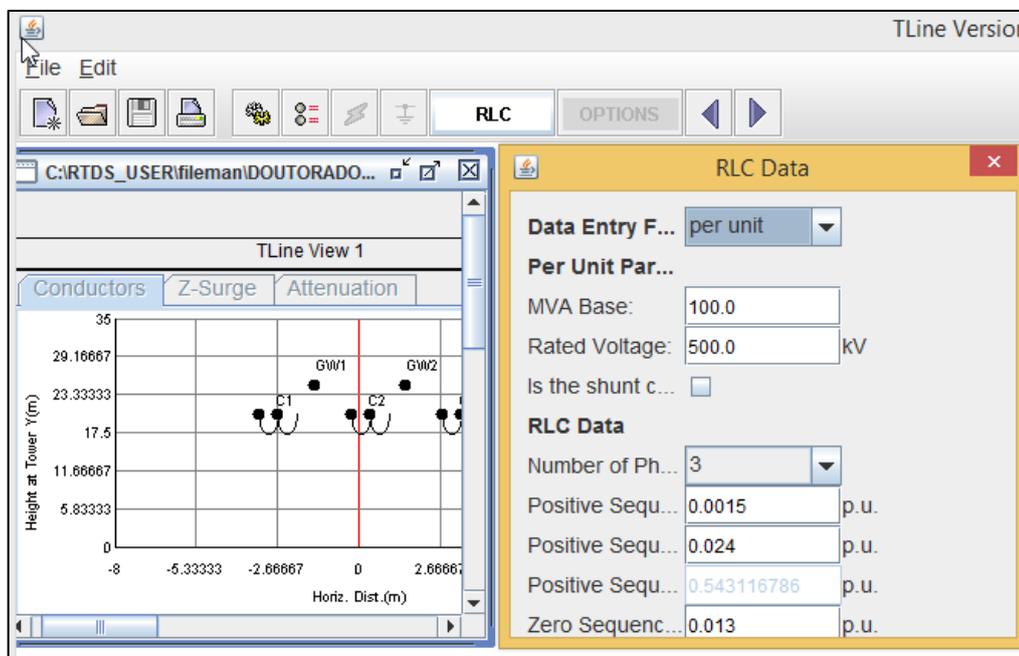


Figura 3.5- Exemplo de tela inicial do módulo *T-Line*.

3.3 Modelagem do Sistema de Excitação no RTDS

A modelagem adequada dos componentes é fundamental para que se obtenham simulações cujos resultados sejam os mais fidedignos possíveis em comparação aos fenômenos que ocorrem na realidade.

Neste sentido, para facilitar a compreensão da modelagem do sistema de excitação em estudo, nessa seção é apresentado o passo-a-passo da implementação das malhas de controle realizada no RSCAD.

Como já mencionado, o modelo de excitação estática ST7B padronizado pelo IEEE [36], e apresentado na Figura 2.2 da subseção 2.2.1, é a base da estrutura que integra o AVR modelado nesse trabalho. Entretanto, os sinais de entrada da malha principal apresentada na Figura 2.2, não são detalhados nessa norma. Mesclando informações do fabricante [32] e da norma [36], esses sinais de entrada são representados aqui como sinais de saída de malhas de controle implementadas externamente e que, em conjunto, representam o sistema de controle de excitação completo. A modelagem de cada uma dessas malhas é descrita passo-a-passo.

Além da malha principal de controle de tensão do AVR (submalha 2 da Figura 2.2), a estrutura de controle do sistema de excitação em estudo integra outras malhas de proteção e controle que também são consideradas na modelagem no RSCAD, tais como:

- Malha de elaboração da referência do AVR – Limitação do fluxo;
- Malha de limitação da corrente estatórica – STCL;
- Malha de limitação da referência do AVR (submalha 1 da Figura 2.2);
- Malha de limitação de sobreexcitação – OEL;
- Malha de limitação de subexcitação – UEL.

3.3.1 Malha de elaboração da referência – Limitação do fluxo

A malha de elaboração da referência do AVR ou malha de limitação do fluxo tem o objetivo de evitar que o fluxo no gerador se torne excessivamente alto ou baixo, controlando a relação tensão/frequência. A Figura 3.6 apresenta a estrutura desta malha modelada no RSCAD [2].

Observa-se na Figura 3.6 que o sinal de entrada (*VREFGI*) da tensão de referência do estator (*m2GI*) é implementado através de um componente variador que pode ser operado

manualmente na tela de simulação do RSCAD. Este fato possibilita testar em tempo real o desempenho dinâmico do sistema de excitação através de variações contínuas (degraus) no valor de “*VREFG1*”. Considerando o estabelecimento do controle de tensão nos próprios terminais do gerador, a correção do sinal “*VREFG1*”, devido à compensação de carga, é considerada nula. Em outras palavras, a modelagem da malha de compensação de carga não foi utilizada neste estudo.

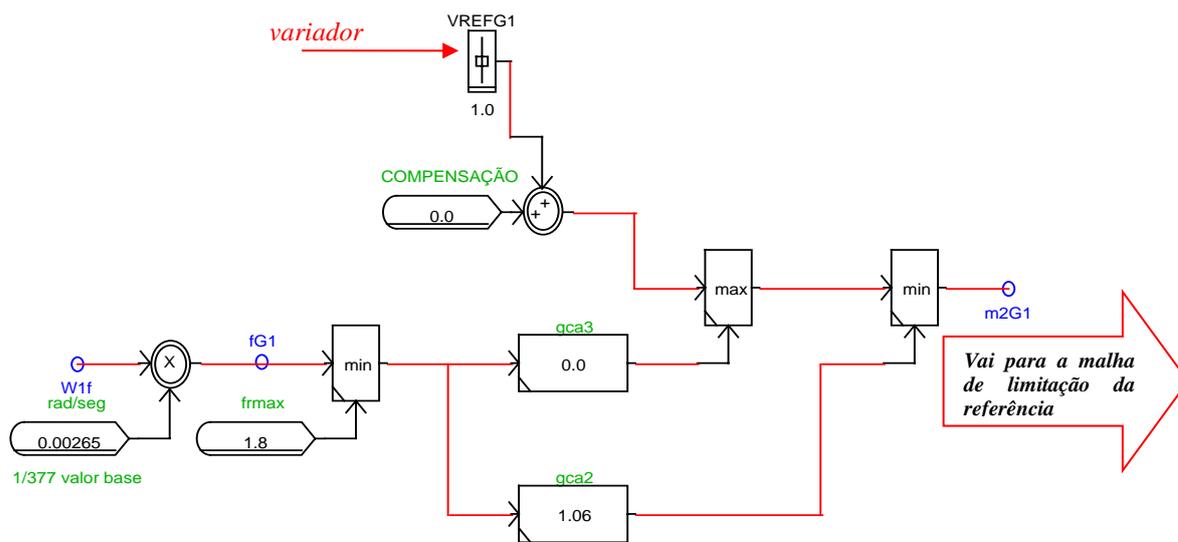


Figura 3.6 - Malha de elaboração da referência do AVR implementada no RSCAD[2].

O controle do fluxo é feito através da limitação do sinal “*VREFG1*” com base nos valores ajustados nos ganhos “*gca3*” e “*gca2*”, bem como na constante “*frmax*”. Nota-se na Figura 3.6 que o valor da tensão de referência (*m2G1*), definido no componente variador “*VREFG1*”, está limitado pelos componentes de controle máximo “*max*” e mínimo “*min*”. O componente “*max*”, que depende do ganho “*gca3*” e do valor atual da frequência “*W1f*” (ou valor de saturação da frequência “*frmax*”, caso seja alcançado), define o limite inferior da tensão de referência. Por outro lado, o componente “*min*” que, além da frequência, depende também do ganho “*gca2*”, define o limite superior da tensão de referência. Desta forma, considerando os valores referenciais definidos em [32], para “*gca2*” e “*gca3*”, ilustra-se na Figura 3.7 o plano que representa a gama de variação normal da referência de tensão em função da frequência.

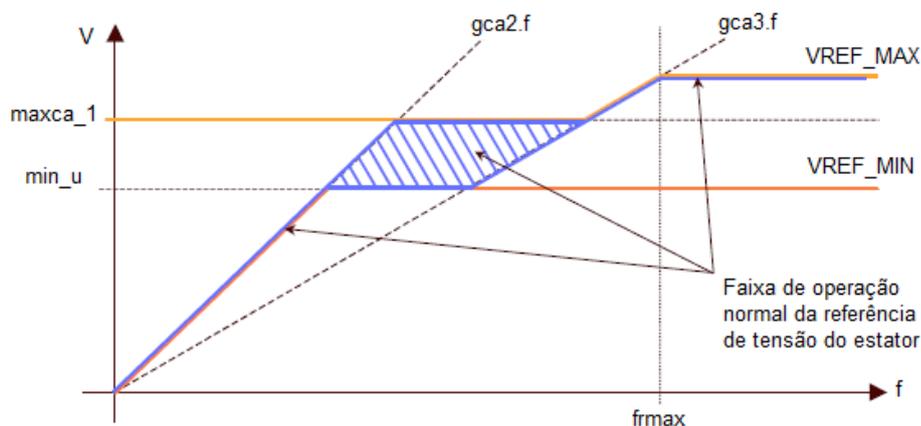


Figura 3.7 - Escala de variação normal da referência de tensão em função da frequência [32].

As limitações “*min_u*” e “*maxca_1*” apresentadas na Figura 3.7 são definidas na subseção 3.3.3 que aborda sobre a malha de limitação da referência do AVR.

3.3.2 Malha de limitação da corrente estatórica – STCL

O objetivo da malha de limitação da corrente estatórica (STCL) é manter a corrente estatórica dentro dos limites aceitáveis de operação e, conseqüentemente, evitar o superaquecimento do estator. Observa-se na Figura 3.8 que a estrutura dessa malha fornece na saída um termo de correção (*m3GI*), utilizado pela malha de limitação da referência do AVR (ver Figura 3.10), para aumentar ou diminuir a referência de tensão (*m2GI*) dependendo do estado da potência reativa (*QTGI*) medida.

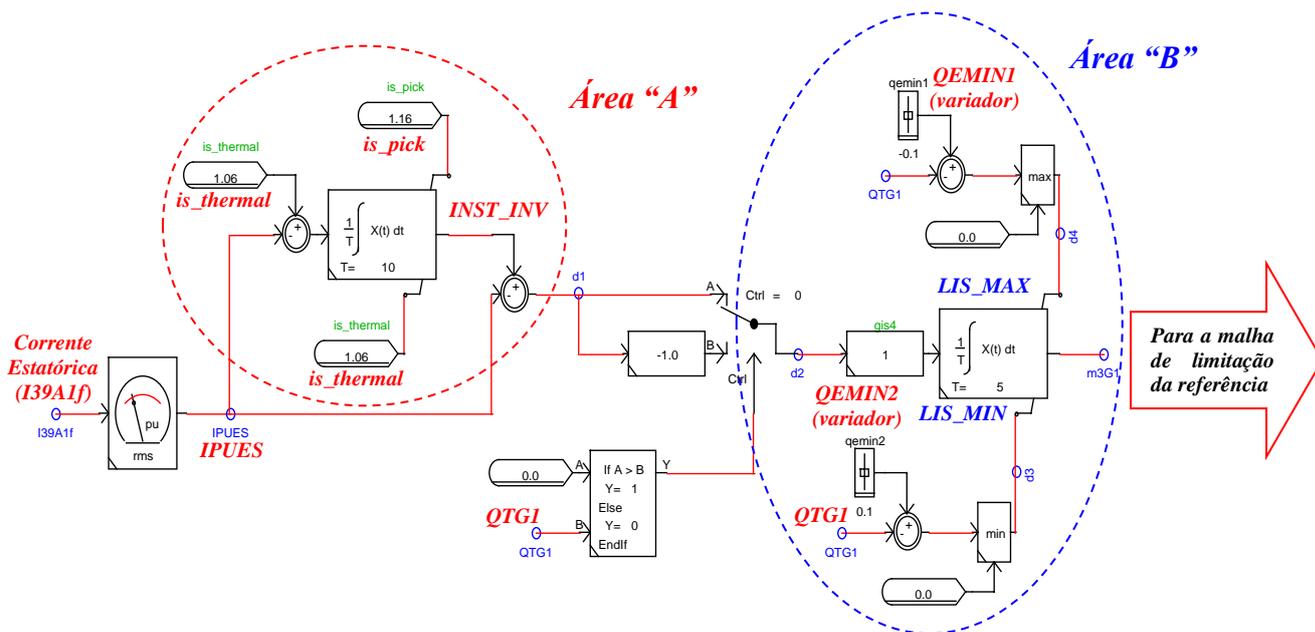


Figura 3.8 - Malha de limitação da corrente estatórica (STCL) implementada no RSCAD [2].

A primeira seção da malha da Figura 3.8, indicado pela área “A”, permite o cálculo da referência de limitação da corrente estatórica. Esta referência apresenta um comportamento de tempo inverso, cujo ponto de operação “*IST_INV*” é determinado a partir da expressão dada por:

$$IST_INV = is_pick + \frac{1}{tis5} \int (is_thermal - IPUES) \cdot dt \quad (3.1)$$

onde:

is_pick: é o limiar da máxima corrente estatórica (1,16 p.u.);

is_thermal: é o valor de limitação da corrente estatórica permanente (1,06 p.u.);

tis5: é a constante de tempo do integrador para limitação da corrente estatórica (10 s);

IPUES: é o valor atual da corrente do estator (corrente medida em tempo real).

A segunda seção da malha, indicado pela área “B” na Figura 3.8, permite a ação de limitação da corrente estatórica de acordo com o estado da potência reativa da máquina (*QTGI*). Assim, o termo de correção (*m3GI*) da tensão do estator será negativo quando a potência reativa da máquina for positiva, ou seja, sendo fornecida pelo gerador; e será positivo quando a potência reativa da máquina for negativa, ou seja, sendo absorvida pelo gerador. Porém, quando a potência reativa oscila em torno de 0 Mvar, não é possível definir uma ação de limitação correta, isto é, aumentar ou diminuir a referência de tensão. Portanto, para prevenir ações indesejadas do limitador nesse ponto, a função de limitação é desabilitada em uma banda estreita em torno de 0 Mvar. Conforme ilustrado no plano P-Q na Figura 3.9 (para uma máquina de polos salientes), os limites desta banda são definidos através dos parâmetros “*QEMINI*” e “*QEMIN2*”, que são ajustados em -0,1 e 0,1 p.u. [32], respectivamente.

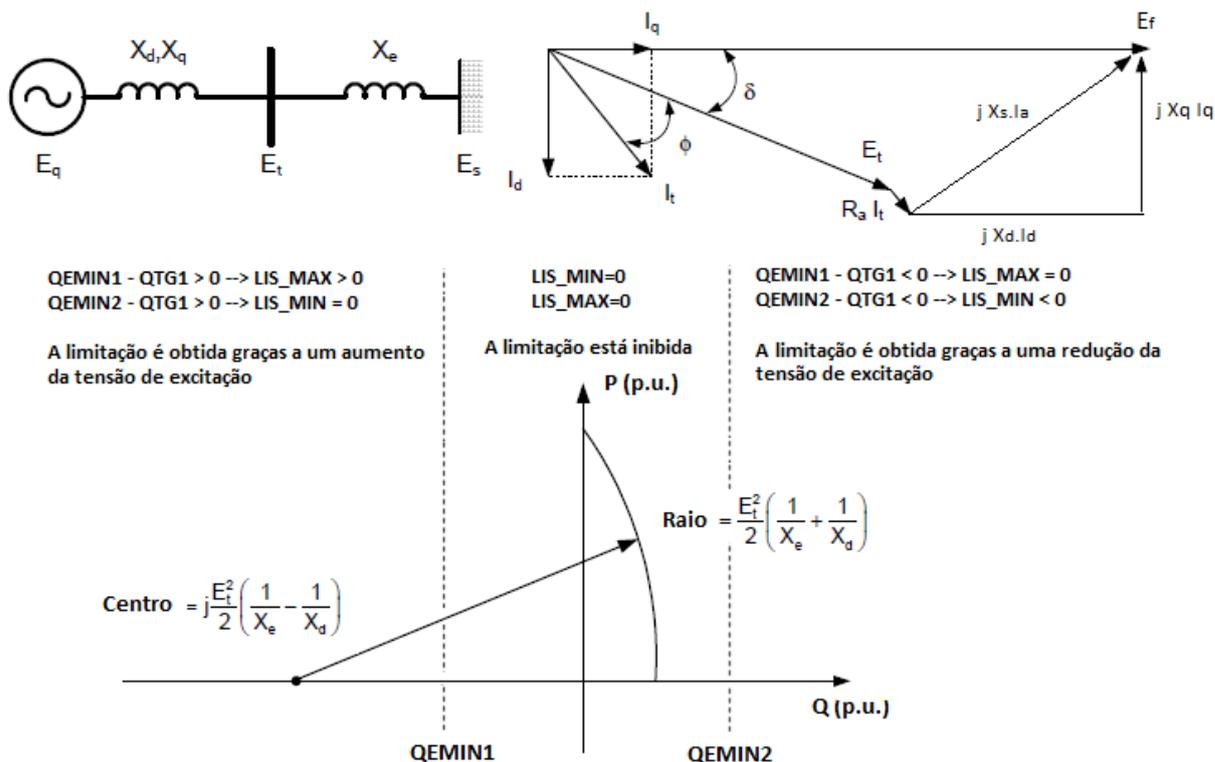


Figura 3.9 - Ação do limitador da corrente estática de acordo com o ponto de operação da máquina [32].

3.3.3 Malha de limitação da referência

A estrutura da malha de limitação da referência está associada com a submalha 1 da Figura 2.2 e tem como objetivo principal limitar o sinal da referência interna de tensão ($m2G1$) que vem da malha de elaboração da referência (ver Figura 3.6).

Conforme ilustrado na Figura 3.10, a malha de limitação da referência do AVR possui vários sinais limitadores e corretores da tensão de referência ($m2G1$). Como sinais limitadores têm-se: o sinal de limitação de sobreexcitação ($m4AG1$ – ver Figura 3.12) e o de subexcitação ($m5G1$ - ver Figura 3.13). Além das limitações dinâmicas estabelecidas por “ $m4AG1$ ” e “ $m5G1$ ”, existe na referida malha um componente limitador que insere uma faixa de limitação fixa de 0,95 a 1,05 p.u. na tensão de referência. Na Figura 3.10 estes valores de limitação estão indicados pelos componentes “ min_u ” e “ $maxca_I$ ”, respectivamente. Por outro lado, destacam-se como sinais corretores: o sinal “ $m3G1$ ” que vem da malha de limitação da corrente estática e o sinal “ $VSTINI$ ” que vem do componente estabilizador de sistema de potência (PSS), modelo PSS2A. O componente PSS da biblioteca do RSCAD já contém em si a respectiva malha ou modelo matemático PSS2A e, portanto, não foi necessário desenvolver a referida malha de controle para este estudo.

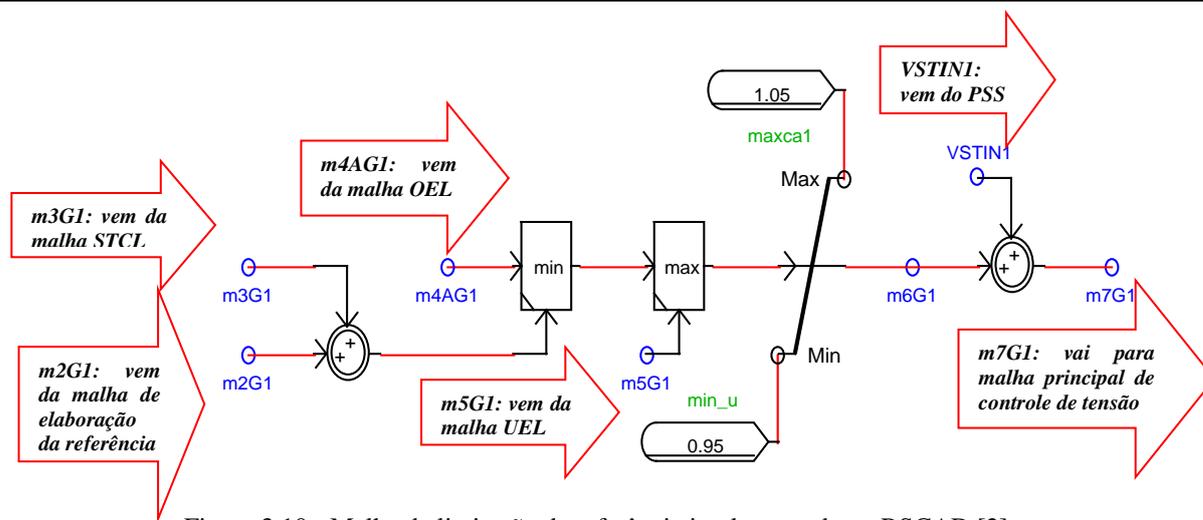


Figura 3.10 - Malha de limitação da referência implementada no RSCAD [2].

A seguir são descritas as funcionalidades de cada uma das variáveis de entrada habilitadas na malha, como ilustrado na Figura 3.10:

- Variável “*m2G1*”: tensão de referência “*VREF*”, já considerando a ação da malha de limitação do fluxo;
- Variável “*m3G1*”: termo de correção da tensão de referência devido à limitação da corrente estatórica;
- Variável “*m4G1*”: sinal de limitação de sobrecitação (vide item 3.3.5);
- Variável “*m5G1*”: sinal de limitação de subexcitação (vide item 3.3.6);
- Variável “*VSTINI*”: sinal do PSS (modelo PSS2A).

3.3.4 Malha principal de controle de tensão – VREG

A estrutura da malha principal de controle de tensão (VREG) está associada com a submalha 2 da Figura 2.2 e sua principal função é regular a tensão de campo da máquina síncrona e, portanto, sua tensão terminal. A Figura 3.11 apresenta a modelagem desta malha no RSCAD.

A estrutura da malha apresentada na Figura 3.11 considera um regulador de tensão proporcional integral (PI), onde o ganho proporcional é representado por “*grv1*” e a constante de tempo da integral é “*trv2*”. A presença de um filtro de avanço–atraso de fase em série com o ganho permite introduzir uma função derivativa que torna o regulador do tipo PID com polos e zeros de valores não nulos. Observa-se ainda na Figura 3.11 que o canal de entrada da tensão terminal “*m1G1*” inclui também um filtro de avanço-atraso de fase. Este filtro permite ampliar as possibilidades de ajustes do desempenho da regulação de tensão.

Da malha ilustrada na Figura 3.11, verifica-se, além da tensão terminal “ $m1G1$ ”, a presença de mais duas variáveis de entrada, “ $m7G1$ ” e “ $m4BG1$ ”. A variável “ $m7G1$ ” representa o sinal resultante da malha de limitação de referência do AVR, como indicado na Figura 3.10. Já a variável “ $m4BG1$ ”, que representa o sinal de limitação de sobrecitação (ver Figura 3.12), limita o sinal de tensão de excitação calculado pelo regulador de tensão, evitando que a corrente de excitação exceda o valor de teto [2].

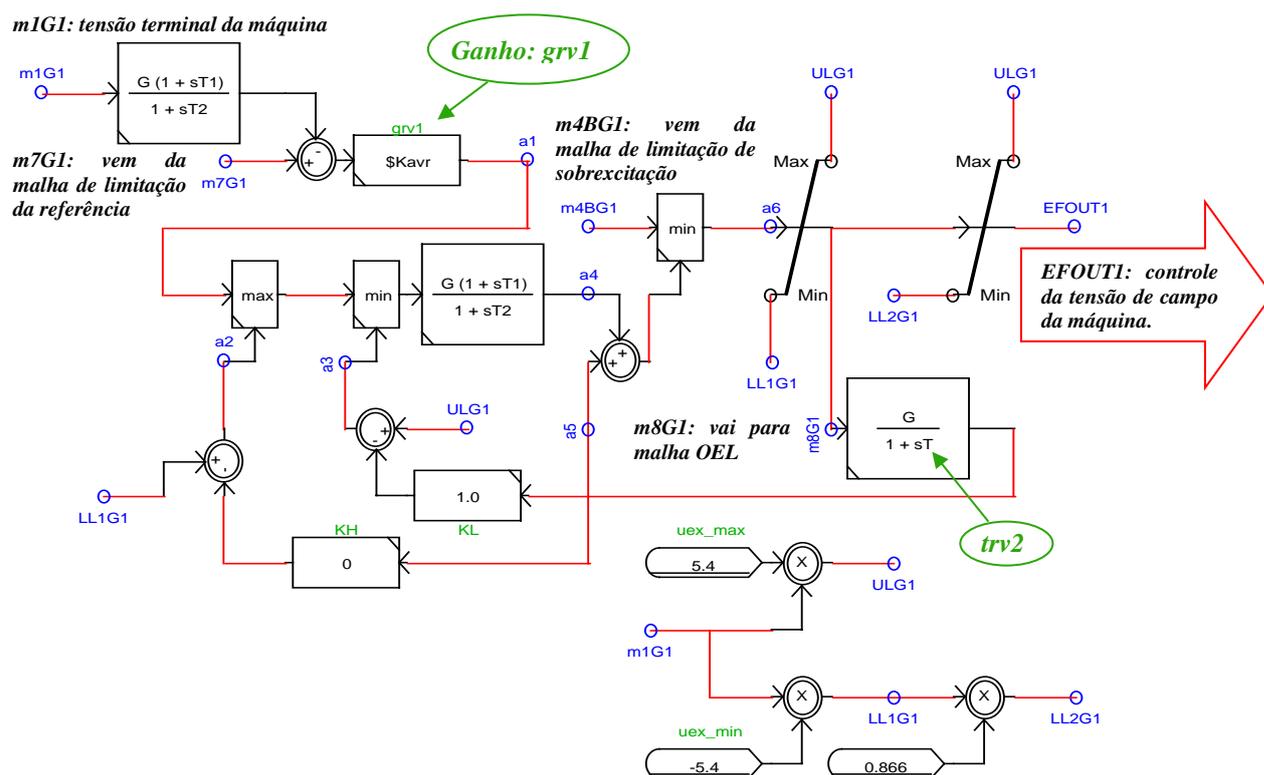


Figura 3.11- Malha principal de controle de tensão implementada no RSCAD [2].

Destaca-se ainda da implementação da malha principal de controle de tensão, a definição dos limites máximo ($ULG1$) e mínimo ($LL1G1$ e $LL2G1$) dos componentes limitadores, como ilustrado na Figura 3.11.

Finalmente, observa-se na Figura 3.11 que a variável de saída da malha é o sinal “ $EFOUT1$ ”. Esta variável fornece o sinal de controle da tensão de campo requerido pela excitatriz do gerador síncrono do sistema de potência que é descrito na subseção 4.4.1 (ver Figura 4.3).

3.3.5 Malha de limitação de sobreexcitação – OEL

A malha de limitação de sobreexcitação (OEL) provê proteção contra sobreaquecimento do gerador quando da presença de elevados níveis da corrente de campo. A característica deste limitador deve ser coordenada com as funções de proteção contra sobreexcitação (volts/hertz - ANSI 24) e contra sobretensão (ANSI 59), como será apresentado no capítulo 5. Em termos gerais, o modo de operação da malha OEL segue a sequência de eventos descrita a seguir:

- Detecta a condição de sobreexcitação;
- Permite a existência de sobreexcitação durante um período definido de sobrecarga;
- Reduz a excitação para um nível de segurança.

Conforme ilustrado na Figura 3.12, a detecção da condição de sobreexcitação é feita ao comparar o sinal da corrente de campo medida, “*IFPUIf*”, com os níveis de *pick-up*, “*ifp*” e “*ifnI*”, ambos definidos como “referência de limitação por teto” e “referência de limitação térmica”, respectivamente.

A referência de limitação térmica (*ifnI*) permite o controle da corrente de campo do gerador. Deste modo, quando a corrente de campo ultrapassa o valor de “*ifnI*”, este excedente é permitido durante um período de tempo definido no temporizador “*tmpieI*”. Após este tempo, se a corrente de campo permanecer ainda acima do valor de “*ifnI*”, então a referência de tensão (*m6GI*) é reduzida para o valor de “*ifnI*”. Finalmente, o sinal de saída fornecido através da variável “*m4BGI*” é utilizado como proteção contra sobrecorrente na saída da malha principal de controle de tensão (ver Figura 3.11).

Por sua vez, a referência de limitação por teto (*ifp*) evita que a corrente de excitação aumente acima da corrente de teto da máquina. O sinal de saída, fornecido através da variável “*m4AGI*”, é utilizado na malha de limitação da referência do AVR (ver Figura 3.10).

No caso da malha UEL do AVR em questão, o limite de potência reativa é representado através de uma característica P-Q composta de vários segmentos ajustáveis (Tipo UEL2), cuja disposição é associada com a curva de capacidade do gerador. O Anexo B apresenta a curva de capacidade do gerador do sistema de potência teste, o qual é descrito no capítulo 4, utilizado para avaliar o desempenho dinâmico do sistema de excitação.

A característica P-Q é implementada computacionalmente por segmentos definidos através de 6 pares de coordenadas (pontos A, B, C, D, E e F) através do bloco Y=F(X) indicado na malha UEL da Figura 3.13 e com mais detalhes na Figura 3.14.

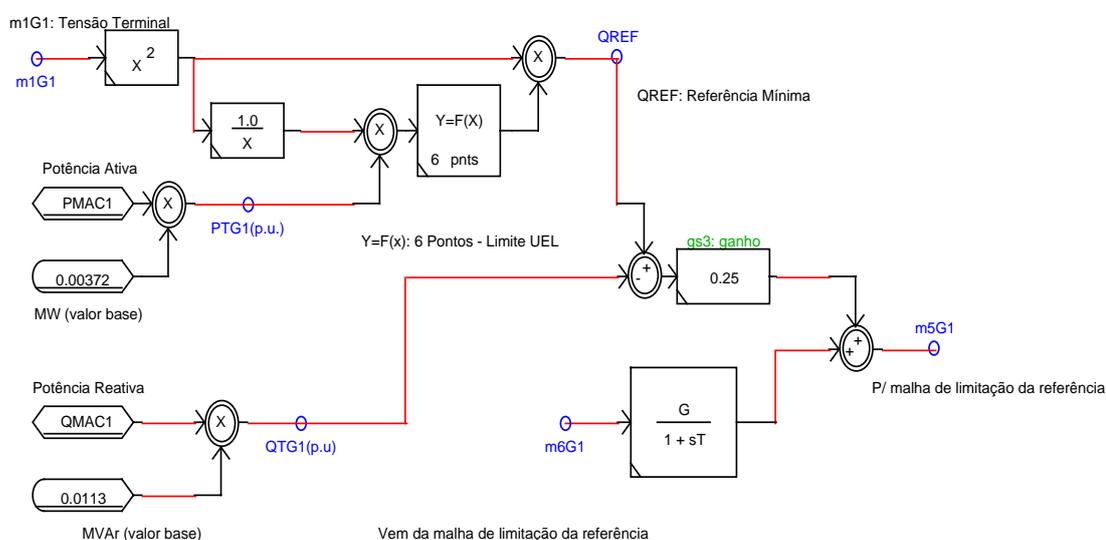


Figura 3.13 - Malha de limitação de subexcitação implementada no RSCAD [2].

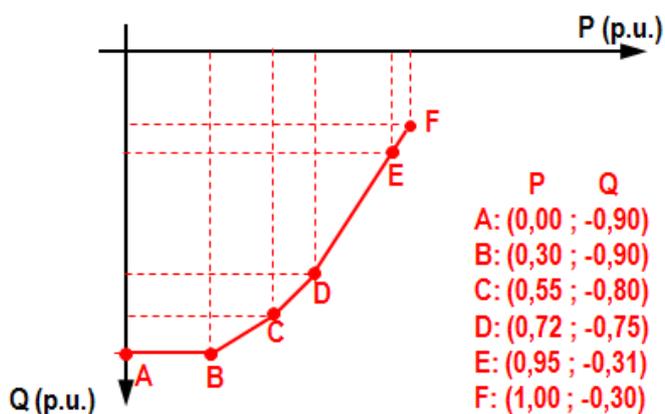


Figura 3.14 - Característica de limitação da malha UEL implementada no RSCAD: coordenadas PQ da curva de capacidade do gerador.

Observa-se na Figura 3.13 que o sinal de potência ativa (*PTG1*) primeiramente é normalizado através da tensão terminal da máquina (*m1G1*) e posteriormente é utilizado como

entrada no bloco $Y=F(X)$, que representa a característica de limitação P-Q (cujas coordenadas são apresentadas na Figura 3.14). Este bloco determina o valor normalizado da potência reativa. Este valor, resultante da interpolação na curva P-Q, é multiplicado pelo quadrado da tensão terminal ($mIGI$) para o cálculo da referência de limitação da potência reativa ($QREF$). Finalmente, este valor é comparado com o valor atual da potência reativa absorvida pela máquina ($QTGI$) para determinar o limite de subexcitação “ $m5GI$ ”. Esse sinal é utilizado na malha de limitação da referência do AVR (vide Figura 3.10).

Em condições normais de operação, quando o limite UEL não é acionado, o sinal de erro “ $m6GI$ ” (ilustrado na malha de limitação da referência da Figura 3.10) é negativo, uma vez que a potência reativa ($QTGI$) será maior do que o valor limite ($QREF$). Quando em condições onde os limites operacionais de subexcitação são excedidos, o sinal de erro “ $m6GI$ ” torna-se positivo. Isto irá conduzir a saída da malha UEL no sentido positivo e, se o ganho ($gs3$) for suficiente, a saída da malha UEL ($m5GI$) vai assumir o controle do regulador de tensão para aumentar a excitação a fim de mover o ponto de operação de volta para o limite UEL [36].

3.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas as características do RTDS utilizado para a realização das modelagens e simulações. Em seguida, todas as etapas para implementação computacional das malhas do sistema de excitação que integra o AVR sob estudo no RSCAD foram apresentadas.

Em vista da dimensão do sistema de excitação e da complexidade em associar as diversas variáveis presentes nas diferentes malhas de controle, vale ressaltar que a modelagem do sistema de excitação se tornou possível através dos dados presentes em [36], que apresenta a estrutura geral do modelo ST7B como ilustrado na Figura 2.2, e por meio de informações das funções de transferência que compõem as malhas de controle (e de seus limitadores) do modelo comercial [32]. Essa associação de informações permitiu a modelagem de um novo modelo de sistema de excitação para a biblioteca do RSCAD.

Não foi observada na literatura a proposta de um completo modelo computacional que representasse essa classe de sistema de excitação estático. A referência [2], apresentada nas legendas de algumas das figuras deste capítulo, está ligada a uma publicação, sendo este um dos frutos deste trabalho.

Os ajustes apresentados neste capítulo foram utilizados tanto na etapa das simulações para avaliação do sistema de excitação implementado, que é discutida no capítulo 4, quanto na análise da proteção em coordenação com os limitadores do AVR, realizada no capítulo 5.

CAPÍTULO 4 - SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DINÂMICO DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

4.1 Considerações Iniciais

Quando se deseja avaliar a resposta de uma nova tecnologia ou componente em um sistema dinâmico, principalmente naqueles nos quais um experimento completo em laboratório é inviável, seja por questões técnicas ou econômicas, são utilizados programas que buscam emular o comportamento real, como é o caso desse estudo.

A implementação do sistema de excitação no RTDS descrita no capítulo anterior foi na prática realizada nas dependências laboratoriais do Centro de Excelência em Redes Elétricas Inteligentes (CERIn) da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). A infraestrutura existente permitiu que o sistema de excitação implementado computacionalmente fosse aplicado a unidades geradoras de um SEP também simulado no RTDS. Portanto, neste capítulo são apresentadas as etapas de modelagem da topologia do SEP definido, desde a inserção dos componentes do sistema, tais como as máquinas síncronas, transformadores elevadores, linhas de transmissão, reatores de compensação, além das fontes equivalentes utilizadas para representação do sistema à frente dos barramentos principais. Uma vez montada a estrutura da rede, simulações são realizadas para avaliar o desempenho dinâmico do sistema de excitação de acordo com requisitos técnicos mínimos definidos nos procedimentos de rede do ONS [33], bem como pelos critérios estabelecidos na norma do IEEE [34]. Os resultados e discussões dessas simulações são apresentados nesse capítulo.

4.2 Descrição do Sistema de Potência Teste

O desempenho dinâmico do sistema de excitação implementado foi testado por meio de sua aplicação em unidades geradoras de uma Usina Hidrelétrica (UHE) real simulada no RSCAD. Esta planta opera com geradores fabricados pela ALSTOM. A escolha desta usina foi devido a um futuro projeto de incorporação deste sistema de excitação em estudo nas unidades geradoras desta UHE.

A usina em questão é a UHE de São Simão que está localizada na divisa dos estados de Minas Gerais e Goiás, entre os municípios de São Simão (GO) e Santa Vitória (MG). Esta usina opera com seis unidades geradoras, que geram 283 MVA cada. A tensão gerada pelas máquinas é elevada por transformadores, conectados na saída de cada unidade geradora, ao nível de 500 kV e transmitida até a Subestação (SE) São Simão, onde dali é escoada ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

4.3 Definição da Topologia da Rede para Implementação no RTDS

Antes de implementar o Sistema São Simão no RSCAD foi necessário definir a topologia da rede do mesmo. Algumas destas informações foram coletadas no aplicativo SINDAT (Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN), acessível no site do ONS [84], que disponibiliza informações relevantes do SIN.

Outra questão analisada foi como adequar a representação do Sistema São Simão com a capacidade do *hardware* do RTDS disponível para o estudo. Para tanto, representou-se de forma fidedigna as seis unidades geradoras com seus respectivos transformadores elevadores acoplados, a transmissão da potência gerada até a SE São Simão e o escoamento deste ponto ao SIN por meio das linhas de transmissão (LTs) principais e adjacentes. Foram consideradas como LTs principais, os circuitos diretamente ligados a SE São Simão (SE Itaguaçu, SE Itumbiara, SE Jaguará, SE Maribondo e SE Água Vermelha) e como LTs adjacentes, os circuitos principais que estão conectados entre si (SE Itumbiara – SE Maribondo e SE Água Vermelha – SE Maribondo). Também são representados os reatores utilizados para compensação de reativos em algumas das LTs deste sistema. Por fim, para a representação do Sistema São Simão além dos barramentos principais, os componentes do sistema a frente de cada uma dessas barras foram equivalentados. Considerou-se a fonte equivalente obtida dos componentes a frente da SE Itumbiara como barramento de referência, por esta ser considerada a de maior contribuição de fluxo de potência no sistema [2].

Resumindo, dentre as principais características do sistema São Simão podem-se citar:

- **Potência Instalada:** 1698 MVA \rightarrow 6 x 283 MVA; Fator de potência (FP) = 0,95;
- **Linhas de Transmissão (LTs):** a tensão gerada pelas máquinas é elevada pelos transformadores conectados na saída de cada unidade geradora de 16,5 kV ao nível de 500 kV e transmitida através das linhas LT1.1 a LT1.6 até a SE São

Simão. Deste ponto a potência é escoada ao SIN por meio das LTs principais (LT2 a LT6) e adjacentes (LT7 e LT8):

- **Reatores:** existem reatores ao longo do sistema para compensação de reativos nas linhas LT3 e LT4 (91 Mvar), e na linha LT7 (100 Mvar);
- **Fontes Equivalentes:** Devido à extensão do sistema, os componentes do sistema a frente dos barramentos principais conectados ao sistema São Simão foram equivalentados (FE1 a FE5) com o objetivo de estimar uma representação do SIN e adaptar-se à capacidade do *hardware* do RTDS.

As disposições dos componentes do sistema São Simão supracitados são representados no diagrama esquemático da Figura 4.1 e através de uma ilustração coletada a partir do SINDAT [84], com as devidas considerações (ver Figura 4.2).

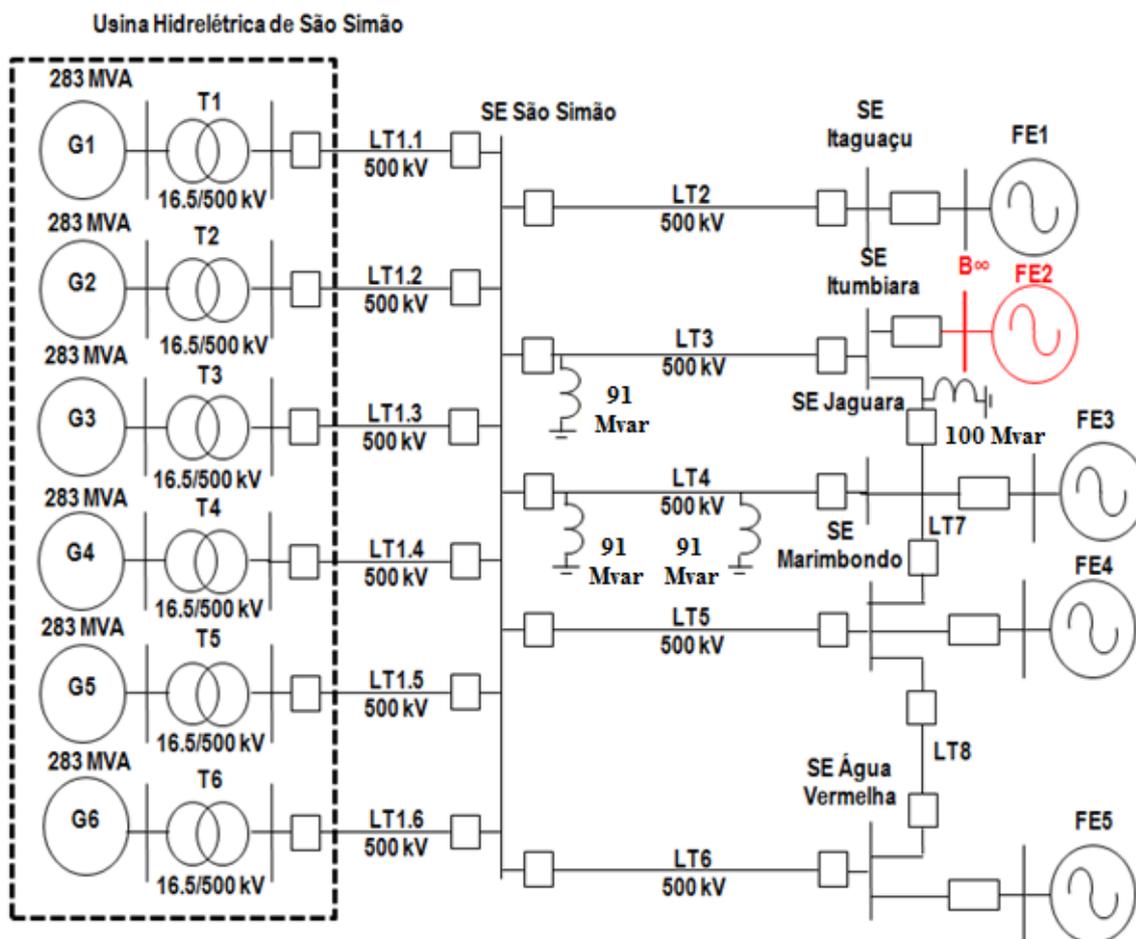


Figura 4.1 - Representação esquemática do Sistema São Simão, da forma como foi implementado no RSCAD.

Legenda: ■ LT Principal ■ LT Adjacente ■ LT que interliga a UHE a SE São Simão ■ Fonte Equiv.

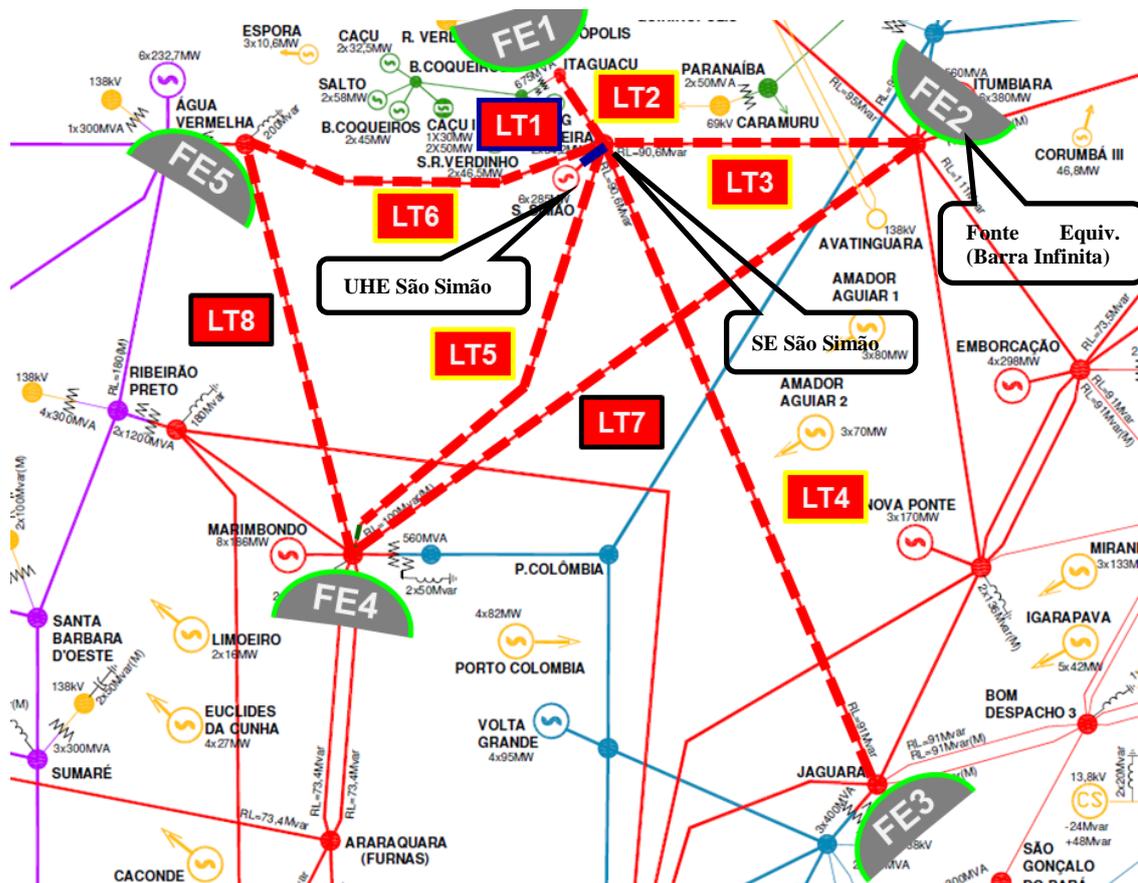


Figura 4.2 - Representação do Sistema São Simão pelo ONS.

Fonte: Adaptado do SINDAT [84].

4.4 Modelagem do Sistema de Potência Teste no RTDS

Com a definição da topologia da rede do Sistema São Simão, foi possível representar os componentes deste sistema de potência no RTDS a partir dos modelos disponíveis na biblioteca do *software* RSCAD. Para tanto, foram parametrizados cada componente do sistema (geradores, transformadores, linhas, reatores e fontes equivalentes) a partir dos dados e informações coletadas no SINDAT [84]. Adiante são apresentadas cada uma dessas etapas.

4.4.1 Gerador síncrono para estudos de proteção

Para a representação das seis unidades geradoras da UHE São Simão, utilizou-se o modelo de máquina síncrona, próprio para estudo de proteção, disponível na biblioteca do módulo *Draft* do RSCAD [85]-[87]. Este componente permite que se tenha acesso a cada um

dos terminais do estator (A, B e C), tornando possível a representação de faltas nesses enrolamentos internos. Além disso, esse modelo possibilita que o usuário implemente o circuito de campo da máquina, permitindo assim manipulações nas variáveis que controlam a excitação da máquina, como a tensão de campo ($EFINI$), para simular cenários de subexcitação e, dessa forma, permitir avaliar a proteção contra perda de excitação.

Usando este modelo de máquina, o sistema São Simão representado na Figura 4.1 foi implementado computacionalmente no RSCAD. Uma das unidades geradoras desse sistema é ilustrada na Figura 4.3, na qual observa-se que ao gerador síncrono estão associados um transformador elevador e os seus controles, tais como o regulador de velocidade (*IEEE Type I*) e o sistema de estabilização de potência (*PSS 2A*) [29], assim como o seu circuito de campo implementado para o estudo de proteção detalhado no capítulo 5.

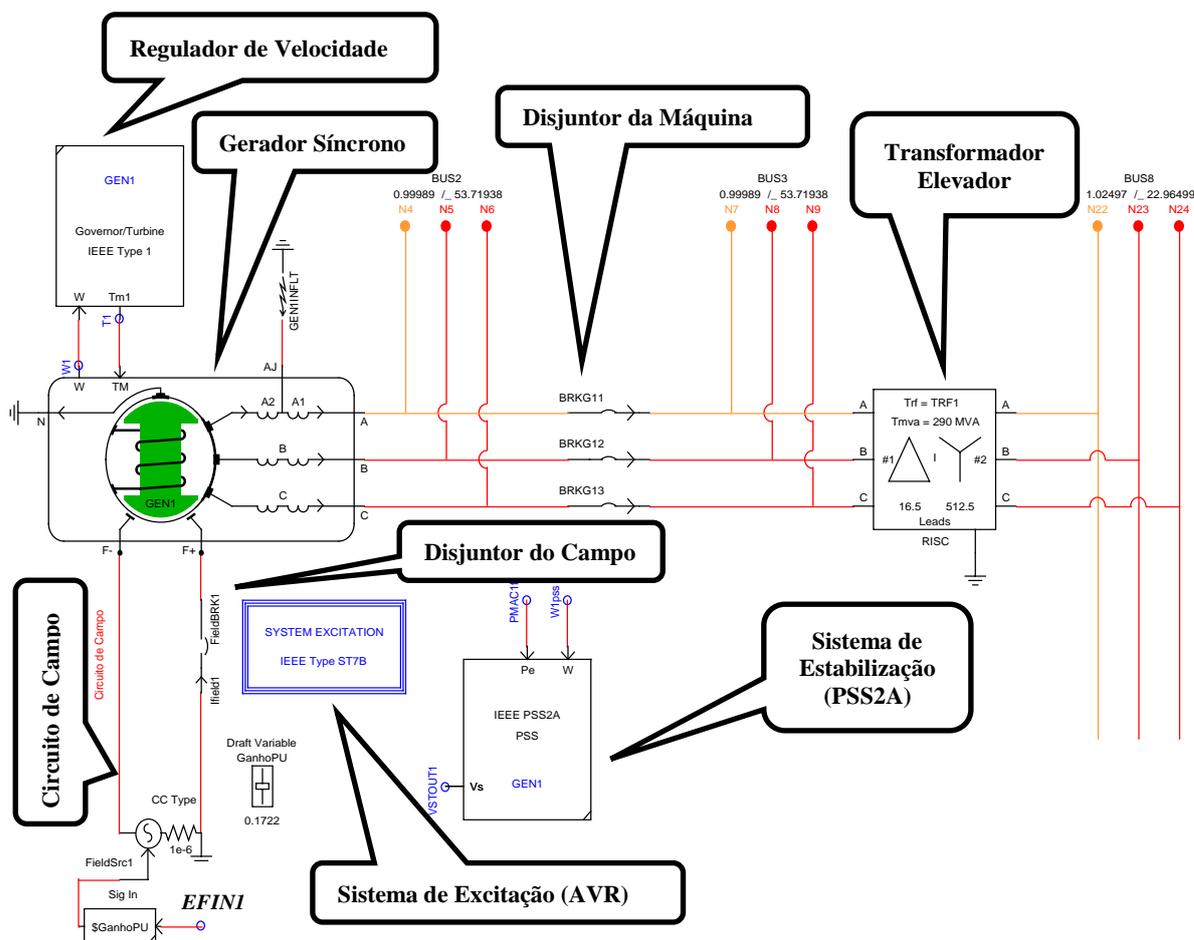


Figura 4.3 - Representação de uma das unidade geradoras do sistema São Simão no RSCAD.

Observa-se na entrada do circuito de campo a variável $EFINI$ que corresponde, em regime permanente, à tensão de campo $EFOUT1$ resultante da malha principal de controle de

tensão de campo do AVR, como ilustrado na Figura 3.11. No capítulo 5 é apresentado e descrito um esquema de controle utilizado para simular eventos de sub e sobreexcitação a partir dessas duas variáveis, conforme mostrado na Figura 5.8.

Para representação dos controles dos geradores síncronos, tais como regulador de velocidade e PSS, foram utilizados modelos disponíveis na biblioteca do RSCAD/*Draft* [29]. Da mesma forma, uma diversificada gama de modelos computacionais de sistemas de excitação são disponibilizados nessa biblioteca. Como já mencionado, o modelo de excitação estática, que integra o AVR utilizado nesse estudo, ainda não se encontra disponível nesta biblioteca. Por esta razão, foi necessária a modelagem deste sistema de excitação, como detalhado no capítulo 3. Este sistema de excitação foi utilizado nas máquinas do sistema São Simão, como ilustrado na Figura 4.3.

Na Tabela 4.1 são apresentados os dados do gerador síncrono e do transformador elevador, utilizados na parametrização. Além dos dados contidos na Tabela 4.1, é possível ainda inserir os pontos da curva de saturação do gerador.

Tabela 4.1 - Dados do gerador síncrono e do transformador elevador para parametrização no RSCAD.

| GERADOR SÍNCRONO | | | |
|-------------------------|---|--------------|----------------|
| Valores Nominais | Descrição | Valor | Unidade |
| S | Potência nominal do gerador | 283,0 | MVA |
| V | Tensão nominal fase-fase do gerador | 16,5 | kV |
| F | Frequência Nominal | 60,0 | Hz |
| Dados Elétricos | Descrição | Valor | Unidade |
| Mrzro | Resistência de sequência zero | 0,002 | p.u. |
| Mxzro | Reatância de sequência zero | 0,0890 | p.u. |
| Rneut | Resistência do neutro | 1e5 | p.u. |
| Xneut | Reatância do neutro | 0,0 | p.u. |
| Xa | Reatância de dispersão do estator | 0,18 | p.u. |
| Xd | Reatância síncrona de eixo direto não saturada | 0,948 | p.u. |
| Xd' | Reatância transitória de eixo direto não saturada | 0,25 | p.u. |
| Xd'' | Reatância subtransitória de eixo direto não saturada | 0,19 | p.u. |
| Xq | Reatância síncrona de eixo em quadratura não saturada | 0,645 | p.u. |
| Xq'' | Reatância subtransitória de eixo em quadratura não saturada | 0,2 | p.u. |
| Ra | Resistência do estator | 0,0019 | p.u. |
| Tdo' | Constante de tempo transitória em vazio de eixo direto | 7,0 | s |

| | | | |
|--|--|--------------|----------------|
| Tdo'' | Constante de tempo subtransitória em vazio de eixo direto | 0,065 | s |
| Tqo'' | Constante de tempo subtransitória em vazio de eixo em quadratura | 0,14 | s |
| Dados Mecânicos | Descrição | Valor | Unidade |
| H | Constante de Inércia | 6,2276 | MWs/MVA |
| TRANSFORMADOR ELEVADOR (Δ-Y_{aterrado}) | | | |
| Dados | Descrição | Valor | Unidade |
| vtpri | Tensão rms primária fase-fase | 16,5 | kV |
| vtsec | Tensão rms secundária fase-fase | 500 | kV |
| TMVA | Potência nominal do transformador | 290 | MVA |
| tupos | Resistência de sequência positiva | 0,0 | p.u. |
| txpos | Reatância de sequência positiva | 0,0142 | p.u. |
| trzro | Resistência de sequência zero | 0,0 | p.u. |
| txzro | Reatância de sequência zero | 0,0328 | p.u. |

4.4.2 Linhas de transmissão

Para a representação das LTs presentes no Sistema São Simão, utilizou-se o módulo RSCAD/*T-Line*. Este módulo permite configurar a geometria e os parâmetros dos condutores que compõe o modelo de LT do RSCAD/*Draft*, ilustrado na Figura 4.4.

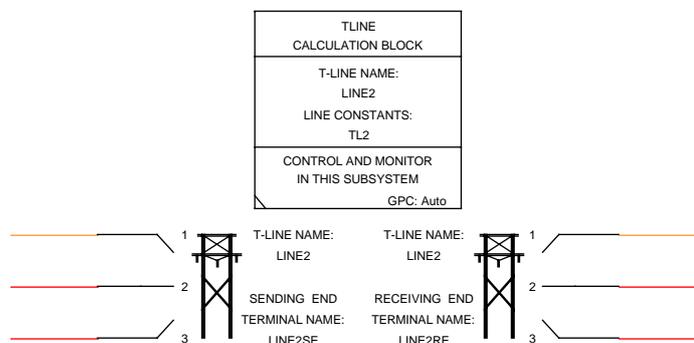


Figura 4.4 - Modelo de LT disponível na biblioteca do RSCAD/*Draft* e configurável no módulo *T-Line*.

As LTs do sistema São Simão foram parametrizadas a partir dos dados fornecidos pela ALSTOM e das informações coletadas do SINDAT [82], tais como: comprimento da linha, resistência e reatância de sequência positiva e zero. Como não foram disponibilizados dados referentes à geometria utilizada na LT, à altura dos condutores em relação ao solo, ao tipo de cabo e à distância entre os condutores, optou-se por parametrizar a linha através do modo “*RLC Data*”, pois, dessa forma, os dados fornecidos são suficientes para tal.

Os dados das impedâncias de sequência e comprimento das LTs conectadas a UHE São Simão, utilizados para a parametrização dos modelos simulados, são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Valores das impedâncias de sequência e comprimento das LTs do Sistema São Simão.

| Linhas de Transmissão | Comprimento (Km) | Rseq.+ (p.u.) | Xseq.+ (p.u.) | Rseq.0 (p.u.) | Xseq.0 (p.u.) |
|-----------------------|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| LT1 | 0,7000 | 0,00093 | 0,007000 | 0,000200 | 0,000800 |
| LT2 | 19,378 | 0,00021 | 0,002938 | 0,001182 | 0,008294 |
| LT3 | 166,00 | 0,00150 | 0,023200 | 0,012600 | 0,100000 |
| LT4 | 342,70 | 0,00280 | 0,048400 | 0,041600 | 0,166400 |
| LT5 | 216,00 | 0,00180 | 0,026800 | 0,031280 | 0,122000 |
| LT6 | 96,400 | 0,00093 | 0,013760 | 0,013600 | 0,050400 |
| LT7 | 212,00 | 0,00209 | 0,029350 | 0,031400 | 0,121500 |
| LT8 | 172,00 | 0,00150 | 0,024000 | 0,013000 | 0,103200 |

4.4.3 Reatores das linhas de transmissão

Como ilustrado na Figura 4.1, existem reatores ao longo do Sistema São Simão com a finalidade de realizar compensação de reativos das LTs. Esses reatores são localizados nas linhas LT3, LT4 e LT7.

Para a representação destes reatores no RSCAD, utilizou-se um modelo simples de reatância *shunt* disponível na biblioteca do módulo *Draft*, como ilustrado na Figura 4.5.

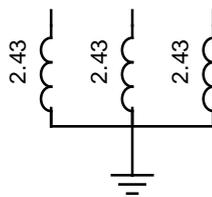


Figura 4.5 - Modelo de reatância *shunt* disponível na biblioteca do RSCAD utilizada nas linhas LT3 e LT4.

Este modelo de reator possibilita incluir o valor da indutância *shunt* por fase ($L_{1\phi}$), que é obtida a partir dos valores Mvar, ou seja:

$$X_{3\phi} = 2\pi \cdot f \cdot L_{3\phi} \rightarrow X_{3\phi} = \frac{kV^2}{Mvar} \rightarrow L_{1\phi} = \frac{kV^2}{2\pi \cdot f} \cdot \frac{1}{3} \quad (4.1)$$

Considerando que os reatores existentes nas linhas LT3 e LT4 possuem um valor de 91 Mvar e o reator da linha LT7 um valor de 100 Mvar, para uma frequência “ f ” de 60 Hz, tem-se a partir de (4.1) que:

$$L_{1\phi_{LT3,LT4}} = 2,43H \leftrightarrow L_{1\phi_{LT7}} = 2,2105 H \quad (4.2)$$

Portanto, os valores da equação (4.2) foram utilizados no ajuste da reatância *shunt* das LTs do sistema São Simão.

4.4.4 Fontes equivalentes

Modelos de fontes equivalentes monofásicas e trifásicas que simulam sinais de tensão de um barramento infinito por trás de impedâncias do sistema, especificadas pelo usuário, são disponibilizadas na biblioteca do módulo *Draft* do RSCAD. Para o modelo de fonte trifásica, circuitos individuais de sequência positiva e zero podem ser definidos. Quatro configurações diferentes para a impedância da fonte de sequência positiva (R-R//L, R, R//L e L) e duas para impedância de sequência zero (R//L e R-L) podem ser escolhidas. Entretanto, o usuário tem a opção de entrar com os dados das impedâncias de sequências positiva e zero na forma polar (ângulo e magnitude). Internamente, no modelo do *Draft*, essa impedância é convertida para valores de resistência e indutância, de acordo com o modelo selecionado. Maiores informações deste modelo de fonte equivalente podem ser encontradas em [29].

Como mencionado na seção 4.3, os componentes à frente das barras dos circuitos principais do Sistema São Simão foram equivalentados a fim de adequar o estudo à capacidade do *hardware* do RTDS e com o intuito de obter maior aproximação do sistema real nas simulações. Para a representação dessa equivalência, utilizou-se o modelo de fonte equivalente disponível na biblioteca do módulo *Draft* do RSCAD supracitado. Este modelo representa um grande sistema de potência obtido de equivalentes *thevenin* em relação ao SIN, vistos dos circuitos principais interligados a SE São Simão. Estas fontes são representadas no RSCAD na forma ilustrada na Figura 4.6.

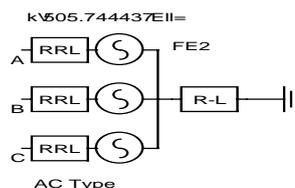


Figura 4.6 - Modelo de fonte equivalente disponível na biblioteca do RSCAD.

Os valores das impedâncias utilizados para a parametrização das fontes equivalentes foram obtidos em estudos realizados no programa SAPRE/ANAFAS (versão acadêmica). Acessando a base de dados do ONS, que contém todas as barras do SIN, selecionou-se as barras de interesse, nesse caso a UHE São Simão e uma barra à frente das LTs interligadas à SE São Simão, para obtenção dos valores das impedâncias dos equivalentes *Thevenin*. Estes valores são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Valores das impedâncias das fontes equivalentes vistos dos barramentos principais interligados à SE São Simão.

| Fontes Equivalentes | | Impedância de SEQ. + (Ω) | Impedância de Seq. 0 (Ω) |
|---------------------|------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Itaguaçu | FE1 | 20,25 87,30° | 30,50 84,26° |
| Itumbiara | FE2* | 10,50 87,44° | 10,25 86,85° |
| Jaguara | FE3 | 13,50 87,05° | 21,00 88,22° |
| Marimondo | FE4 | 13,25 87,34° | 14,00 87,45° |
| Água Vermelha | FE5 | 18,00 86,99° | 30,50 83,70° |

* FE2: Barramento de referência

4.4.5 Representação geral do sistema teste e seus controles implementados no RTDS

Considerando as informações apresentadas nos diagramas ilustrados nas Figuras 4.1 a 4.6 e os valores supracitados nas Tabelas 4.1 a 4.3, foi implementada a topologia da rede do sistema de potência teste no *RSCAD/Draft*. Além disso, blocos de controle, tais como esquemas para aplicação de faltas e abertura dos disjuntores das LTs e dos geradores são também modelados no *RSCAD/Draft* para possibilitar a realização das análises propostas no estudo. Em seguida, foi montada a respectiva tela de simulação no módulo *RSCAD/RunTime*, ambiente no qual foi possível manipular os elementos de controle e operação do sistema, além de monitorar as diversas variáveis de interesse do estudo. A implementação desse ambiente nos módulos do RTDS é apresentada no Apêndice A.

4.5 Simulações para Análise do Desempenho Dinâmico do Sistema de Excitação

Uma vez modelado o sistema de excitação e o sistema de potência ao qual estão conectadas as unidades geradoras, simulações são realizadas para avaliar o desempenho dinâmico deste sistema de excitação. Para mensurar a resposta do sistema de excitação frente

essas simulações, adotaram-se os requisitos técnicos mínimos de desempenho para o regulador de tensão de uma unidade geradora, conforme definidos no procedimento de rede do ONS [33] e por critérios estabelecidos em norma do IEEE [34]. A partir desses requisitos definiram-se três tipos de testes básicos como segue:

i) Teste de controle de tensão

Neste teste, considera-se a rejeição gradativa de cinco das seis máquinas que compõem a UHE São Simão, durante o fornecimento da sua potência máxima. Para cada cenário de teste, observa-se o comportamento da tensão terminal do gerador 1 adotado como referência. Os requisitos técnicos mínimos da tensão terminal, definidos em [33], são:

- A tensão não deve exceder o valor máximo de 120% do valor ajustado;
- A tensão deve ser rapidamente restabelecida para um valor compreendido entre $\pm 5\%$ do valor ajustado, num tempo inferior a 0,5 s após a ocorrência da rejeição;
- Ao atingir o regime permanente, a tensão deve se estabilizar dentro da faixa de $\pm 0,5\%$, mantendo-se nessa faixa durante todo o período de sobrevelocidade, com a velocidade máxima igual à sobrevelocidade admissível do conjunto gerador-turbina.

ii) Teste da tensão de teto sob condições de defeito

Neste teste, gera-se um defeito (um curto-circuito monofásico) no lado de alta tensão do transformador elevador do gerador 1, que produza a redução da tensão terminal a 35% da tensão nominal, por um período de 15 ciclos ou 250 ms. Deve-se observar durante este teste o comportamento da tensão terminal e da tensão de campo. Neste caso, o requisito definido em [33] é que a tensão de campo da excitatriz estática seja mantida em um valor superior a 80% da tensão de campo à carga nominal, durante o defeito [2].

iii) Teste de sensibilidade

Neste teste, a tensão de referência “*VREFG1*” do gerador 1, ilustrado na malha de elaboração da referência da Figura 3.6, é submetida a um degrau de 2% com o gerador operando a valores nominais (frequência, tensão e corrente). O requisito é que o regulador de tensão da excitatriz estática permita um ajuste que faça a tensão de teto ser atingida quando da aplicação do degrau na tensão “*VREFG1*” [2]. Em [33], considera-se como requisito técnico mínimo para a tensão de teto da excitatriz, os seguintes valores:

- *Teto positivo*: não menos que 2,5 vezes a tensão de campo nominal (nas condições nominais de potência ativa, tensão e fator de potência);
- *Teto negativo*: não menos que 80% do teto positivo.

4.5.1 Resultados do teste de controle de tensão

A Figura 4.7 apresenta a resposta transitória da tensão terminal do gerador 1 quando da rejeição do gerador 6, sem aplicação de curto circuito. Observa-se nesta figura que a tensão terminal máxima da máquina 1 não ultrapassa o valor de $\pm 5\%$ do valor ajustado (ou $\pm 1,05$ p.u.) e, portanto, não excede o valor máximo de referência que é de 120% da tensão ajustada (ou 1,2 p.u.). Pode-se observar também que a referida tensão, ao atingir o regime permanente, mantém-se estável dentro da faixa de $\pm 0,5\%$ (ou $\pm 1,005$ p.u.) durante todo o período de sobrevelocidade admissível do conjunto gerador-turbina [2].

Durante as simulações de rejeição das unidades geradoras foram também capturados os gráficos da potência ativa e velocidade angular do gerador 1. As respostas destas grandezas no gerador 1, quando da rejeição do gerador 6, são ilustradas nas Figuras 4.8 e 4.9, respectivamente.

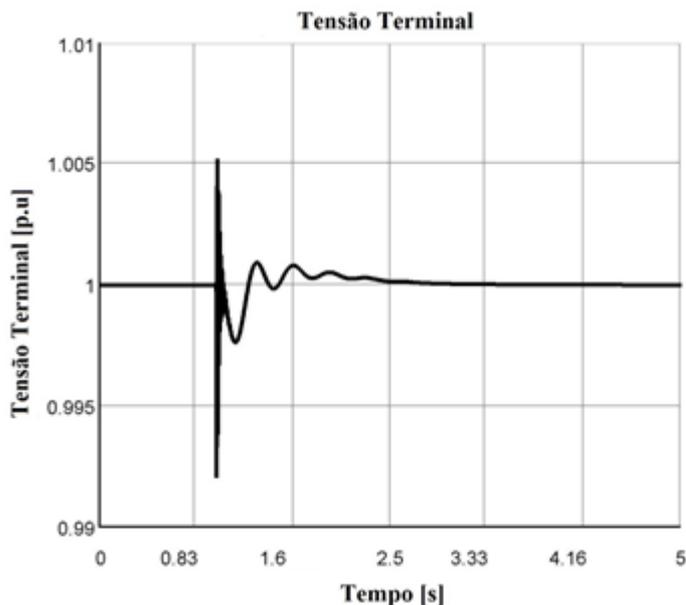


Figura 4.7 - Comportamento da tensão terminal do gerador 1 durante a rejeição do gerador 6 da UHE São Simão[2].

Na Figura 4.8, observa-se que no instante da rejeição do gerador 6 a potência ativa da máquina 1 sofre uma oscilação transitoriamente estável que é amortecida ao longo do tempo. O pico máximo desta oscilação corresponde a um acréscimo de 5% da potência nominal

(282,3 MW) e a característica do amortecimento está associada aos parâmetros definidos nos ajustes do PSS.

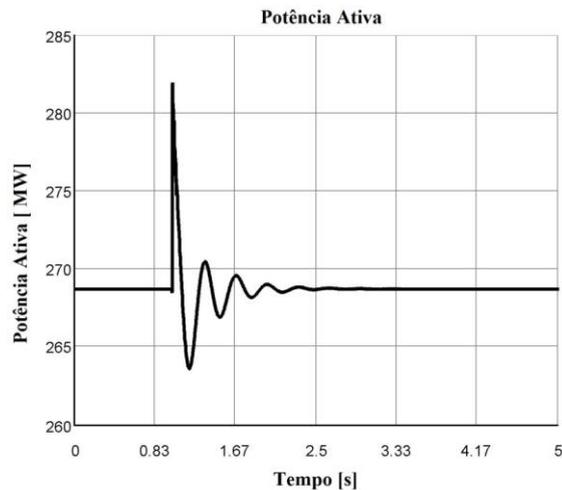


Figura 4.8 - Comportamento da potência ativa do gerador 1 durante a rejeição do gerador 6 da UHE São Simão [2].

Por outro lado, observa-se na Figura 4.9 a origem de uma pequena desaceleração (da ordem de 1%) no gerador 1 no instante da rejeição do gerador 6. Ambos os gráficos demonstram a capacidade de estabilização da UHE São Simão frente a tal contingência de rejeição. Desempenho similar foi observado na tensão terminal, potência ativa e velocidade angular do gerador 1 com a rejeição gradativa das 4 máquinas restantes.

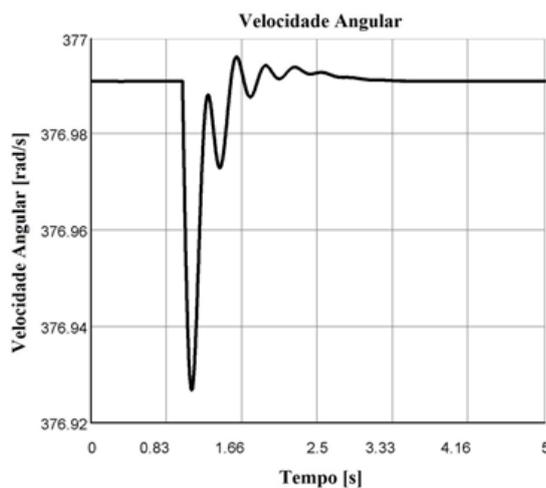


Figura 4.9 - Comportamento da velocidade angular do gerador 1 durante a rejeição do gerador 6 da UHE São Simão [2].

4.5.2 Resultados do teste de tensão de teto sob condições de defeito

Na Figura 4.10 é apresentada a resposta transitória da tensão de campo do gerador 1 durante a aplicação de um curto-circuito monofásico, com duração de 250 ms, no lado de alta tensão do transformador elevador. Pode-se observar que durante os primeiros 90 ms do período total de duração da falta, a tensão de campo do gerador 1 é mantida acima de 80% da tensão de campo à carga nominal (1,41 p.u.). Já no período restante de duração da falta, a tensão de campo cai para um valor aproximado de 1,12 p.u e permanece neste valor até a eliminação da falta (aproximadamente 80% da tensão de campo nominal). Deve-se destacar, neste caso, a resposta do sistema de excitação ao manter a tensão terminal em um nível aceitável de operação durante a falta [2].

Na Figura 4.11 é apresentado o comportamento da tensão terminal durante a mesma falta. Observa-se que no período de duração da falta (250 ms) o sinal de tensão apresenta oscilações simétricas que caracterizam o problema de oscilação numérica, resultante da descontinuidade abrupta nos elementos capacitivos e indutivos do sistema na ocorrência da falta [2]. Este comportamento deve-se ao método de integração aplicado pelo RTDS na resolução numérica dos componentes do sistema. Portanto, considera-se o valor médio destas oscilações simétricas, de aproximadamente 0,55 p.u., como sendo a magnitude do afundamento da tensão terminal durante a falta. Este fenômeno é observado com maior detalhe na Figura 4.12 onde se apresenta um *zoom* da região do sinal de tensão tracejado em vermelho na Figura 4.11.

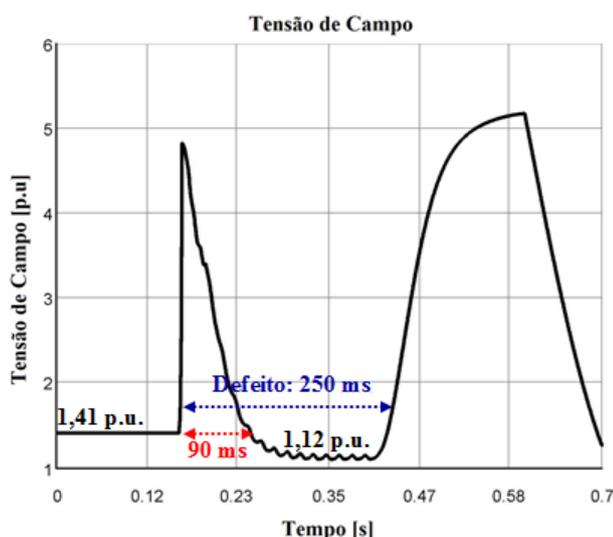


Figura 4.10 - Tensão de campo durante o defeito no lado de alta tensão do transformador elevador do gerador 1 [2].

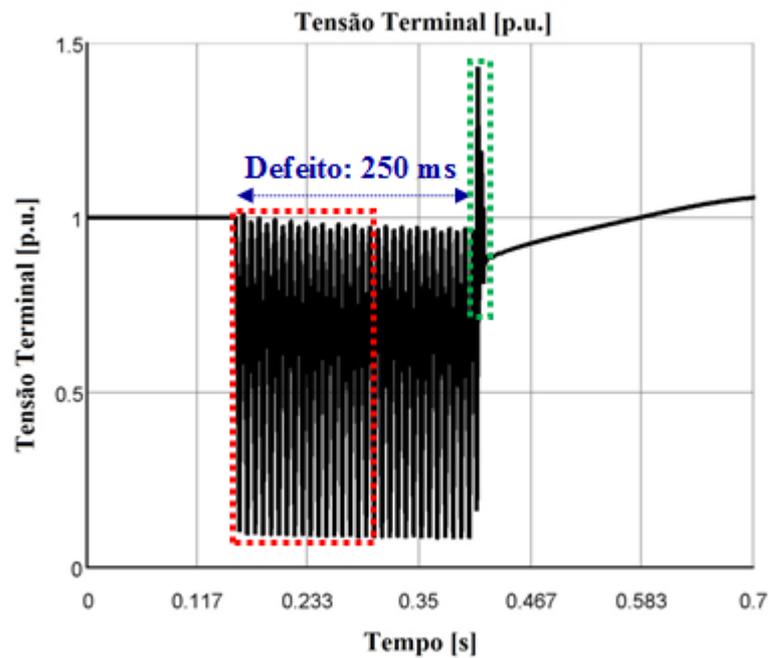


Figura 4.11 - Tensão terminal durante o defeito no lado de alta tensão do transformador elevador do gerador 1 [2].

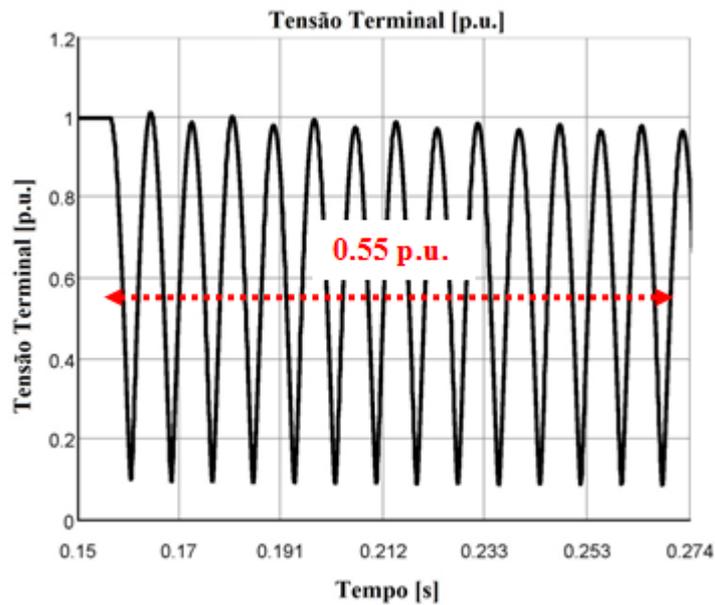


Figura 4.12 - Sinal ampliado da tensão terminal da Figura 4.11 - período inicial da falta [2].

Observa-se na Figura 4.11 que no instante da eliminação da falta, na região destacada de verde, surge uma nova oscilação que caracteriza um transitório de alta frequência. Este comportamento transitório resulta da rejeição do gerador 1 dentro do sistema São Simão, para eliminação do defeito [2].

4.5.3 Resultados do teste de sensibilidade

Na Figura 4.13 é ilustrado o comportamento da tensão de campo do gerador 1 quando da variação em degrau de 2% na tensão de referência (*VREFGI*) do sistema de excitação implementado. Nesta figura é possível observar que, no instante da ocorrência do degrau de 2% na tensão de referência, a tensão de teto positivo (tensão maior ou igual que 3,525 p.u. [33]) não é atingida. Porém, confirmou-se que degraus acima de 2% no valor de “*VREFGI*” permitem atingir a referida tensão, como mostrado na Figura 4.14 para o caso de um degrau de 4%. Cabe destacar que, para este tipo de teste, degraus de até 5% na tensão de referência são considerados ainda aceitáveis para confirmar o desempenho do sistema de excitação [2],[34].

Outro critério importante na avaliação do desempenho do sistema de excitação é analisar o comportamento da tensão terminal quando da variação em degrau da tensão de referência [34]. Na Figura 4.15 é apresentado o comportamento da tensão terminal do gerador 1 quando aplicado um degrau de 4% na referência. As características analisadas neste gráfico são [34]:

- Tempo de subida (*rise time*): tempo necessário para que a resposta transitória, nesse caso a um degrau, cresça de 10% a 90% do seu valor final ou da sua resposta em regime permanente;
- Tempo de acomodação (*settling time*): tempo necessário para que as oscilações amortecidas do regime transitório entrem e permaneçam numa faixa de $\pm 2\%$ em torno do valor em regime permanente;
- Valor de sobre-elevação (*overshoot*): é o quanto a resposta transitória, neste caso a um degrau, no instante do pico, ultrapassa o valor em regime permanente.

Os termos tempo de subida e de acomodação estão relacionados com a velocidade da resposta transitória. Uma rápida resposta do sistema de excitação contribui bastante para a melhoria da estabilidade transitória do sistema de potência. Nesse sentido, observa-se na Figura 4.15 que, para o degrau de 4%, a tensão terminal atinge um valor estável (de 1,024 p.u.) em aproximadamente 4,66s. Já com relação ao *overshoot*, observa-se que o valor apresentado pelo sinal da tensão terminal é mínimo, sendo isto favorável na obtenção de um menor tempo de estabilização [2].

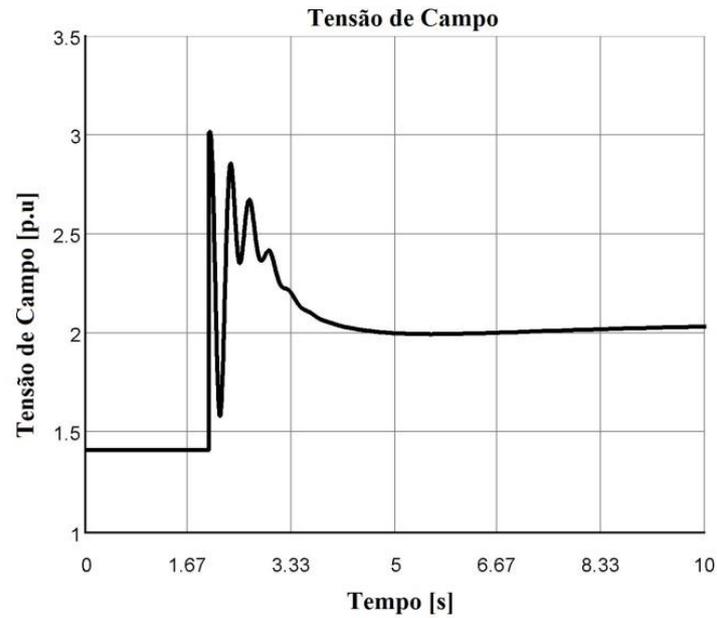


Figura 4.13 - Comportamento da tensão de campo do gerador 1 durante a variação em degrau de 2% na tensão de referência do sistema de excitação [2].

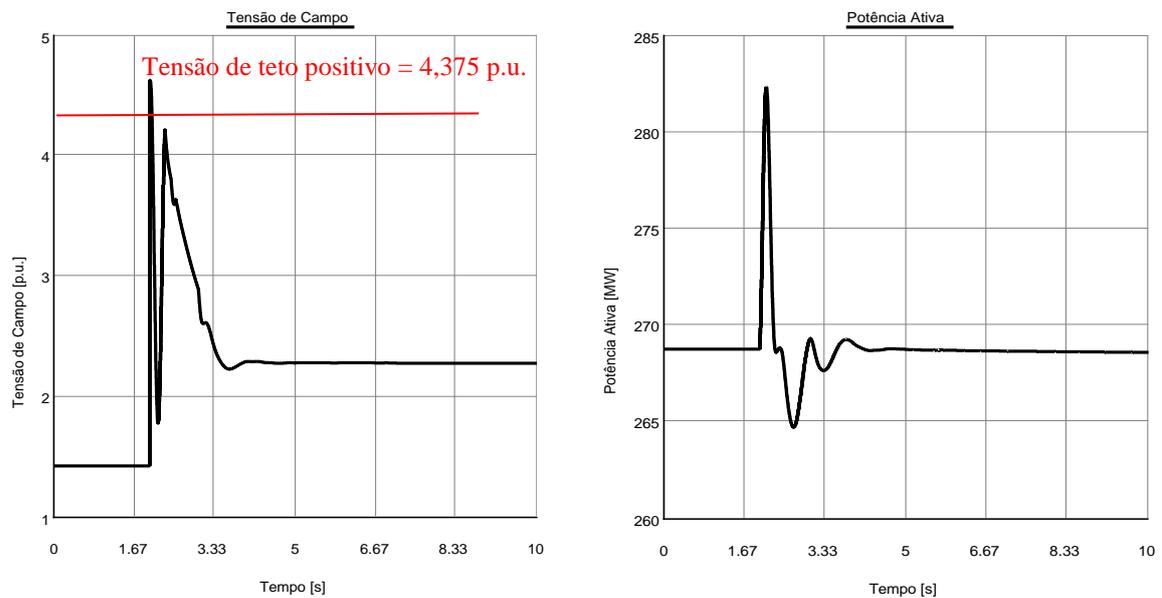


Figura 4.14 - Comportamento da tensão de campo e da potência ativa do gerador 1 durante a variação em degrau de 4% na tensão de referência do sistema de excitação (com PSS) [2].

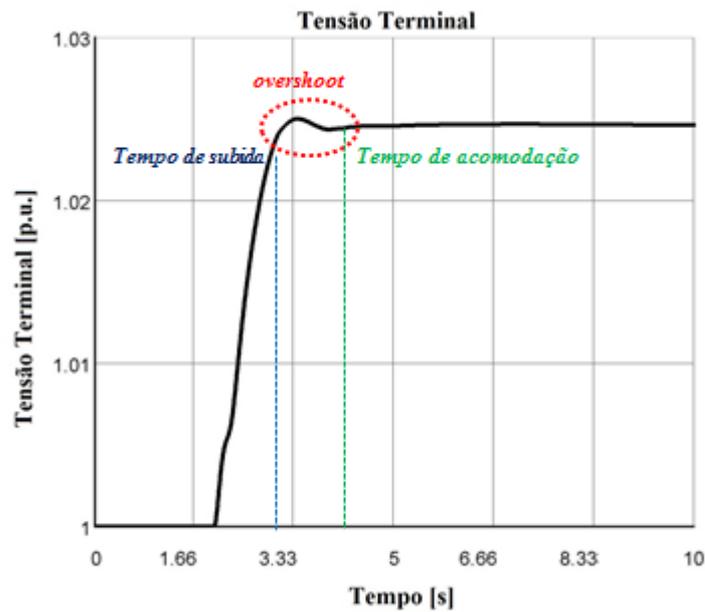


Figura 4.15 - Comportamento da tensão terminal do gerador 1 durante a variação em degrau de 4% na tensão de referência do sistema de excitação [2].

O teste de sensibilidade pode ser aproveitado também para verificar a atuação do componente PSS. Para isso, basta apenas anular o sinal do PSS “VSTINI” da malha de limitação da referência do AVR (ver Figura 3.10) e observar novamente o comportamento da tensão de campo e da potência ativa do gerador. Para o degrau de 4% na tensão de referência, por exemplo, a Figura 4.16 ilustra o sinal resultante deste teste. Ao comparar as Figuras 4.14 e 4.16 notam-se as diferenças na resposta dinâmica da tensão de campo e da potência ativa com e sem PSS, respectivamente.

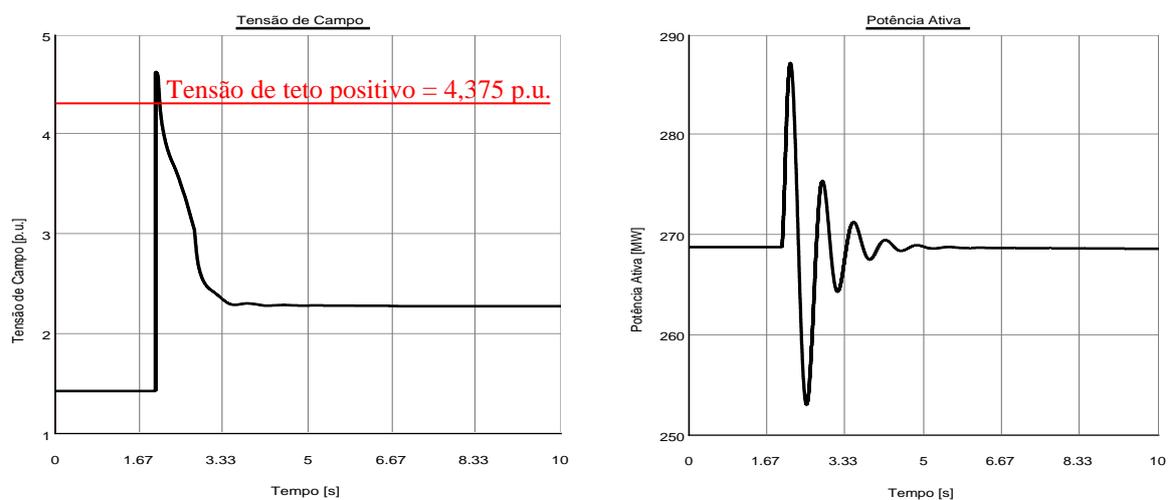


Figura 4.16 - Comportamento da tensão de campo do gerador 1 durante a variação em degrau de 4% na tensão de referência do sistema de excitação (sem PSS) [2].

Finalmente, duas simulações são realizadas a fim de garantir as funções do sistema de excitação implementado. Estes testes incluem a verificação da atuação dos limites de sobreexcitação (OEL) e subexcitação (UEL). No primeiro caso, um degrau de 4% na tensão de referência ($VREFGI$) é aplicado para simular uma condição de sobreexcitação. A Figura 4.17 apresenta o comportamento do limite térmico ($ifn1$) e da corrente de campo ($IFPU1f$) neste cenário. Quando o degrau é aplicado, a corrente de campo excede o limite térmico (2.06 p.u.) acima do tempo permitido ($tmpie = 10$ s). Passado esse tempo, a corrente de campo é levada para um nível aceitável de operação. Já no segundo caso, um degrau de -7% na tensão de referência ($VREFGI$) é aplicado a fim de simular uma condição de subexcitação. A Figura 4.18 mostra o comportamento da potência reativa medida ($QTGI$), do limitador de potência reativa ($QREF$) e da corrente de campo ($IFPU1f$). Quando o degrau negativo é aplicado, a potência reativa diminui e o limitador de potência reativa reage de modo a manter a corrente de campo no nível aceitável de operação.

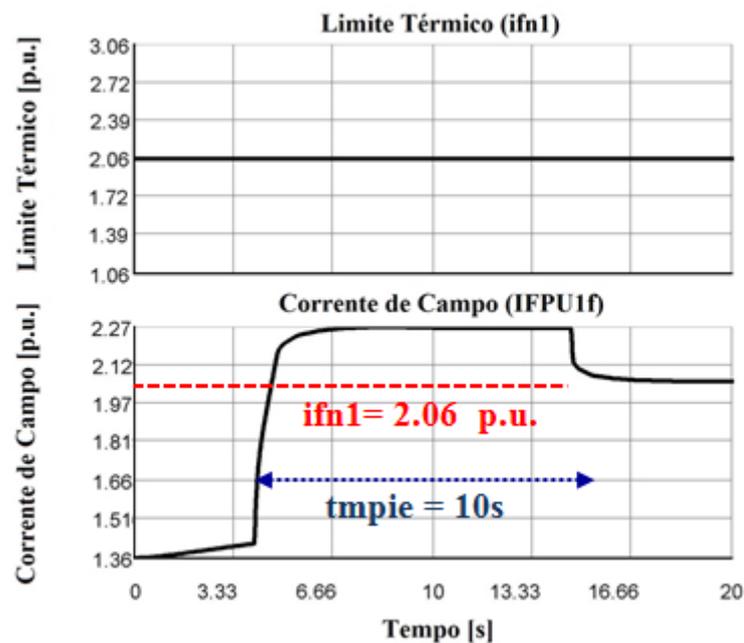


Figura 4.17 - Comportamento da corrente de campo e do limite térmico quando ocorre uma sobreexcitação.

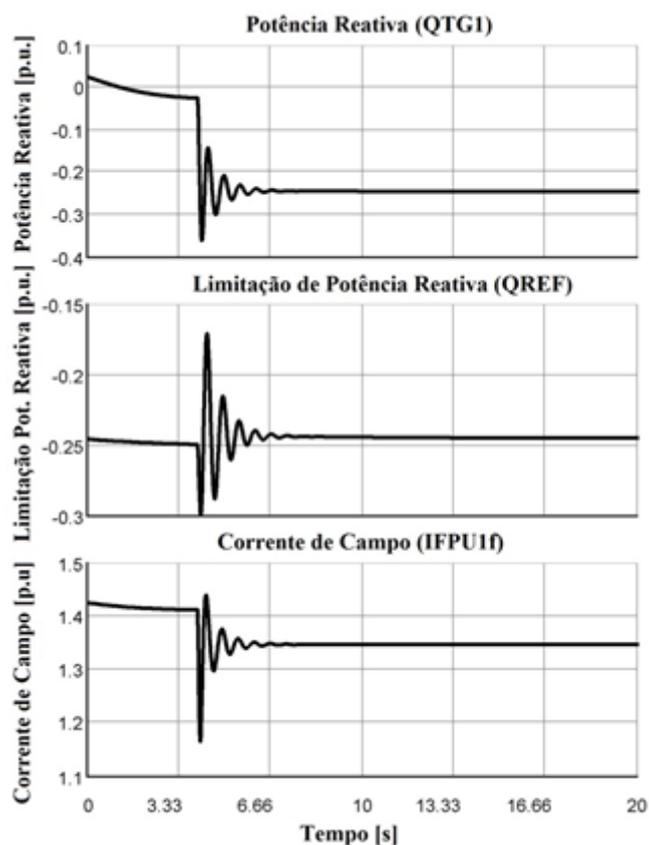


Figura 4.18 - Comportamento da potência reativa, do limite de potência reativa e da corrente de campo quando ocorre uma subexcitação.

4.6 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas as etapas para implementação no RSCAD da topologia da rede elétrica, que é composta pelas unidades geradoras da UHE São Simão e suas interligações, utilizada como sistema teste para aplicação do sistema de excitação modelado nesse estudo. Este por sua vez, teve seu desempenho dinâmico avaliado em tempo real através da sua interação com as unidades geradoras da UHE São Simão simuladas no RTDS.

Com relação aos resultados, os critérios de avaliação adotados nas simulações, baseados nos requisitos técnicos mínimos definidos pelo ONS [33] e em critérios levantados pelo IEEE em [34], permitiram verificar um bom desempenho do sistema de excitação modelado.

Vale ressaltar a importância dessa etapa com relação à precisão dos dados para a melhor representação do sistema sob análise, assim como da necessidade de equivalência do sistema devido a limitação da capacidade do *hardware* do RTDS.

O capítulo subsequente concentra-se no estudo da proteção de perda de excitação das unidades geradoras do sistema São Simão, fazendo uma correlação com os limites de subexcitação e sobreexcitação do sistema de excitação implementado.

CAPÍTULO 5 – TESTE E AVALIAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO ASSOCIADAS AOS LIMITES DE EXCITAÇÃO DO MODELO DE AVR IMPLEMENTADO NO RTDS

5.1 Considerações Iniciais

A operação em sistemas elétricos de potência exige dos operadores um bom conhecimento dos procedimentos técnicos para que, em situações cotidianas ou em manobras emergenciais, as decisões sejam tomadas, para cada tipo de evento, da melhor forma possível. Neste sentido, as simulações computacionais são de extrema importância. Além disso, a simulação do sistema é fundamental para avaliar se equipamentos de proteção e controle estão atuando da maneira na qual foram projetados. Baseado nas modelagens apresentadas nos Capítulos 3 e 4, a plataforma computacional para simulação em tempo real (RTDS) pode ser utilizada para realizar estudos teóricos e práticos de proteção e controle de unidades geradoras, tornando possível a identificação de problemas, assim como permitir que soluções para os mesmos sejam propostas.

No capítulo 3 mostrou-se que o sistema de excitação implementado nesse estudo é dotado de malhas de controle, dentre as quais se destacam as malhas de limitação de subexcitação e sobreexcitação. Foi citada ao longo do texto a necessidade desses limites estarem coordenados com o ajuste da proteção dos relés, para que este atue somente na sua zona de competência e não atue fora dela ou na região operacional do AVR. Dessa forma, a partir dos modelos e conceitos definidos em capítulos preliminares, este capítulo explora o ambiente computacional implementado para a realização da avaliação da proteção da máquina síncrona e sua interação com os limites definidos no sistema de excitação. Com relação à máquina operando na região de subexcitação, um método de proteção presente na literatura, que utiliza uma característica mho com duas zonas e com *offset* positivo na segunda zona combinado com um elemento direcional, é adaptado para realização da coordenação com os limites de subexcitação definidos no sistema de excitação. Para isso, os pontos que representam os limites da malha UEL e que são traduzidos na curva de capacidade P-Q do gerador, são lançados para o plano R-X da proteção. O desempenho desta característica de proteção é comparado com as tradicionais filosofias de proteção contra perda de excitação

propostas por Mason [17] e Berdy [18], bem como com a proteção de subtensão (ANSI 27) e com a proteção de retaguarda (ANSI 21) para distúrbios que provoquem subexcitação da máquina. Com relação à operação sobrecitada da máquina, é verificada a interação dos limites de sobrecitação e de fluxo da máquina (OEL e V/Hz), definidos nas malhas do sistema de excitação da máquina, com os ajustes das proteções de sobrecitação (ANSI 24), de sobretensão (ANSI 59) e de sub/sobrefrequência (ANSI 81). Para realização da avaliação dessas proteções, um esquema em malha fechada de testes com um relé de proteção numérico é utilizado, o qual é descrito aqui. Por fim, diversos cenários considerando diferentes carregamentos da máquina, eventos de rejeições de carga e distúrbios que levam o gerador a operar nos modos sub e sobrecitado são simulados no RTDS para avaliar tais proteções. Os resultados gráficos das principais variáveis, necessárias para analisar o comportamento do gerador e suas proteções, são apresentados e discutidos.

5.2 Ajustes das funções de proteção associadas aos limites do AVR

Para realizar a avaliação da proteção do sistema de potência teste e sua coordenação com os limites do AVR implementado, utilizou-se um relé numérico de proteção de geradores comercializado pela *Schweitzer Engineering Laboratories* (SEL): modelo SEL-300G [22]. O relé SEL-300G [22] é dotado das principais funções utilizadas para a proteção de geradores síncronos (ANSI 21, 24, 27, 40, 59, 81, etc.), sendo assim suficiente para a realização deste estudo. Para habilitar o relé SEL-300G para os ensaios de modelo da UHE São Simão, foram realizados cálculos e estabelecidos critérios para a definição dos principais parâmetros de cada uma das proteções, os quais são apresentados nos subitens a seguir. Além disso, vale ressaltar que para a visualização da trajetória da impedância para análise da proteção 21 e 40, assim como as curvas representativas dos limites UEL e SSSL para coordenar com a proteção de perda de excitação, foram emuladas tais características no plano R-X no módulo *RunTime* do RSCAD para melhor avaliação dos resultados.

5.2.1 Ajuste da proteção ANSI 40 e coordenação com os limites UEL e SSSL

Como citado no levantamento histórico apresentado na subseção 2.3.1, dentre os esquemas de proteção contra perda de excitação (ANSI 40) utilizando a característica mho, os mais usuais são os métodos com *offset* negativo, proposto inicialmente por Mason [17] com apenas uma zona e posteriormente com modificações por Berdy [18] adicionando-se mais

uma zona, além do mho duplo com *offset* positivo na segunda zona e elemento direcional. O relé sob teste permite o ajuste das três características, as quais são ilustradas nas Figuras 2.3 a 2.5, respectivamente. Existem outras variações desses métodos, os quais podem ser encontrados com mais detalhes nas referências mencionadas na subseção 2.3.1.

As características de proteção contra perda de excitação supracitadas são ajustadas no relé sob teste de acordo com os dados da unidade geradora e do sistema em estudo (ver seção 4.4). As reatâncias envolvidas são convertidas para a mesma base do gerador. O valor da impedância base (z_{ref}) é usado para converter as reatâncias em p.u. em valores ôhmicos, como segue:

- $z_{ref} = kV^2/MVA = 16,5^2 / 283 = 0,962 \Omega$
- $x_d = x_{d(p.u.)} \cdot z_{ref} = 0,948 \cdot (0,962) = 0,912 \Omega$
- $x'_d = x'_{d(p.u.)} \cdot z_{ref} = 0,25 \cdot (0,962) = 0,240 \Omega$
- $x''_d = x''_{d(p.u.)} \cdot z_{ref} = 0,19 \cdot (0,962) = 0,183 \Omega$
- $x_t = x_{t(p.u.)} \cdot z_{ref} = 0,0138 \cdot (0,962) = 0,013 \Omega$
- $x_{sys} = x_{sys(p.u.)} \cdot z_{ref} = 0,5 \cdot (0,962) = 0,481 \Omega$
- $x_s = (x_{sys(p.u.)} + x_{t(p.u.)}) \cdot z_{ref} = 0,5138 \cdot (0,962) = 0,494 \Omega$

A partir dos parâmetros supracitados e dos contornos definidos para cada uma das três características mho ilustradas nas Figuras 2.3 a 2.5, ajustou-se as respectivas zonas de proteção contra perda de excitação de acordo com os dados presentes na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Valores das impedâncias em Ohms secundários para as características de proteção contra perda de excitação.

| Características para proteção contra perda de excitação (ANSI 40) | | | | |
|---|---------------|--|-------------------------------------|--|
| Zonas | Ajuste | Mason $\Omega_{secundários}$ | Berdy $\Omega_{secundários}$ | Mho duplo com <i>offset</i> positivo $\Omega_{secundários}$ |
| Zona 1 | Diâmetro | $(x_d) \cdot K = 12,71$ | $1p.u. = (z_{ref}) \cdot K = 13,40$ | $(1,1 \cdot x_d - x'_d/2) \cdot K = 12,31$ |
| | <i>Offset</i> | $(-x'_d/2) \cdot K = -1,67$ | $(-x'_d/2) \cdot K = -1,67$ | $(-x'_d/2) \cdot K = -1,67$ |
| Zona 2 | Diâmetro | ----- | $(x_d) \cdot K = 12,71$ | $(1,1 \cdot x_d + x_s) \cdot K = 20,86$ |
| | <i>Offset</i> | ----- | $(-x'_d/2) \cdot K = -1,67$ | $x_s = (x_t + x_{sys}) \cdot K = 6,88$ |
| Direcional* | | $DIR = -\arccos(\cos(\phi)) = -\arccos(0,95) = -18,19^\circ$ | | |

* Apenas para a característica mho duplo com *offset* positivo na segunda zona.

Na Tabela 5.1 o termo “K” corresponde à razão da relação de transformação do transformador de corrente (RTC) e do transformador de potencial (RTP) para representação

dos ajustes das reatâncias em valores ôhmicos secundários no relé. Os valores de RTC e RTP são ajustados de acordo com os valores nominais da corrente e tensão terminal da máquina (ver dados na seção 4.4):

$$I_{\text{nom}} = \frac{\text{MVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}}; \text{RTC} = \frac{I_{\text{nom}}}{5 \text{ A}}; \text{RTP} = \frac{\text{kV}}{115 \text{ V}}; K = \frac{\text{RTC}}{\text{RTP}} \quad (5.1)$$

Substituindo os valores de potência aparente da máquina (283 MVA) e tensão nominal (16,5 kV) em (5.1) obtém-se os valores de RTC = 2000, RTP=143,5 e K=13,937. Vale ressaltar que não existe RTP comercial com essa relação, mas optou-se por trabalhar com os valores nominais de tensão da máquina na simulação computacional.

Com relação ao ajuste inicial da temporização das características apresentadas na Tabela 5.1, a primeira zona é definida como instantânea (não existe proteção que atua em 0 s, portanto atribui-se uma mínima temporização de 5 a 25 ms) e a segunda zona com 1 s. Já o elemento direcional da característica mho duplo com *offset* positivo na segunda zona é ajustado com um ângulo de -18,19°, que corresponde ao arco cosseno do mínimo fator de potência da máquina.

Como citado na subseção 2.3.1, o método de Berdy [18] baseado no mho duplo com *offset* negativo nas duas zonas é utilizado para máquinas com reatância síncrona maior que 1,2 p.u. Como o gerador síncrono da UHE São Simão possui uma reatância síncrona (x_d) igual a 0,948 p.u., não é recomendável, e nem mesmo o relé permite o ajuste, a utilização dessa característica para proteção contra perda de excitação dessas máquinas. Entretanto, o diagrama R-X dessa característica, assim como das outras duas, são emuladas no módulo *RunTime* do RSCAD para verificar seus desempenhos frente a perda total e parcial de excitação, como ilustrado na Figura 5.1.

Dependendo da característica mho selecionada e dos ajustes realizados, a proteção 40 pode cobrir apenas a região caracterizada pela perda total de campo e deixar o gerador vulnerável à perda parcial de campo. Adotando-se as precauções necessárias, tais como a temporização da segunda zona e a coordenação com os controles do gerador (UEL e SSSL), como ilustrado na Figura 5.1, esse ajuste pode evitar operações indevidas e ao mesmo tempo proteger a máquina dos danos provocados pela perda parcial ou total de campo, dependendo da característica utilizada. A seguir, são apresentadas as diretrizes para o ajuste dos limites

UEL e SSSL no plano R-X para a devida coordenação com a proteção contra perda de excitação.

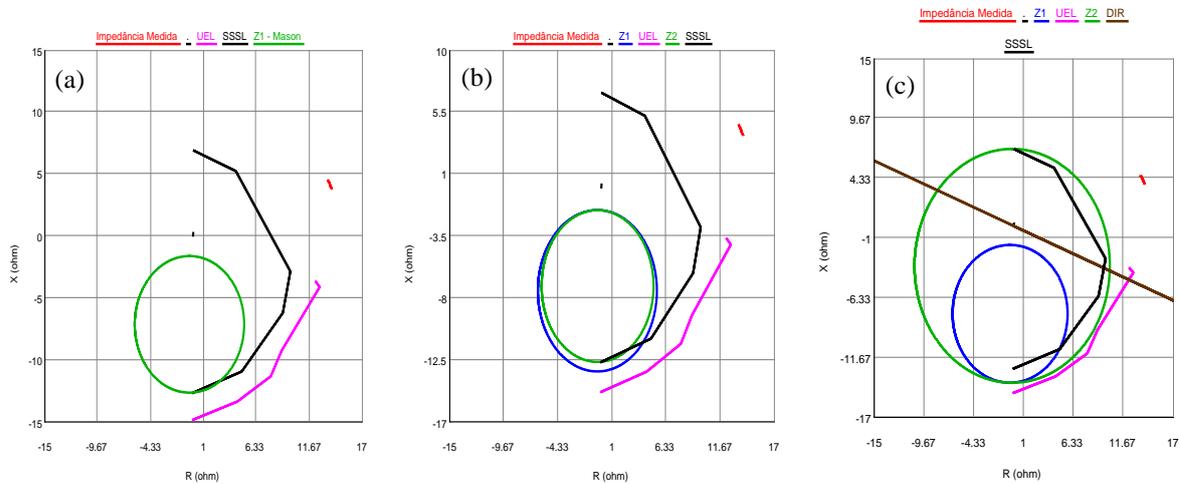


Figura 5.1- Características mho para proteção contra perda de excitação emuladas no módulo *RunTime*: a) uma zona com *offset* negativo; b) duas zonas com *offset* negativo e c) mho duplo com *offset* positivo na segunda zona.

5.2.1.1 Ajuste dos limites UEL e SSSL no plano R-X para o sistema de potência teste

Os sistemas de excitação raramente operam nos extremos de suas capacidades até que a tensão do sistema suba ou caia fora da sua faixa de operação normal. Durante transitórios de tensão, os controles de excitação permitem a operação de curto prazo (*short-term*) do sistema de excitação e do gerador além do limite de estabilidade transitória (SSSL) [13].

A análise da operação da máquina síncrona na região de subexcitação é feita utilizando-se a curva de capacidade do gerador, construída no plano P-Q, como a ilustrada na Figura 1.1. Entretanto, nas situações em que a análise da operação da máquina nesta região exigir um estudo de proteção contra subexcitação do gerador, é necessária a representação dos limites de operação da máquina e da característica mho do relé de proteção em um mesmo plano, seja no plano P-Q ou no plano R-X. Para isto, é necessário estabelecer as equações que relacionam os pontos representados nos dois planos, como matematicamente formulado em (5.1) e (5.2), respectivamente [10]:

$$R = \frac{PV^2}{P^2 + Q^2} \quad ; \quad X = \frac{QV^2}{P^2 + Q^2} \quad (5.1)$$

$$P = \frac{RV^2}{R^2 + X^2} \quad ; \quad Q = \frac{XV^2}{R^2 + X^2} \quad (5.2)$$

onde R , X , P , Q e V são: resistência, reatância, potências ativa, potência reativa e tensão terminal, respectivamente.

A configuração do limitador UEL também deve ser coordenada com o limite SSSL do gerador, o qual é função da tensão do gerador, da reatância síncrona do gerador (x_d), da reatância do transformador elevador (x_t) e da reatância do sistema (x_{sys}), que é a reatância equivalente do sistema calculada normalmente com a fonte mais forte fora de serviço [13]. A partir dessas variáveis, a equação (5.3) é utilizada para representar o limite SSSL no diagrama R-X, como ilustrado na Figura 5.2.

$$\text{Centro} = \frac{x_d - x_s}{2} \quad ; \quad \text{Raio} = \frac{x_d + x_s}{2} \quad ; \quad x_s = x_t + x_{sys} \quad (5.3)$$

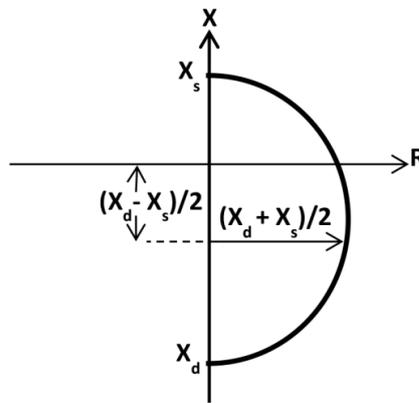


Figura 5.2 - Limite SSSL plotado no diagrama R-X.

A reatância do sistema não é uma informação tão simples, pois depende da configuração do mesmo. Ela é uma variável dinâmica que é alterada com muita frequência. Por exemplo, o número de geradores em operação muda a reatância resultante vista por um gerador. Então, a intenção não é ajustar a função 40 para uma determinada reatância do sistema, mas sim utilizar essa informação para fazer o ajuste com uma margem de segurança. Se o gerador estiver em um ponto de conexão no qual, para operações normais, apresente uma reatância de interconexão elevada em relação a reatância síncrona, o limite de estabilidade deve ser aumentado para compensar a reatância do sistema. O ajuste da função 40, por sua vez, quando configurado para detectar perda parcial de campo, deve ser coordenado com o limite de estabilidade, ou seja, esse ajuste também deverá ter a margem de segurança para atuar no limite de estabilidade.

Para realizar a coordenação dos limites de subexcitação, definidos na malha UEL do sistema de excitação implementado, com a proteção 40 do gerador, os dados da curva de capacidade P-Q do gerador são convertidos para o plano R-X da proteção, através das equações (5.1) e (5.2). São utilizados seis pontos da curva de capacidade P-Q da máquina (ver Figura 3.14) para representação no plano R-X. Os resultados desta conversão são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Conversão dos pontos P-Q do limite UEL para valores R-X.

| Pontos | P [p.u.] | Q [p.u.] | R[Ω] | X[Ω] |
|--------|----------|----------|-------|--------|
| A | 0,00 | -0,90 | 0,00 | -14,88 |
| B | 0,30 | -0,90 | 4,46 | -13,41 |
| C | 0,55 | -0,80 | 7,82 | -11,38 |
| D | 0,72 | -0,75 | 8,93 | -9,30 |
| E | 0,95 | -0,31 | 12,75 | -4,16 |
| F | 1,00 | -0,30 | 12,30 | -3,69 |

A tensão terminal de 1 p.u. foi considerada na conversão dos pontos da Tabela 5.1 através das equações (5.1) e (5.2). Os valores ôhmicos R-X resultantes da conversão são referidos à base do gerador e representados em valores secundários (fator K). Como exemplo de conversão, as coordenadas do ponto “A” no plano P-Q (0; -0,9) são obtidas no plano R-X como em (5.4) e (5.5), análogo para os demais pontos:

$$R = \left(\frac{PV^2}{P^2 + Q^2} \right) \cdot z_{ref} \cdot K = 0 \Omega \quad (5.4)$$

$$X = \left(\frac{QV^2}{P^2 + Q^2} \right) \cdot z_{ref} \cdot K = \left[\frac{(-0,9) \cdot 1^2}{(-0,9)^2} \right] \cdot (0,962) \cdot \left(\frac{2000}{143,5} \right) = -14,88 \Omega \quad (5.5)$$

Como já mencionado, a configuração do limitador UEL deve ser coordenada com o limite SSSL. A partir do método gráfico apresentado na Figura 5.2 e da equação (5.3) são definidos os pontos do limite SSSL no plano R-X. Aqui também os valores ôhmicos R-X obtidos na conversão através da equação (5.3) são referidos à base do gerador e representados em valores secundários. Dessa forma o centro e o raio da circunferência, definidos na equação (5.3) são obtidos a partir das equações (5.6) a (5.9):

$$x_d = x_{d(p.u.)} \cdot z_{ref} \cdot K = 12,71 \Omega \quad (5.6)$$

$$x_S = x_{S(p.u.)} \cdot z_{ref} \cdot K = 6,88 \Omega \quad (5.7)$$

$$\text{Centro} = \left(\frac{x_{d(p.u.)} - x_{S(p.u.)}}{2} \right) \cdot z_{ref} \cdot K = 2,91 \Omega \quad (5.8)$$

$$\text{Raio} = \left(\frac{x_{d(p.u.)} + x_{S(p.u.)}}{2} \right) \cdot z_{ref} \cdot K = 9,79 \Omega \quad (5.9)$$

Na Figura 5.3 é mostrado o procedimento para obtenção da Figura 5.1(c). São ilustradas as zonas de proteção no plano de R-X para a característica mho duplo com *offset* positivo, definidas a partir dos parâmetros apresentados na Tabela 1, e os limites UEL e SSSL, convertidos para o plano R-X a partir das equações (5.4) a (5.9), simulados no módulo de análise gráfica *RunTime* com os mesmos ajustes do relé de proteção sob teste. Procedimento similar é utilizado para obtenção das características de proteção ilustradas nas Figuras 5.1 (a) e 5.1(b).

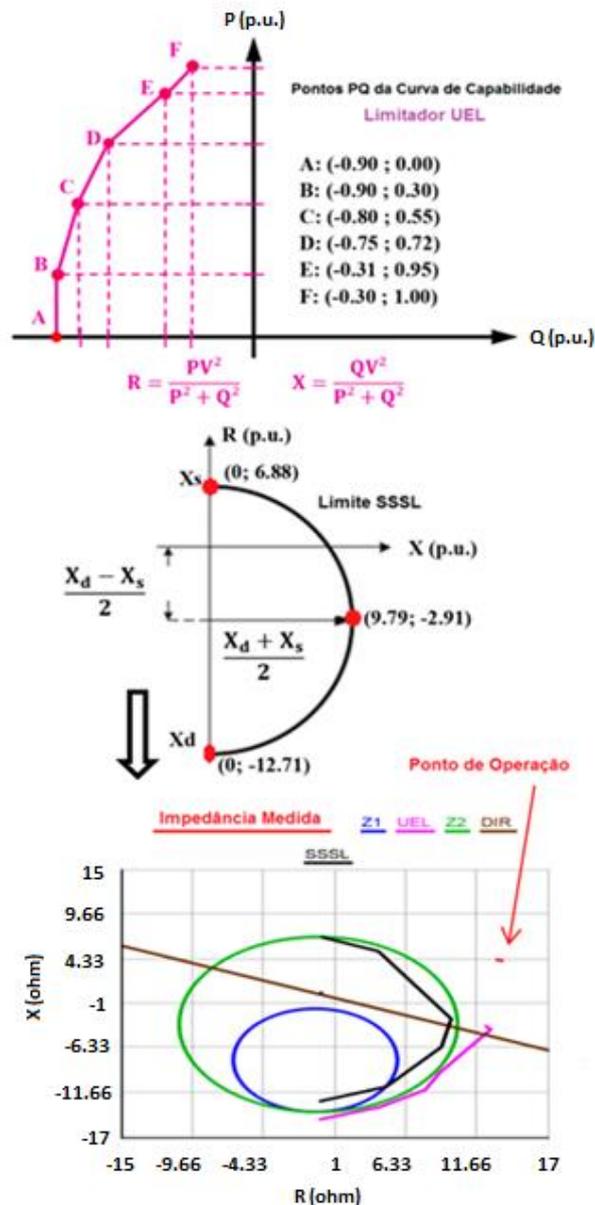


Figura 5.3 - Trajetória da impedância quando o sistema está operando em condições normais e conversão dos limites do gerador para o plano de R-X para a característica de proteção mho duplo com *offset* positivo.

Observa-se na Figura 5.3 que as curvas que representam os limites do gerador (UEL e SSSL) representadas no plano R-X estão de acordo com os valores apresentados na Tabela 5.2 e com os dados explicitados a partir das equações (5.4) a (5.9). Entretanto, cabe mencionar a existência de outras inflexões na curva que define o limite SSSL, as quais se referem a três pontos adicionais que foram estimados empiricamente em torno dos contornos das coordenadas do semicírculo definidas em (5.6) a (5.9). Na condição de funcionamento normal, o gerador fornece potência ativa e reativa para o sistema, o que significa que ambos

os valores de R e X são positivos e a trajetória da impedância está localizada no primeiro quadrante, no plano R-X, como ilustrado na Figura 5.3.

A Figura 5.4 apresenta o comportamento da potência ativa e reativa em condições de regime permanente, assim como a Figura 5.5 ilustra o comportamento da tensão terminal, tensão de campo, corrente de campo, frequência angular e o sinal de saída da malha de limitação de subexcitação UEL (m5G1 – ver Figura 3.13) neste estado. Quanto aos valores das variáveis apresentadas nas Figuras 5.4 e 5.5, observa-se que as mesmas levam a máquina a operar com uma tensão terminal próxima de 1 p.u., ou seja, dentro da normalidade.

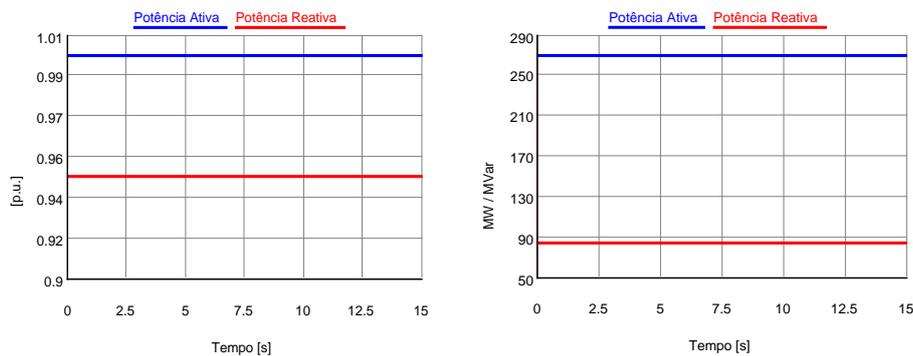


Figura 5.4 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) quando o sistema está operando em condições nominais.

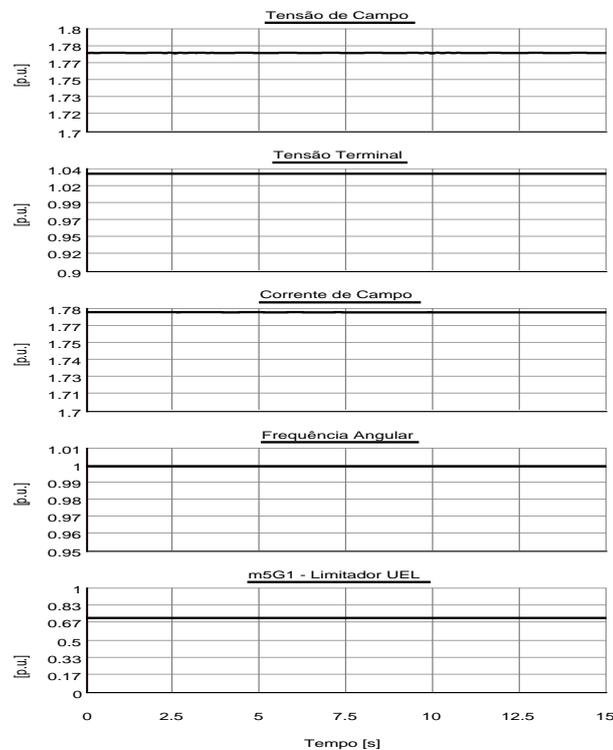


Figura 5.5 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL quando o sistema está operando em condições normais.

5.2.2 Ajuste das proteções de retaguarda: subtensão (ANSI 27) e distância (ANSI 21)

Como citado na subseção 2.3.2, a proteção contra subtensão (ANSI 27) tem o propósito de impedir a operação do gerador em condições de tensão terminal abaixo de seu limite operativo. Normalmente a subtensão é associada a uma subexcitação do gerador e por essa razão a função 40 é utilizada para a mesma finalidade, desabilitando-se a função 27. Caso a função 40 venha a ‘não enxergar’ uma subtensão perigosa que esteja fora das suas zonas de atuação, recomenda-se a utilização de unidades de subtensão de retaguarda para proteção da máquina.

Neste caso, utiliza-se um ajuste de 80% da tensão secundária nominal ($0,8 \cdot (\frac{115}{\sqrt{3}}) = 53,11V$) temporizada de 1 s para evitar disparos indevidos durante a ocorrência de curtos-circuitos externos.

Outra proteção de retaguarda que está associada a este estudo é a função 21. Como abordado na seção 2.3.3, para curtos-circuitos trifásicos nas linhas de transmissão conectadas aos transformadores elevadores, a proteção de perda de excitação (40) da máquina irá enxergar a falta como uma OEP e não deve atuar, devendo estar devidamente ajustada para coordenar com a proteção 21 de retaguarda, também de característica circular.

Para esse estudo, considerou-se a habilitação de duas zonas, sem *offset*, com característica de operação do tipo impedância para a proteção de distância. A primeira zona é ajustada em 50% da reatância do transformador mais a impedância subtransitória da máquina e temporizada em 50 ms, para assegurar proteção de retaguarda para curtos-circuitos entre o gerador e o transformador elevador. Já a segunda zona é ajustada para 120% da mesma reatância do transformador mais a reatância subtransitória da máquina e temporizada em 800 ms, a fim de cobrir todo o transformador elevador e parte de outros transformadores e linhas de transmissão. As equações (5.10) e (5.11) mostram os ajustes das referidas zonas e a Figura 5.6 ilustra as mesmas zonas emuladas no *RunTime* com os mesmos ajustes do relé sob teste [22].

$$\text{Diâmetro da Zona 1} = (x''_d + 0,5 \cdot x_t) \cdot K = 2,64 \Omega \quad (5.10)$$

$$\text{Diâmetro da Zona 2} = (x''_d + 1,2 \cdot x_t) \cdot K = 2,77 \Omega \quad (5.11)$$

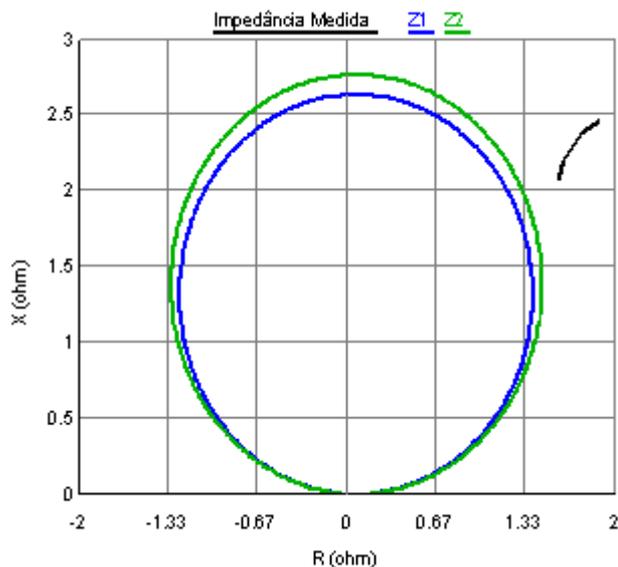


Figura 5.6 – Característica de distância com duas zonas de impedância utilizadas como proteção de retaguarda da máquina síncrona emulada no módulo *RunTime*.

Como pode ser observado na Figura 5.6, as zonas 1 e 2 ficaram com alcances bem próximos uma da outra devido ao baixo valor da reatância do transformador. Erros de TCs e TPs poderão introduzir dificuldades na distinção de uma ou outra zona. Como foi visto no capítulo 2, usualmente a zona 1 é ajustada para ter uma atuação quase instantânea e a zona 2 com uma maior temporização. Entretanto, para tentar atenuar esse problema da proximidade dos alcances das zonas deste estudo, poderia se pensar ou em diminuir a temporização da zona 2 para ficar mais próximo da temporização da zona 1 pré-ajustada, sensibilizando assim a proteção 21, ou aumentar a temporização da zona 1 para ficar próximo da temporização da zona 2 pré-ajustada, dessensibilizando assim a proteção 21. Como esta função é de retaguarda, optou-se pela segunda opção de aumentar a temporização da zona 1 para 400 ms e dessensibilizá-la. Vale ressaltar a supervisão do elemento 27 de retaguarda em caso de não atuação das funções 40 e 21, podendo esta última até mesmo não ser utilizada [18].

5.2.3 Ajuste da proteção contra sobreexcitação (ANSI 24), sobretensão (ANSI 59) e frequência (ANSI 81)

A proteção volts/hertz (ANSI 24) contra sobreexcitação da máquina foi habilitada com dois estágios com característica volts/hertz x tempo definido, tomando como referência a coordenação com os valores provenientes da malha de sobreexcitação (*m4AG1*- ver Figura

3.12) e pela limitação fixa de 1,05 p.u. na tensão de referência, ajustado como “*maxca_1*” nas Figuras 3.7 e 3.10.

O primeiro estágio da função 24 é ajustado para funcionar como alarme quando a tensão de referência atingir 1,05 p.u. e por essa razão é sensibilizado a partir desse valor com temporização de 10 s. O segundo estágio é ajustado para atuar em 1,10 p.u. e temporizado em 0,5 s para casos de níveis excessivos de densidade de fluxo magnético.

Como citado na subseção 2.3.5, é necessário também verificar a coordenação da função 24 com a proteção contra sobretensão (ANSI 59). Como o primeiro estágio da função 24 atua como alarme, a proteção 59 foi ajustada com valor de 1,2 p.u. de tensão e temporização de 0,5 s para não atuar em casos de rejeição de carga, em que o AVR esteja operando, ou atuar antes de atingir a região de saturação da máquina em caso de falha do AVR.

Também como citado na subseção 2.3.6, eventos de rejeição de carga podem provocar sobretensões perigosas acompanhadas de mudança na velocidade da máquina, conseqüentemente na frequência, em caso de indevida atuação dos limitadores do AVR e do regulador de velocidade. O regulador de velocidade e os limitadores de sobreexcitação e sobrefluxo do AVR devem retornar a velocidade/frequência nominal e os níveis de excitação do gerador para os níveis adequados. Para garantir a segurança da máquina em caso de falhas dos controles, dois elementos de frequência são habilitados: um de subfrequência com ajuste de 57 Hz e outro de sobrefrequência com ajuste de 63 Hz, ambos com temporização de 15 s, conforme recomendado em [33].

5.2.4 Esquema de Teste em Malha Fechada: Simulação *Hardware-In-The-Loop* (HIL)

Para a realização da avaliação das proteções do sistema São Simão, considerou-se apenas a análise da proteção da unidade geradora 1. Para isso, fez-se uso do esquema *Hardware-In-The-Loop* (HIL) para testar um relé numérico de proteção de geradores SEL 300G [22], dotado das funções de proteção supracitadas, que foi conectado em malha fechada com o sistema de potência teste simulado no RTDS. Na simulação HIL, componentes secundários, como os dispositivos eletrônicos inteligentes (relés, controladores, etc.) são usados de modo a formarem uma malha fechada. A Figura 5.7 ilustra o esquema da simulação HIL utilizado neste trabalho para a realização dos testes.

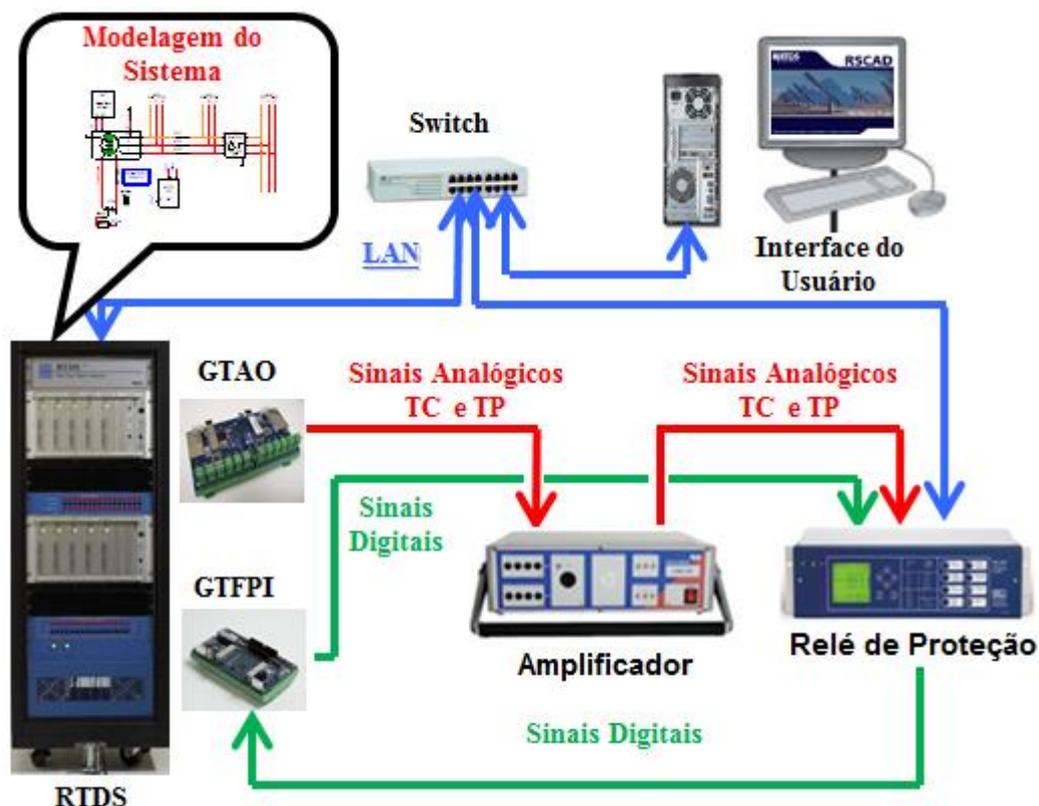


Figura 5.7 - Esquema *Hardware-In-The-Loop* utilizado para testes no relé de proteção.

Observa-se na Figura 5.7 que os sinais de tensão e corrente dos transdutores do sistema de potência (TC e TP), oriundos do sistema simulado no RSCAD, são externados por conversores Digital/Analógico (D/A) do RTDS. Para extrair esses sinais para o relé sob teste, o cartão GTAO (*analog output card*) é utilizado. Neste cartão, os sinais secundários são reproduzidos em valores proporcionais de tensão de ± 10 V alternados. Portanto, este cartão suporta sinais de baixo nível. Por essa razão, um amplificador (3×250 V – 3×25 A) é utilizado para injetar no relé a correta magnitude dos sinais simulados pelos TCs e TPs. Observa-se, portanto, que as saídas do amplificador (sinais analógicos) são então conectadas às entradas do relé. Este, por sua vez, no caso de algum distúrbio, deverá enviar um sinal de *trip* para o disjuntor do sistema de potência simulado no RTDS, interrompendo assim a progressão da falta. Este sinal de *trip* do relé é enviado para as portas de entradas digitais do RTDS. Neste trabalho, esta função é desempenhada pelo cartão GTFPI (*front panel interface card*).

5.3 Resultados das Simulações para Avaliação da Proteção do Gerador

Nesta seção são apresentadas as avaliações das proteções do gerador síncrono, associadas aos limitadores do sistema de excitação implementado, a partir dos resultados das simulações realizadas no RTDS de diversos cenários, considerando diferentes carregamentos da máquina, eventos de rejeições de carga e distúrbios que levam o gerador a operar de modo sub ou sobrecitado. Os resultados gráficos das principais variáveis, necessárias para analisar o comportamento do gerador e da atuação do seu sistema de controle e proteção, são apresentados e discutidos.

5.3.1 Avaliação da proteção 40 e sua coordenação com os limites do gerador em cenários de subexcitação

Nesta seção são apresentados os resultados da avaliação da proteção de perda de excitação (ANSI 40), para as diferentes características ajustadas na Tabela 5.1, de uma das unidades geradoras do Sistema São Simão.

Nesses cenários é avaliada a resposta da proteção de perda de excitação do relé sob teste a partir da análise dos resultados gráficos das principais variáveis do gerador, tais como: corrente e a tensão de campo, a tensão no terminal, a frequência angular, o sinal de saída da malha de limitação de subexcitação UEL (*m5G1* – ver Figura 3.13), a potência ativa, a potência reativa e a trajetória da impedância.

Os resultados são organizados da seguinte forma:

- Inicialmente são aplicados afundamentos na tensão de campo da máquina, para simular condições de perda parcial de excitação, sendo avaliada a resposta da proteção 40 do gerador nestes cenários. A influência do limitador UEL é avaliada na resposta da proteção 40 quando habilitado ou não;
- Em seguida é simulada uma perda total de excitação, através do desligamento do disjuntor de campo, e verificado o comportamento das variáveis do gerador 1 e da sua proteção 40 nesta condição. É analisado também o comportamento desta máquina quando é retirada a excitação de uma máquina vizinha;
- Na sequência, a resposta da função 40 também é analisada para rejeição gradativa das máquinas vizinhas ao gerador 1, através do desligamento do disjuntor de cada máquina, mas mantendo a excitação sem desligar o disjuntor de campo;

por um fator de 0,15 na entrada do circuito de campo do gerador, conforme diagrama da Figura 5.8, simulando assim uma condição de subexcitação, como pode ser observado na Figura 5.9 (a) e (b).

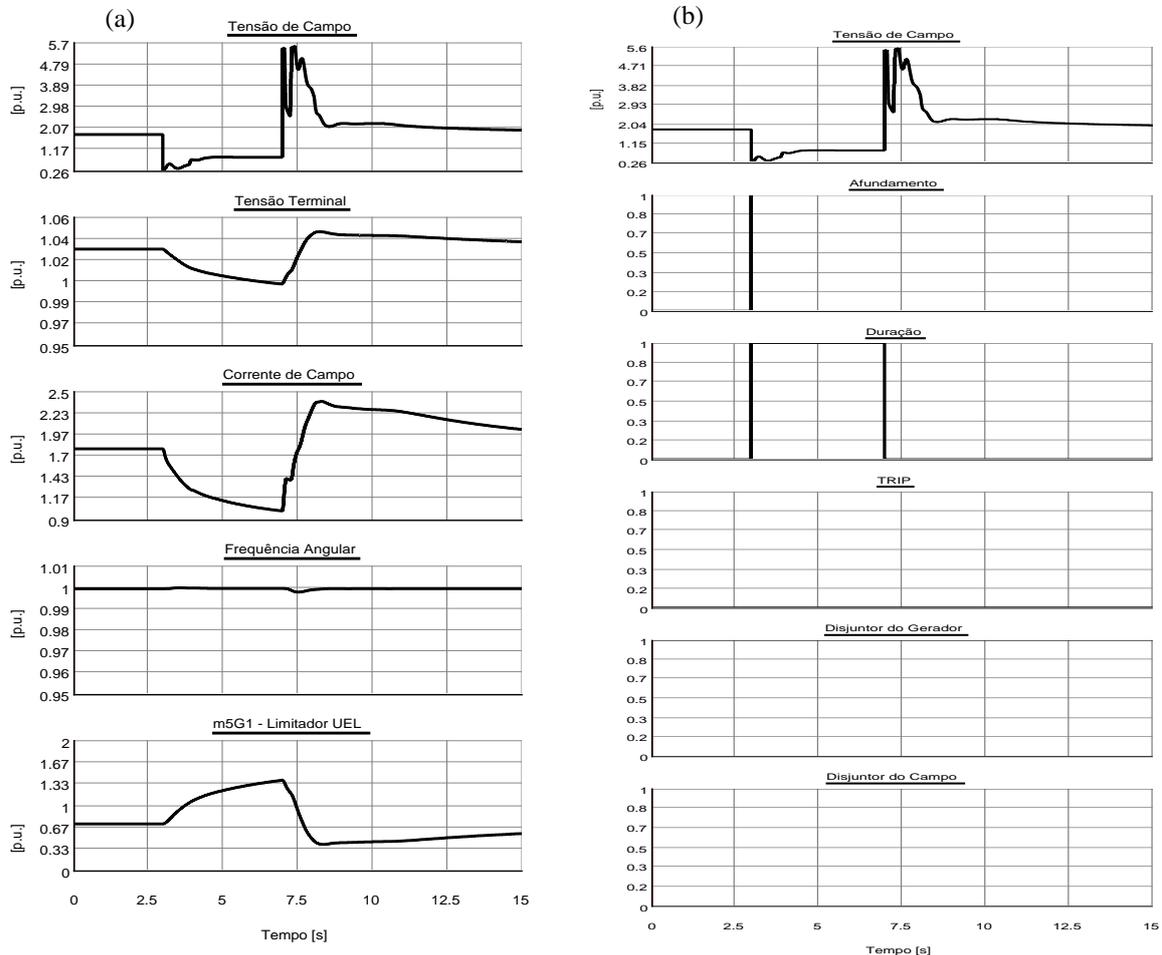


Figura 5.9 – Variáveis da máquina e de atuação do sistema de proteção para um afundamento na tensão de campo de 85% durante 4 s: (a) tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL; (b) duração do afundamento, atuação do relé (*trip*) e dos disjuntores.

Pode ser notado nas Figuras 5.9 e 5.10 que quando a subexcitação é aplicada a máquina passa a absorver potência reativa, mas permanece estável. Nesse caso, o AVR ajuda o gerador a manter a tensão do sistema dentro dos limites aceitáveis de operação através do controle de potência reativa, como pode ser observado na atuação do limitador UEL na Figura 5.9 (a). O sistema de excitação também faz com que o gerador permaneça em sincronismo com a rede.

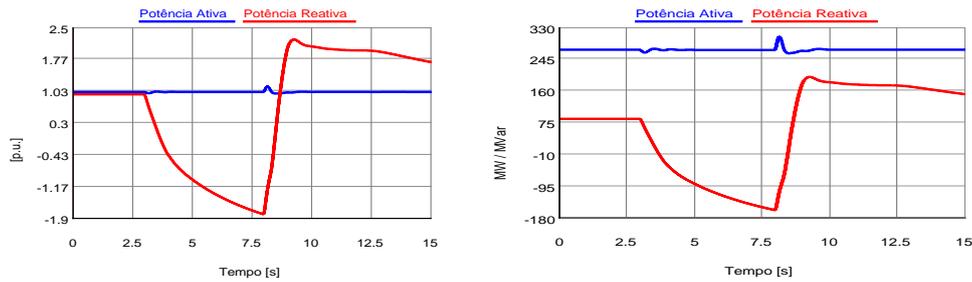


Figura 5.10 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) para um afundamento na tensão de campo de 85% durante 4 s.

A Figura 5.11 apresenta a trajetória da impedância no plano R-X da proteção para as três características mho ajustadas como na Tabela 5.1 e com os limites UEL e SSSL lançados no plano R-X de acordo com o apresentado na subseção 5.2.1.1. Observa-se que a impedância permanece perto do limite UEL, o que caracteriza a correta operação do AVR, não invadindo os limites das zonas de proteção e não ocasionando a atuação do relé de proteção, como também pode ser notado através dos sinais de *trip* e dos disjuntores na Figura 5.9 (b).

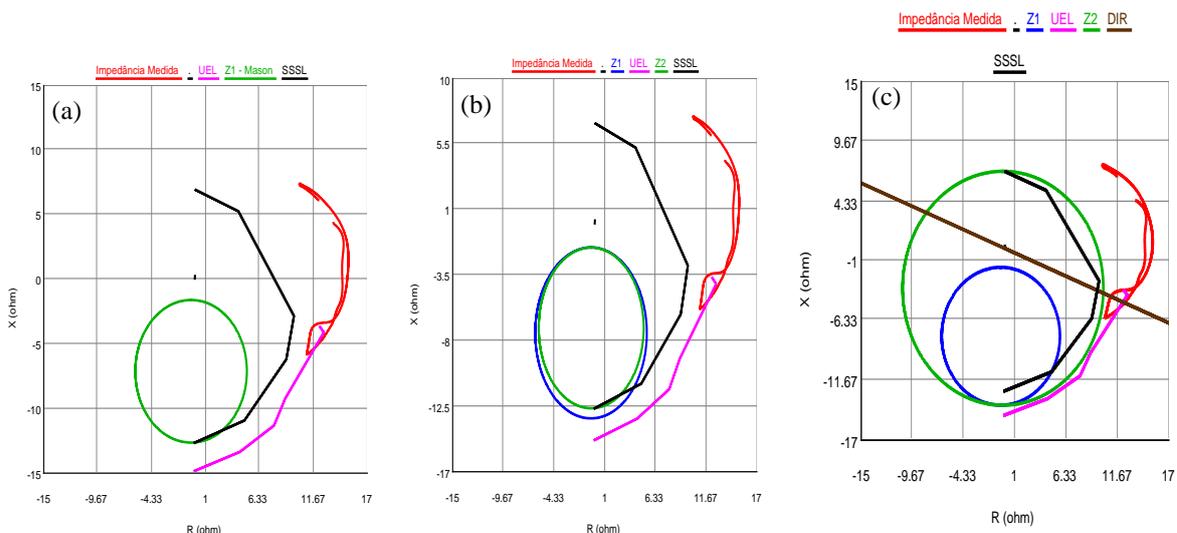


Figura 5.11 - Trajetória da impedância para um afundamento de 85% na tensão de campo durante 4 s: a) uma zona com *offset* negativo; b) duas zonas com *offset* negativo e c) mho duplo com *offset* positivo na segunda zona.

- **Aplicação de um afundamento de 88% na tensão de campo durante 4 s**

Neste caso é avaliada a proteção 40 quando da aplicação de um afundamento de 88% na tensão de campo (*EFINI*) que alimenta a máquina durante um período de 4s, ou seja, essa tensão é multiplicada por um fator de 0,12 na entrada do circuito de campo do gerador,

conforme diagrama da Figura 5.8, simulando assim uma condição mais severa de subexcitação, como pode ser observado nas Figuras 5.12 e 5.13.

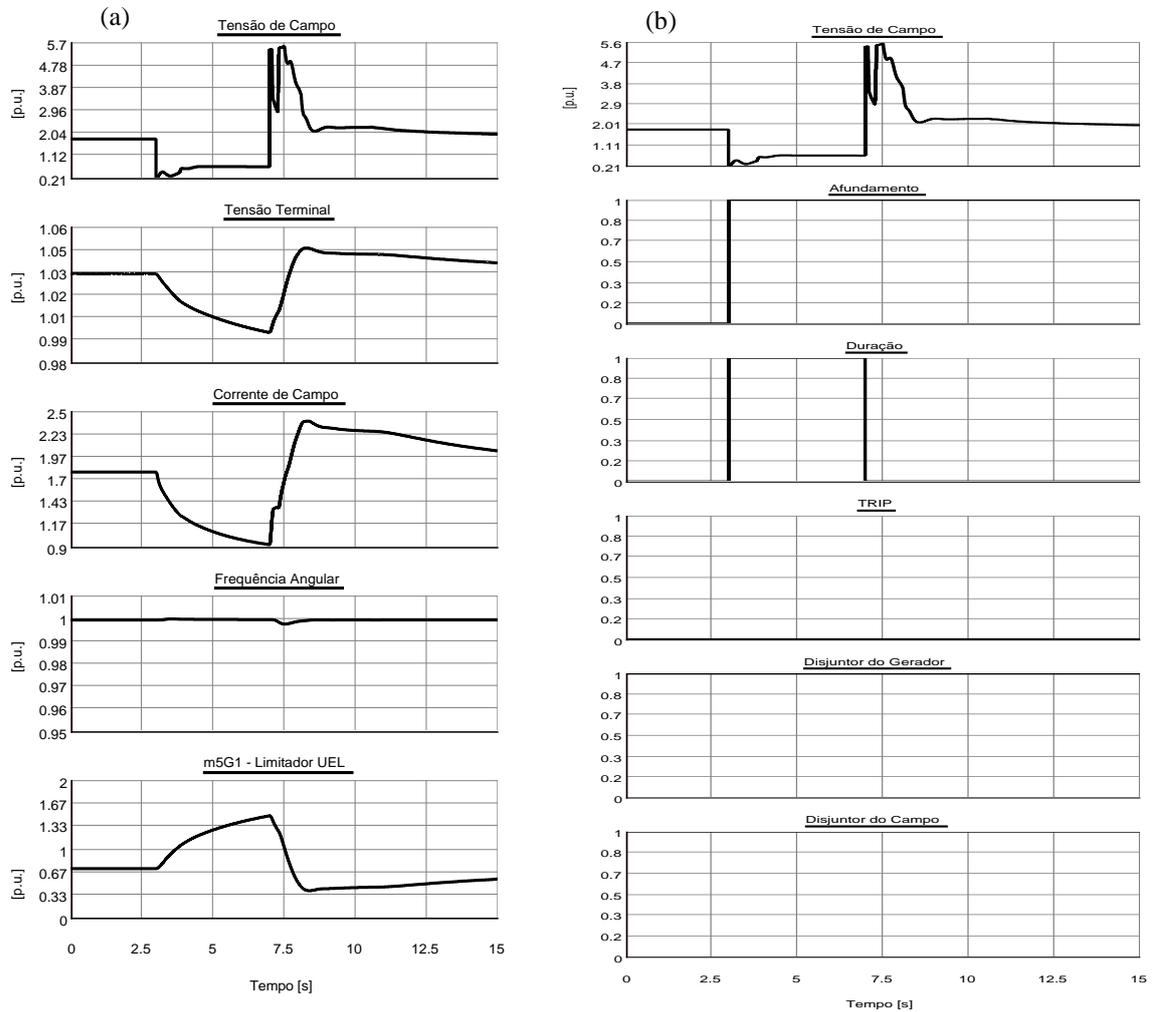


Figura 5.12 - Variáveis da máquina e de atuação do sistema de proteção para um afundamento na tensão de campo de 88% durante 4 s: (a) tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL; (b) duração do afundamento, atuação do relé (*trip*) e dos disjuntores.

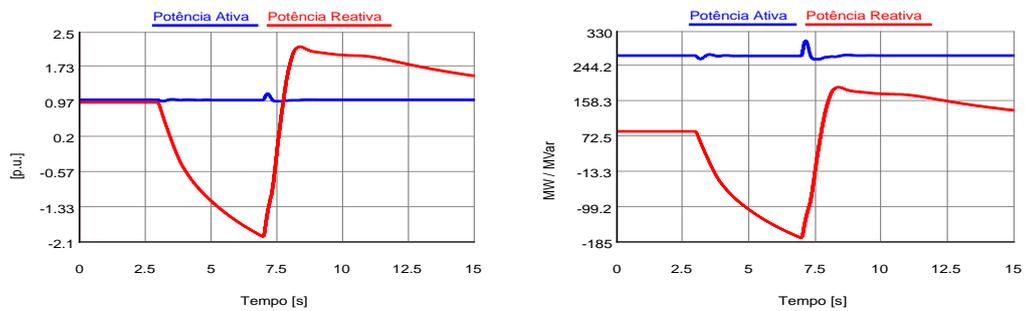


Figura 5.13 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) para um afundamento na tensão de campo de 88% durante 4 s.

A Figura 5.14 apresenta a trajetória da impedância no plano R-X da proteção para as três características mho ajustadas. Para as características com uma zona com *offset* negativo e duas zonas com *offset* negativo, Figuras 5.14 (a) e (b) respectivamente, a impedância permanece na região de limite UEL de atuação do AVR e não invade os limites das zonas de proteção.

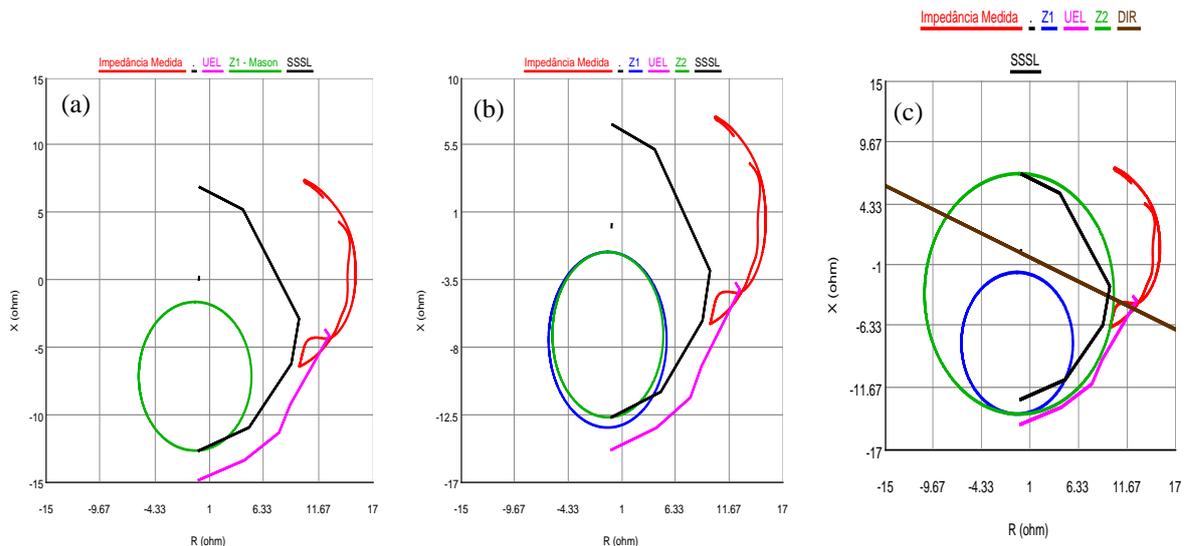


Figura 5.14 - Trajetória da impedância para um afundamento de 88% na tensão de campo durante 4 s: a) uma zona com *offset* negativo; b) duas zonas com *offset* negativo e c) mho duplo com *offset* positivo na segunda zona.

Para a característica mho duplo com *offset* positivo na segunda zona, Figura 5.14 (c), embora a impedância invada a segunda zona de proteção, a temporização previamente ajustada nessa região (1 s) previne que o relé opere para este caso, como também pode ser notado através dos sinais de trip e dos disjuntores não atuando na Figura 5.12 (b). A ação do limitador UEL, como ilustrado na Figura 5.12, e a temporização ajustada no relé previnem que a trajetória da impedância alcance o limite SSSL.

Para verificar a influência do limite UEL nesse caso, aplicou-se o mesmo evento de afundamento considerando o limitador UEL desligado, como ilustrado nas Figuras 5.15 e 5.16. Observa-se na Figura 5.17 que a trajetória da impedância invade a zona 2, passando pela região de bloqueio direcional, mas alcança o quarto quadrante atingindo o limite SSSL e provocando a atuação da proteção 40 por ultrapassar a temporização ajustada nesta zona, como também pode ser notado através dos sinais de *trip* e de desligamento dos disjuntores de campo e do gerador atuando na Figura 5.15 (b).

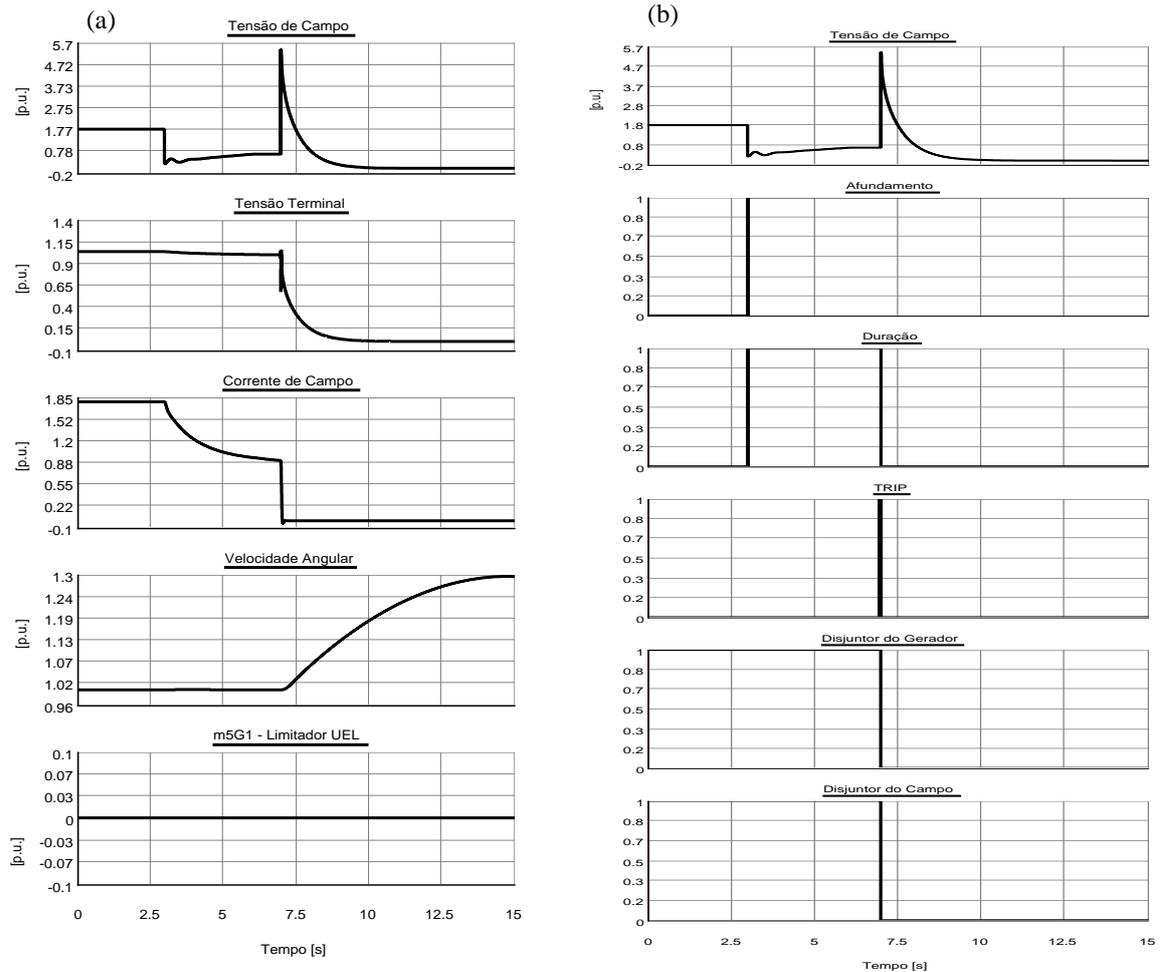


Figura 5.15 - Variáveis da máquina e de atuação do sistema de proteção para um afundamento na tensão de campo de 88% durante 4 s, considerando o limite UEL desligado: (a) tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL; (b) duração do afundamento, atuação do relé (*trip*) e dos disjuntores.

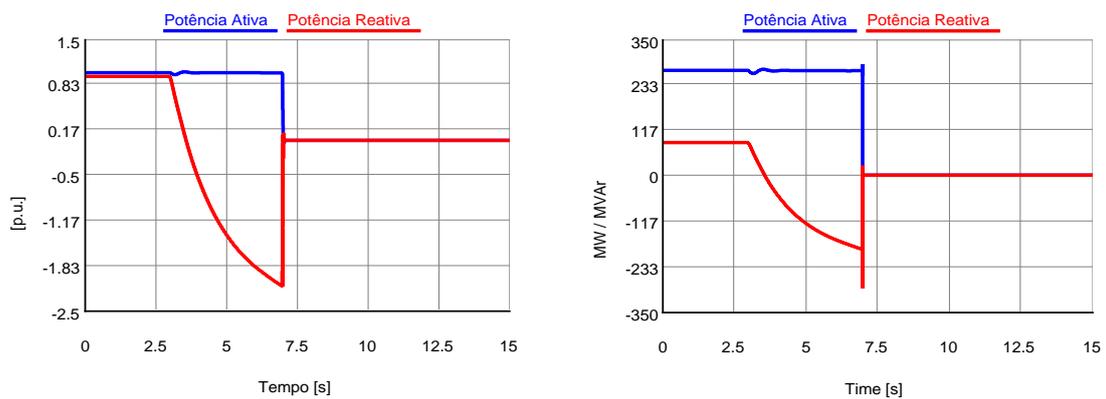


Figura 5.16 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) para um afundamento na tensão de campo de 88% durante 4 s, considerando o limite UEL desligado.

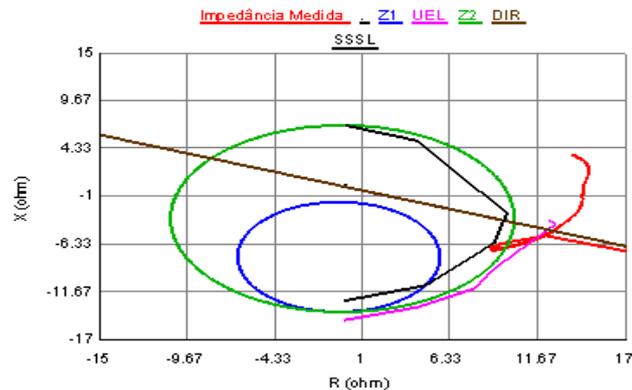


Figura 5.17 - Trajetória da impedância para a característica mho duplo com *offset* positivo na segunda zona: afundamento de 88% na tensão de campo durante 4 s, considerando o limite UEL desligado.

- ***Aplicação de um afundamento de 88% na tensão de campo durante 5 s***

Aqui, como no caso anterior, é avaliada a proteção 40 quando da aplicação de um afundamento de 88% na tensão de campo, mas por uma duração maior de 5 s e considerando o limitador UEL habilitado, como ilustrado nas Figuras 5.18 e 5.19.

A Figura 5.20 apresenta a trajetória da impedância no plano R-X da proteção para as três características mho ajustadas. Para as características com uma zona com *offset* negativo e duas zonas com *offset* negativo, Figuras 5.20 (a) e (b) respectivamente, apesar da trajetória da impedância atingir o limite SSSL, a mesma não invade as zonas de proteção e conseqüentemente o relé não atua. Este comportamento está de acordo com a revisão bibliográfica apresentada na seção 2.3.1 [16]-[22] que diz que essas características de proteção 40 podem deixar o gerador vulnerável à perda parcial de campo e atuar apenas para perda total de excitação. Além disso, o método de Berdy [18], o qual se baseia a característica ilustrada na Figura 5.20 (b), é recomendado para máquinas com reatância síncrona maior que 1,2 p.u., que não é o caso do sistema de potência analisado. Já para a característica mho duplo com *offset* positivo na segunda zona, Figura 5.20 (c), observa-se que a trajetória da impedância invade a segunda zona, passando pela região de bloqueio direcional, e alcança o quarto quadrante atingindo o limite SSSL. A trajetória permanece nesta região por um período maior que a temporização ajustada nesta zona e provoca a operação do relé de proteção, mesmo com o limitador UEL habilitado, como também pode ser notado na Figura 5.18 (b) através dos sinais de *trip* e de desligamento dos disjuntores de campo e do gerador. Isto acontece por que a oscilação de potência atinge o limite de estabilidade SSSL e permanece nesta região por um período maior que a temporização (1 s) ajustada no relé para esta zona.

Nesse caso, a perda parcial de campo ocorreu, pois a corrente de campo foi reduzida abaixo do valor que garante a operação do gerador síncrono dentro de seu limite de estabilidade. Como já mencionado, o gerador não pode operar além do limite SSSL e por essa razão a proteção 40 deve atuar.

As Figuras 5.18 e 5.19 estão relacionadas com a atuação da característica de proteção 40 ilustrada na Figura 5.20 (c). Nota-se na Figura 5.18 (a) que a tensão e a corrente de campo são reduzidas durante o tempo em que o distúrbio é aplicado e aumentam subitamente após a atuação da proteção, antes de diminuir novamente devido o desligamento dos disjuntores. Isto acontece por que, após o distúrbio, as oscilações resultantes na velocidade do rotor do gerador em relação à frequência do sistema provocam flutuações de tensão acima e abaixo do ponto de ajuste do AVR, como também devido à atuação do regulador de velocidade que tende a acelerar a máquina durante o distúrbio [13]. Na Figura 5.19 observa-se que as potências ativa e reativa alcançam o valor zero devido ao desligamento da máquina provocado pela operação do relé de proteção.

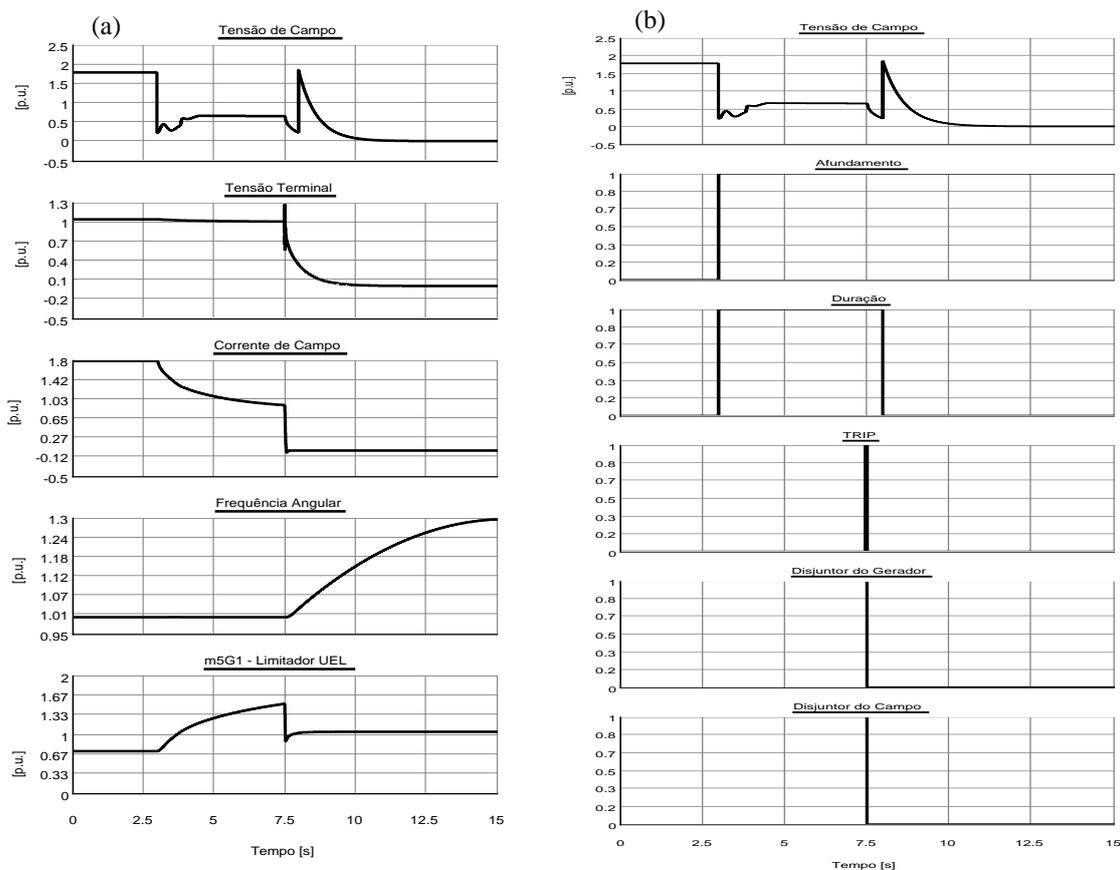


Figura 5.18 - Variáveis da máquina e de atuação do sistema de proteção para um afundamento na tensão de campo de 88% durante 5 s: (a) tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL; (b) duração do afundamento, atuação do relé (*trip*) e dos disjuntores.

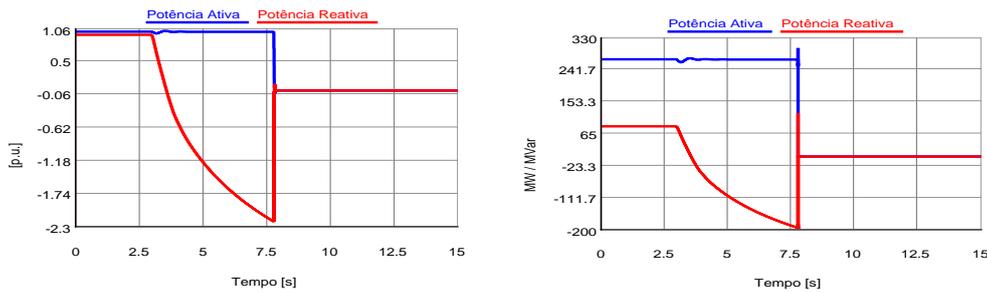


Figura 5.19 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) para um afundamento na tensão de campo de 88% durante 5 s.

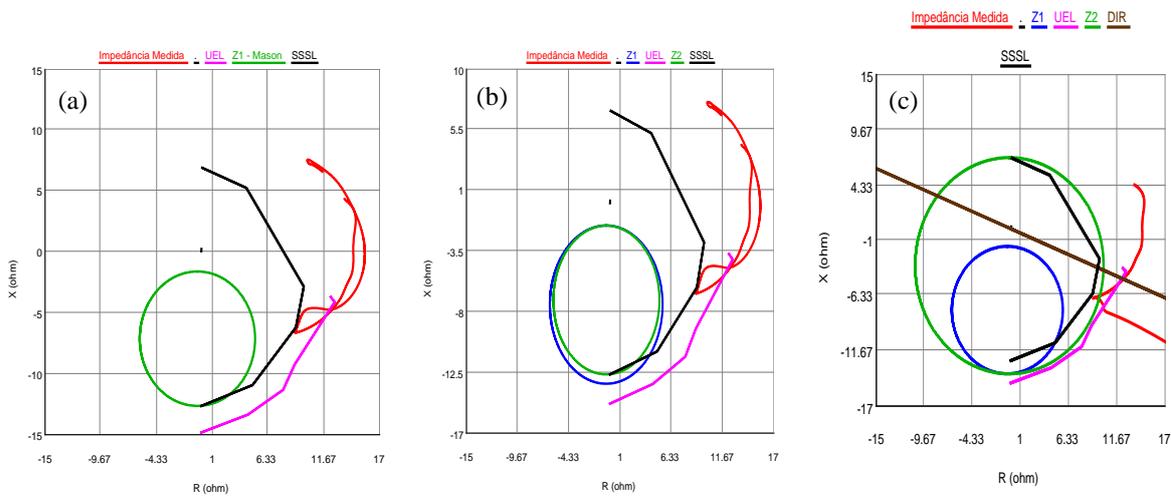


Figura 5.20 - Trajetória da impedância para um afundamento de 88% na tensão de campo durante 5 s: a) uma zona com *offset* negativo; b) duas zonas com *offset* negativo e c) mho duplo com *offset* positivo na segunda zona.

5.3.1.2 Avaliação da proteção 40 quando a máquina é submetida à perda total de excitação

Neste cenário a proteção de perda total de excitação é analisada, ou seja, quando a corrente de campo torna-se nula através do desligamento do disjuntor do circuito de campo da máquina 1. Para avaliar o comportamento dinâmico da máquina 1 nesta condição, as variáveis analisadas nos casos anteriores são verificadas inicialmente sem considerar a operação do relé de proteção, ou seja, sem desligar o disjuntor da máquina, e posteriormente considerando a proteção 40 habilitada.

Em outro cenário, é alterado o carregamento da máquina 1, e conseqüentemente seu ponto de operação, como também é retirada a excitação de uma das máquinas vizinhas. A resposta da proteção contra perda de excitação do gerador 1 é verificada nessas condições.

- *Avaliação da proteção 40 do gerador 1 quando da perda de sua excitação*

Nota-se na Figura 5.21 que, ao ser aplicada a perda total de excitação, a máquina síncrona perde completamente a estabilidade uma vez que não há acoplamento magnético do rotor ao estator, acelerando-a ligeiramente. Verifica-se que as oscilações do gerador com relação a frequência do sistema fazem com que a tensão terminal flutue em torno dos controles definidos nos limites do gerador. Comportamento similar é observado na tensão de campo, na qual se verifica uma oscilação do sinal em torno dos limites de atuação do AVR. Também nota-se na Figura 5.21 que ao abrir o disjuntor de campo a corrente de campo torna-se nula.

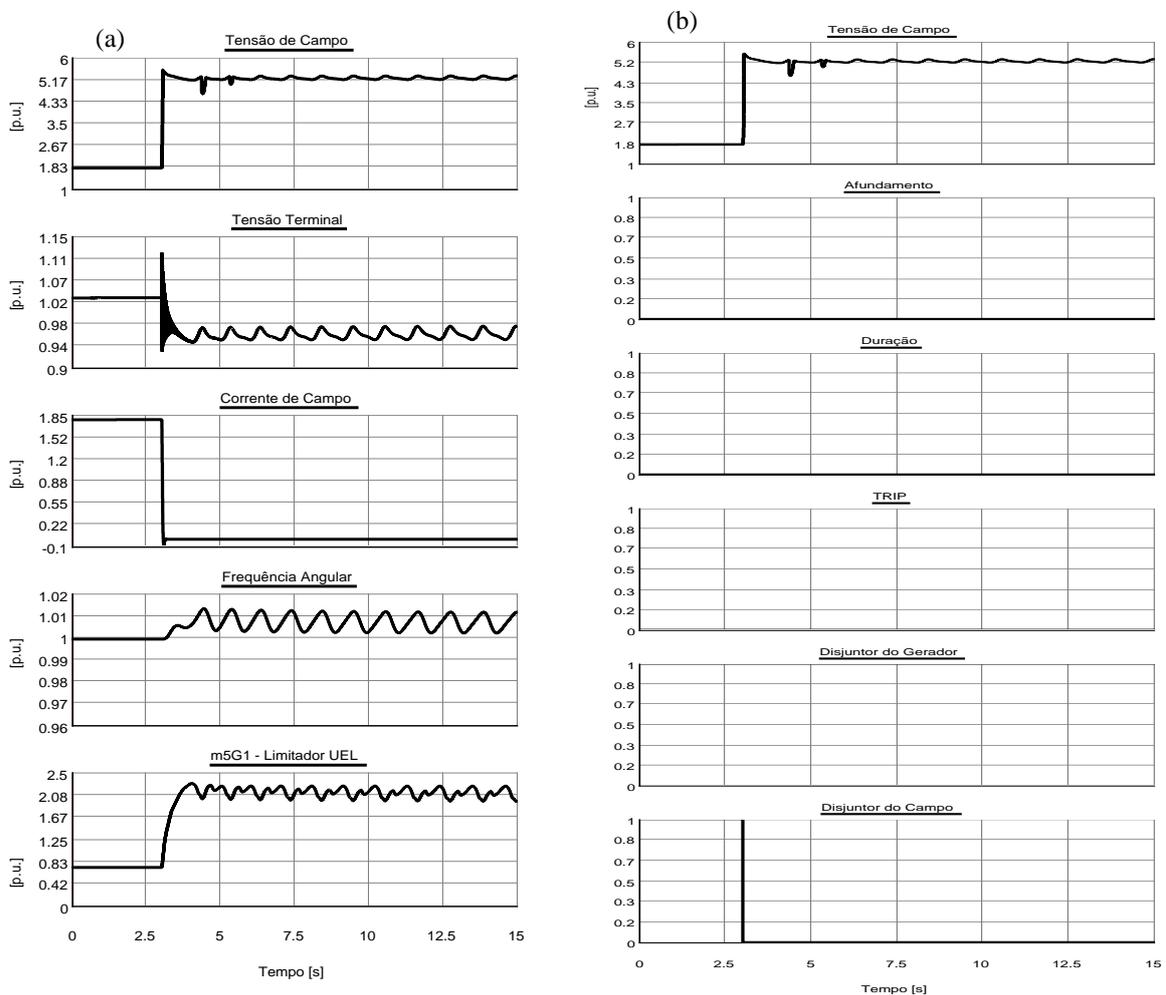


Figura 5.21 - Variáveis da máquina e de atuação do sistema de proteção para uma perda total de campo (desabilitando a proteção): (a) tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL; (b) duração do afundamento, atuação do relé (*trip*) e dos disjuntores.

Já na Figura 5.22, observa-se que as potências ativa e reativa oscilam de forma instável ao desligar o disjuntor de campo. Após perder a excitação, o gerador continua a

fornecer potência ativa ao sistema por um período e, para manter este suprimento de potência ativa, o rotor acelera aumentando seu ângulo de carga. Porém, com a perda do acoplamento magnético entre o rotor e o estator, a máquina tende a perder o sincronismo. Em contrapartida, para suprir a perda de campo, o gerador passa a absorver potência reativa do sistema o que leva a uma queda de tensão em todo o sistema.

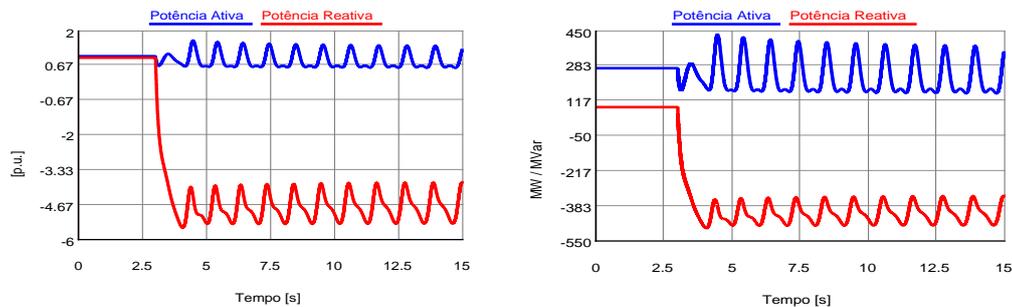


Figura 5.22 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) para uma perda total de campo (sem considerar a atuação do relé de proteção).

A Figura 5.23 apresenta a trajetória da impedância no plano R-X da proteção para as três características mho ajustadas quando ocorre perda total de excitação (sem considerar a atuação da proteção). Verifica-se que a impedância invade a primeira zona devido a perda de sincronismo da máquina. Quando a excitação é perdida, o gerador começa a consumir potência reativa do sistema e a impedância torna-se negativa do ponto de vista do relé 40. Como resultado, a impedância no plano R-X concentra-se no quarto quadrante.

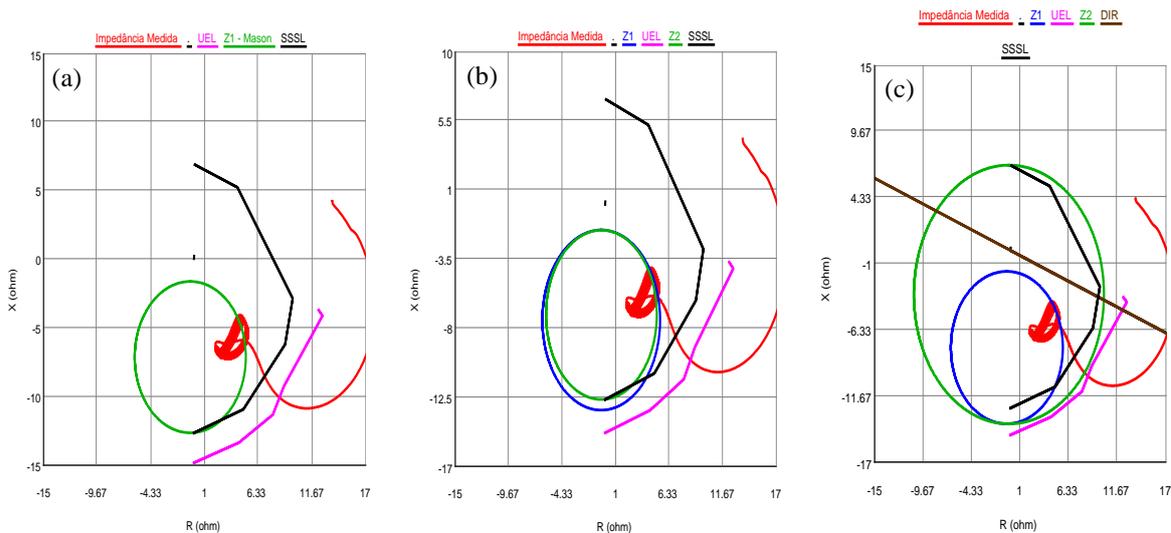


Figura 5.23 - Trajetória da impedância para uma perda total de campo (desabilitando a proteção): a) uma zona com *offset* negativo; b) duas zonas com *offset* negativo e c) mho duplo com *offset* positivo na segunda zona.

As Figuras 5.24 a 5.26 ilustram as mesmas variáveis apresentadas nas Figuras 5.21 a 5.23 também para perda de campo, porém agora considerando a atuação da proteção. Observa-se que o relé opera quase que instantaneamente ao alcançar a zona 1 em todas as características mho, isolando o gerador do sistema através do desligamento do disjuntor da máquina.

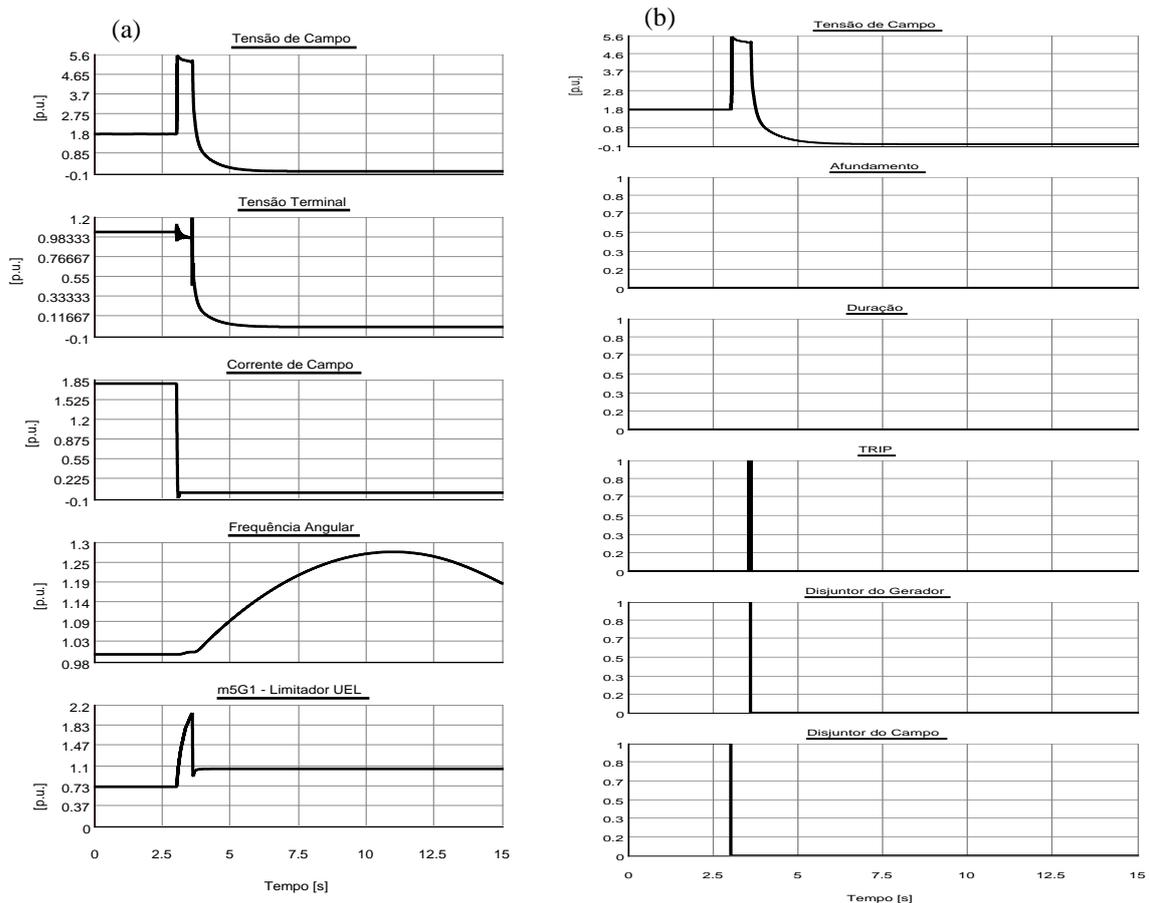


Figura 5.24 - Variáveis da máquina e de atuação do sistema de proteção para uma perda total de campo (habilitando a proteção): (a) tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, frequência angular e limite UEL; (b) duração do afundamento, atuação do relé (*trip*) e dos disjuntores.

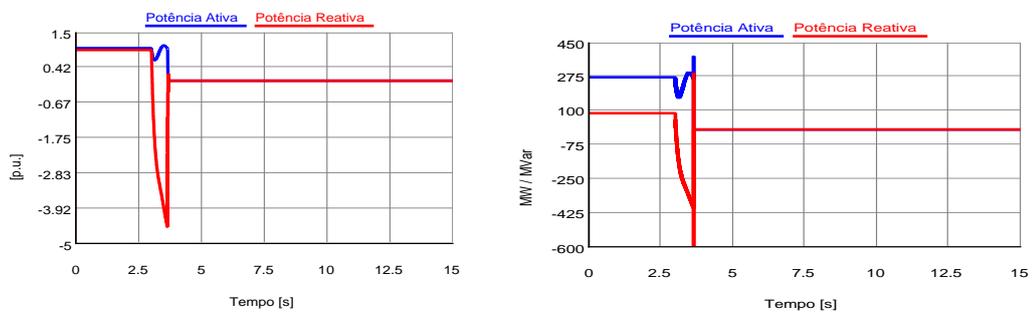


Figura 5.25 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono (p.u. e MW/Mvar) para uma perda total de campo (sem considerar a atuação do relé de proteção).

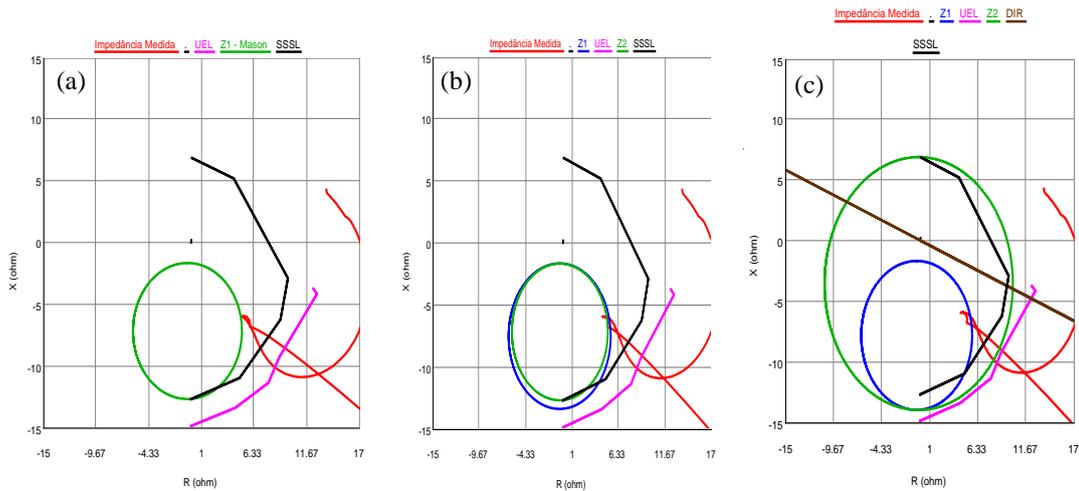


Figura 5.26 - Trajetória da impedância para uma perda total de campo (habilitando a proteção): a) uma zona com *offset* negativo; b) duas zonas com *offset* negativo e c) mho duplo com *offset* positivo na segunda zona.

- **Avaliação da proteção 40 do gerador 1 quando da perda de excitação de uma máquina vizinha**

Neste cenário, o carregamento das máquinas foram alterados, para operar em regime de subexcitação (potência reativa negativa próxima de zero) através da manipulação das variáveis de tensão de referência (VREF) e de potência gerada (PGEN) dos modelos de sistema de excitação e regulador de velocidade, respectivamente, simulados no RSCAD. O carregamento do gerador 1 foi alterado para uma melhor visualização do aumento da sua potência reativa quando da retirada da excitação de uma máquina vizinha. Os novos valores das potências, medidos no módulo *RunTime* do RSCAD são mostrados na Figura 5.27.

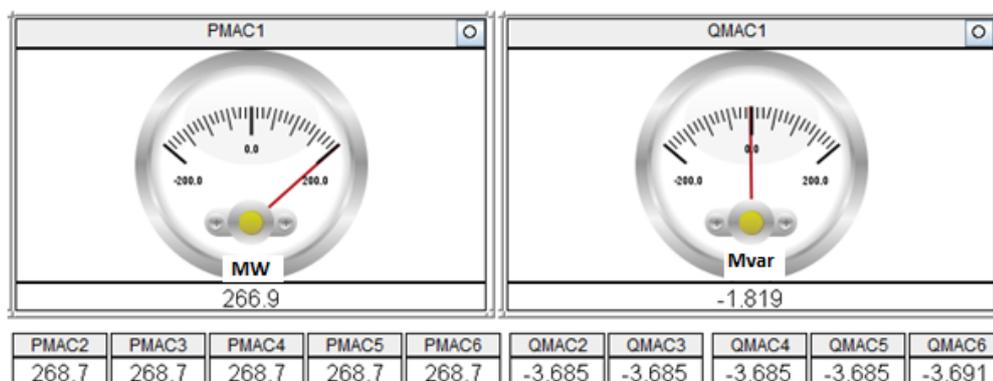


Figura 5.27 – Valores de potência ativa e reativa de todas as máquinas do sistema de potência teste medidos no módulo *RunTime* do RSCAD.

Em seguida, o comportamento de algumas das variáveis dos geradores 1 e 6 é verificado quando o disjuntor do circuito de campo da máquina 6 é desligado (sem considerar a atuação da sua proteção), como ilustrado na Figura 5.28. Nota-se que as oscilações geradas pela perda de campo da máquina 6 provocam uma sobreexcitação no campo da máquina 1, refletido no aumento da sua corrente de campo e na atuação do limitador OEL de sobreexcitação (sinal *m4AG1* – ver Figura 3.12). Nesse caso, o gerador 1 passa a fornecer reativos como ilustrado na Figura 5.29.

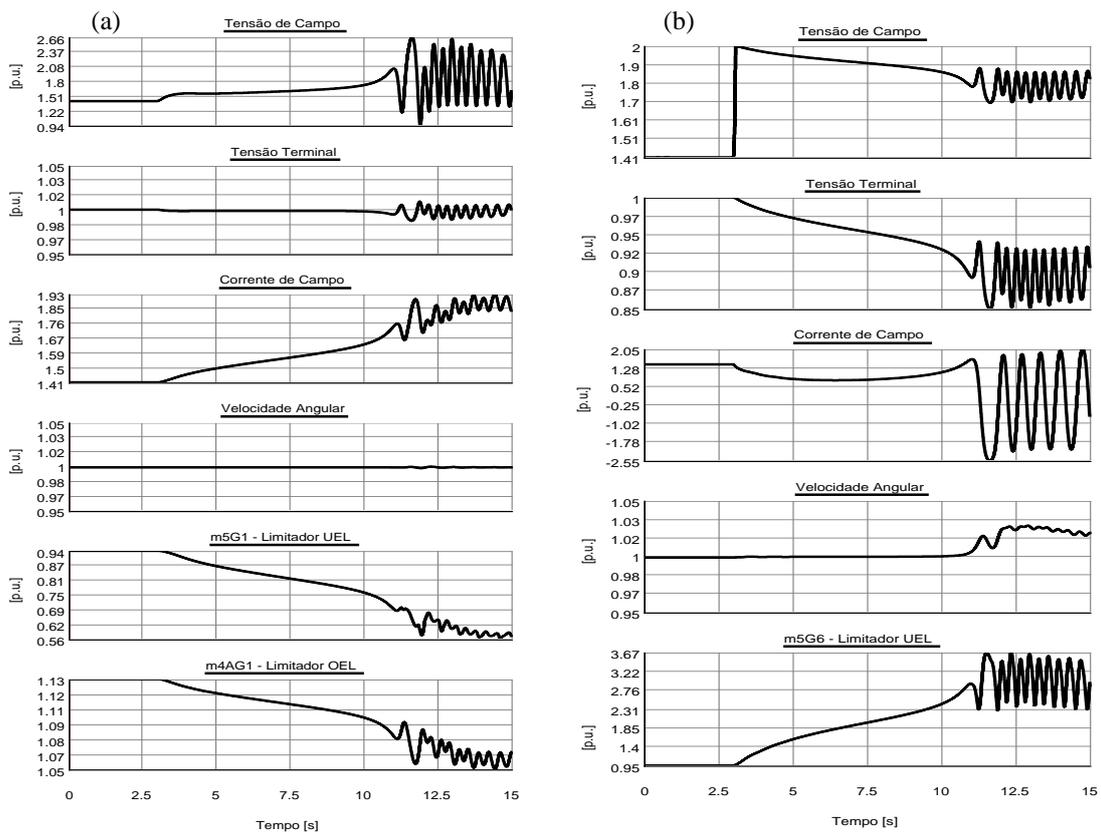


Figura 5.28 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular, limite UEL e OEL* quando o gerador 6 perde excitação (sem considerar a atuação da sua proteção): (a) gerador 1* e (b) gerador 6.

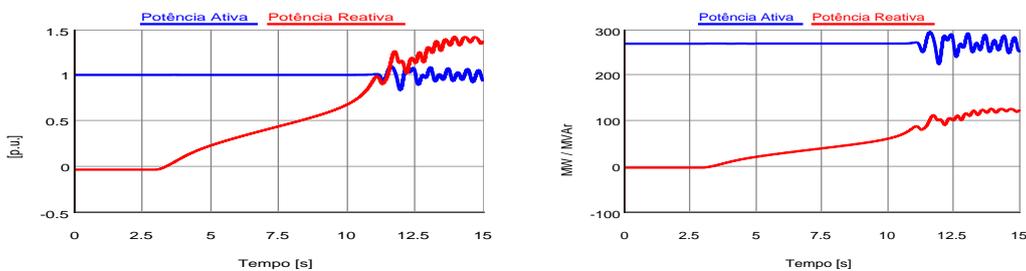


Figura 5.29 - Potências ativa e reativa do gerador 1 (p.u. e MW/Mvar) para uma perda total de campo do gerador 6 (sem considerar a atuação da sua proteção).

A Figura 5.30 apresenta a trajetória da impedância no plano R-X para análise da proteção 40 do gerador 1 para as características de Mason e Mho duplo com *offset* positivo na segunda zona, uma vez que foi mostrado nas seções anteriores que a característica mho duplo com *offset* negativo não é adequada ao sistema teste. Verifica-se que, ao perder a excitação do gerador 6, a trajetória da impedância da máquina 1 muda levemente mas não alcança a região de atuação das zonas de proteção.

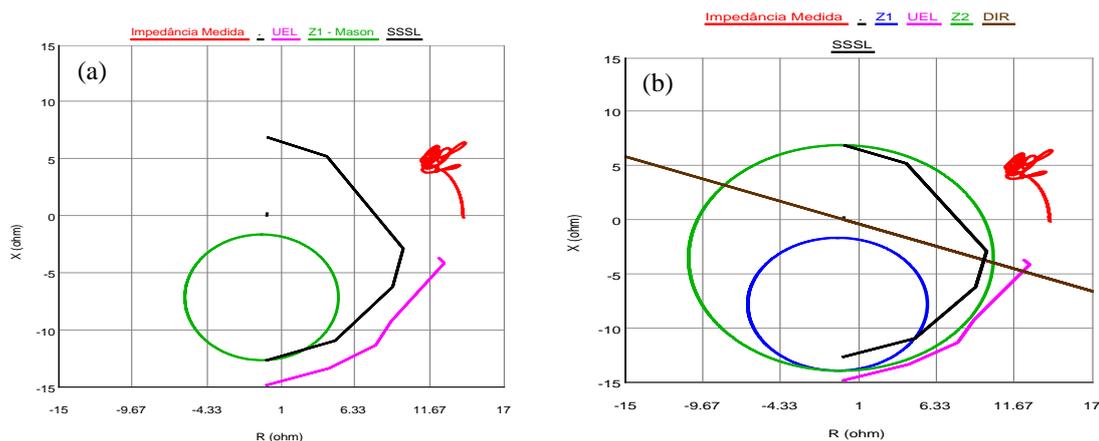


Figura 5.30 - Trajetória da impedância para proteção do gerador 1 para uma perda total de campo do gerador 6: a) uma zona com *offset* negativo; b) mho duplo com *offset* positivo na segunda zona.

5.3.1.3 Avaliação da proteção 40 quando as máquinas vizinhas são desligadas

Neste cenário é avaliado o comportamento da proteção contra perda de excitação da máquina 1 quando os geradores vizinhos (2 a 6) são retirados um a um de operação através do desligamento dos disjuntores conectados a cada um dos seus terminais (sem desligar o disjuntor de campo das mesmas). Os carregamentos das máquinas, antes da ocorrência dos eventos, são os valores mostrados na Figura 5.27.

Inicialmente, desligou-se o disjuntor do gerador 2 e verificou-se a dinâmica de algumas de suas variáveis e da máquina 1 objeto do estudo, como ilustrado na Figura 5.31. Observa-se nesta figura que, ao desconectar a máquina 2, a tensão terminal do gerador 1 sofre uma leve variação, não ultrapassando os valores máximos admissíveis (até 1.2 p.u.), que é refletida na tensão e corrente de campo. Ao mesmo tempo, o limitador de subexcitação UEL (*m5GI*) reage a esta oscilação mantendo, em poucos segundos, as variáveis da máquina 1 em regime estável. Nota-se nas variáveis do gerador 2 que há um aumento da velocidade do eixo do gerador 2 em função da energia cinética que agora é maior devido ao seu desligamento. Verifica-se também variações nas tensões e corrente de campo da máquina 2 ao desconectá-

la, que permanecem abaixo dos valores nominais mesmo com a atuação dos limitadores do sistema de excitação, porém não alcançam valores nulos devido ao campo permanecer conectado.

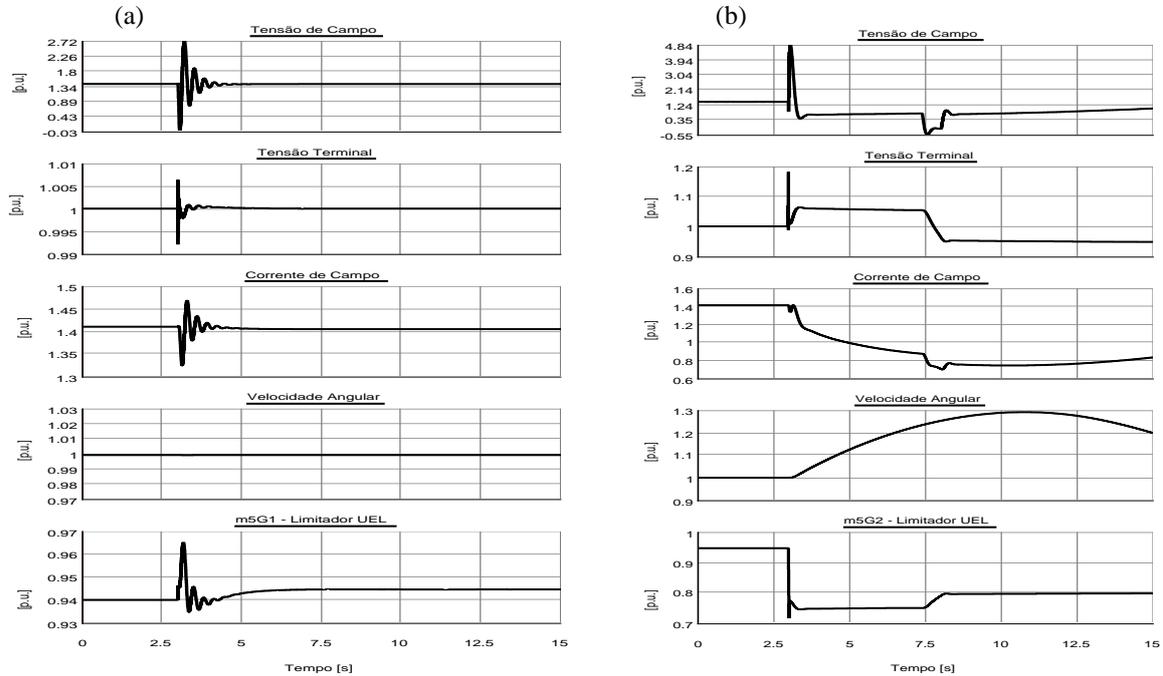


Figura 5.31 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular e limite UEL quando o gerador 2 é desconectado (sem desligar o seu disjuntor de campo): (a) gerador 1 e (b) gerador 2.

Durante a simulação de rejeição da unidade geradora 2 foram também capturados os gráficos das potência ativa e reativa do gerador 1, como ilustrado na Figura 5.32. Observa-se que no instante da rejeição do gerador 2 a potência ativa da máquina 1 sofre uma oscilação transitória estável que é amortecida ao longo do tempo.

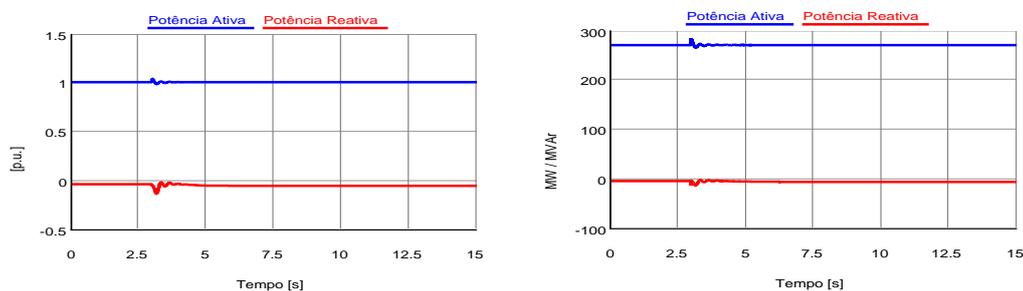


Figura 5.32 - Potências ativa e reativa do gerador 1 (p.u. e MW/Mvar) quando o gerador 2 é desconectado do sistema.

A Figura 5.33 apresenta a trajetória da impedância no plano R-X para análise da proteção 40 do gerador 1 quando a máquina 2 é desconectada. Observa-se que, a trajetória da

impedância da máquina 1 muda levemente, retornando para seu ponto de operação em regime em poucos segundos, sem riscos de atingir as zonas de proteção.

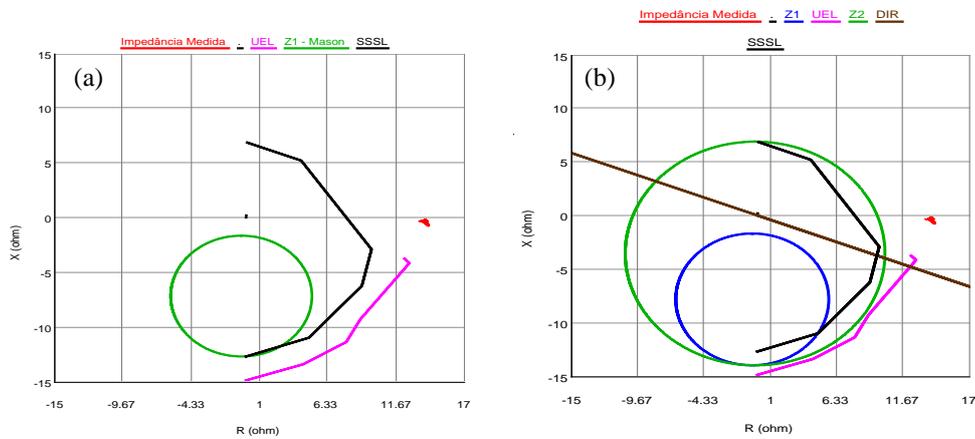


Figura 5.33 - Trajetória da impedância para proteção 40 do gerador 1 quando o gerador 2 é desconectado: a) uma zona com *offset* negativo; b) mho duplo com *offset* positivo na segunda zona.

Desempenho similar foi observado nas mesmas variáveis apresentadas nas Figuras 5.31 a 5.33 para a rejeição gradativa das máquinas 3 a 6. Para não ficar repetitivo, as Figuras 5.34 a 5.36 também apresentam o comportamento destas variáveis para os geradores 1 e 3, quando a máquina 3 é desconectada do sistema.

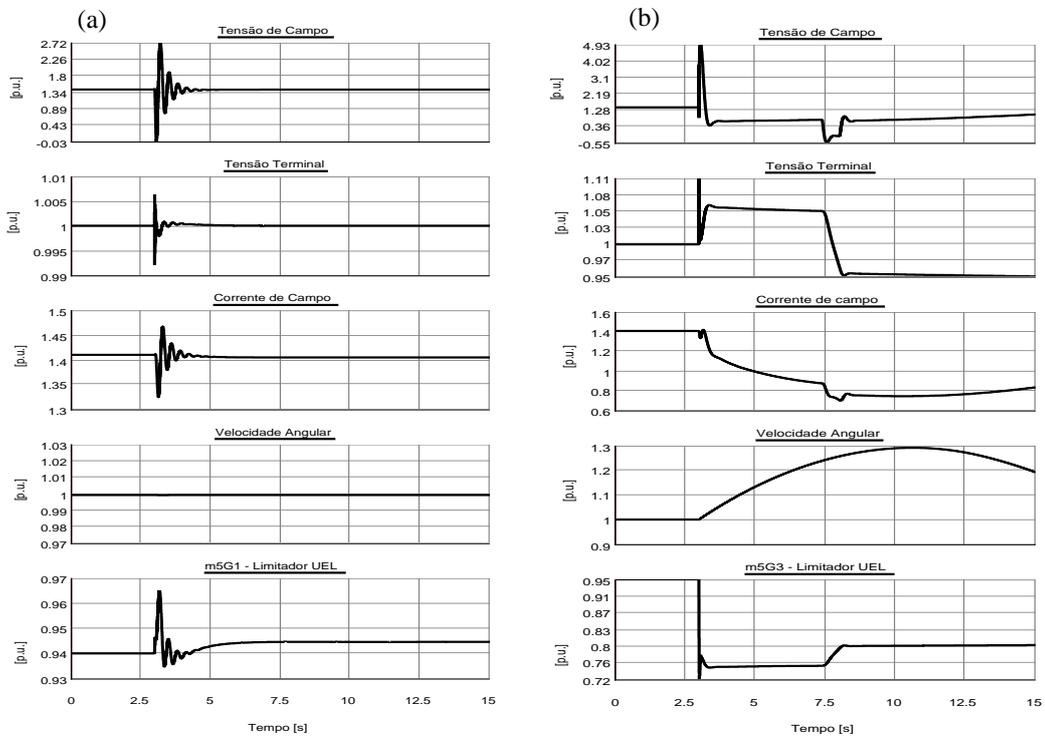


Figura 5.34 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular e limite UEL quando o gerador 2 é desconectado (sem desligar o seu disjuntor de campo): (a) gerador 1 e (b) gerador 3.

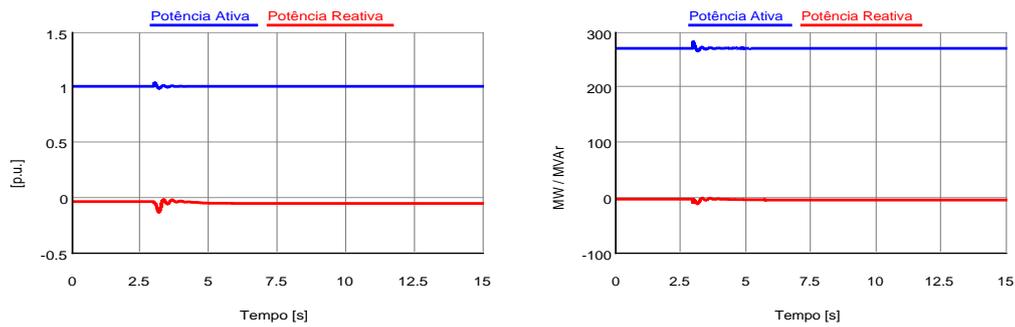


Figura 5.35 - Potências ativa e reativa do gerador 1 (p.u. e MW/Mvar) quando o gerador 3 é desconectado do sistema.

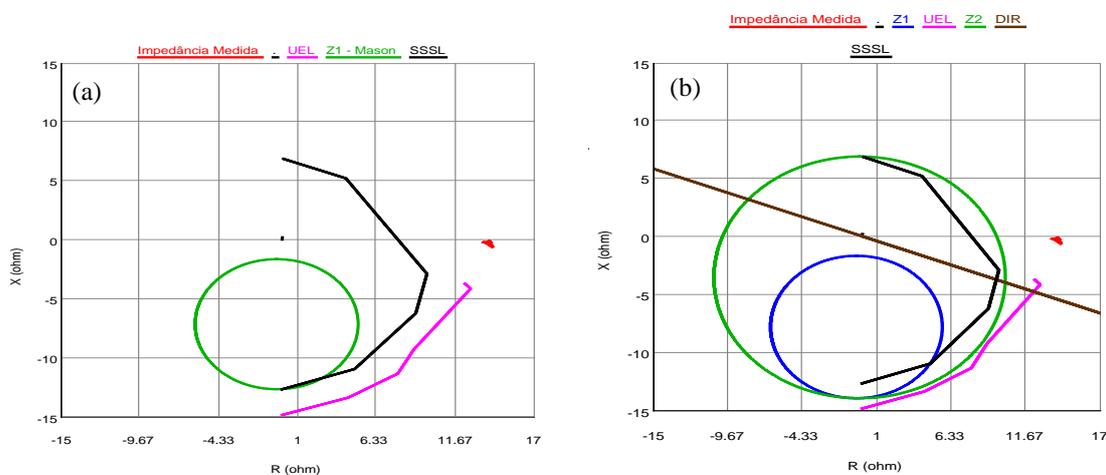


Figura 5.36 - Trajetória da impedância para proteção 40 do gerador 1 quando o gerador 3 é desconectado: a) uma zona com *offset* negativo; b) mho duplo com *offset* positivo na segunda zona.

5.3.1.4 Avaliação da proteção 40 e das funções de retaguarda 21 e 27 na ocorrência de curtos-circuitos externos ao gerador

Nesta seção é apresentada a resposta da proteção 40 e das funções de retaguarda 21 e 27 do gerador quando da ocorrência de curtos-circuitos externos ao gerador 1, mas especificamente na LT conectada ao barramento do lado de alta tensão do transformador elevador, como ilustrado na Figura 5.37. Para isso, um diagrama de controle de falta para simulação de curtos-circuitos e abertura da LT que conecta o barramento do transformador elevador a SE São Simão foi implementado, como ilustrado na Figura 5.37. Observa-se na Figura 5.37 que os blocos destacados são apenas ilustrativos. Para ter acesso às lógicas de controle destes blocos, deve-se dar um duplo clique nos mesmos. Feito isso, o usuário poderá configurar os esquemas de controle, como detalhado no Apêndice A.

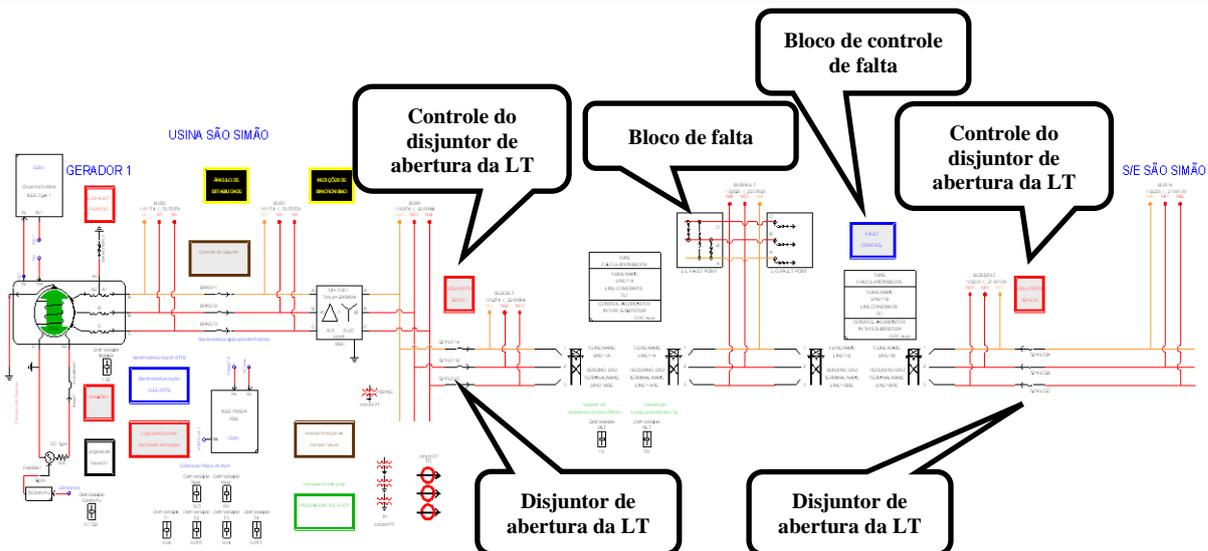


Figura 5.37 - Representação da porção do sistema onde são aplicadas as faltas e os blocos de controle para a realização das mesmas dentro do módulo *RSCAD/Draft*.

A partir dos controles de faltas ilustrados na Figura 5.37, curtos-circuitos trifásicos ao longo da LT são aplicados para diferentes tempos de duração e eliminação do defeito, considerando diferentes carregamentos da máquina para avaliar o comportamento das proteções de interesse durante esse evento, como apresentado a seguir.

- ***Avaliação da proteção para um curto-circuito trifásico com duração de 0,1 s e eliminado em 0,2 s***

Neste cenário, foi aplicado um curto-circuito trifásico ao longo da LT que conecta o transformador elevador do gerador 1 ao barramento da subestação - ver Figura 5.37 (cada conjunto gerador-transformador tem uma LT associada que chega a SE São Simão), por um período de 0,1 s, com tempo de eliminação do defeito de 0,2 s e considerando a retirada da LT através da abertura dos disjuntores conectados nos seus extremos (pressupondo que as proteções próprias da LT fariam isso). Para esse caso, foi considerado carregamento nominal das máquinas antes do defeito (100% potência ativa, conforme Figura 5.27).

Observa-se na Figura 5.38 que, durante a ocorrência do defeito, a tensão terminal do gerador 1 sofre um rápido afundamento, refletida com uma variação na tensão e corrente de campo, que é ligeiramente compensado pela atuação dos limitadores UEL e OEL. Nota-se que o afundamento na tensão terminal atinge valores inferiores ao ajuste da proteção 27 de subtensão (80% do valor nominal - ver seção 5.2.2), entretanto por uma duração menor que sua temporização de 1 s, evitando assim a sua atuação. Ainda na Figura 5.38, observa-se que, após a abertura da LT, a velocidade da máquina aumenta devido à rejeição de carga e a tensão

terminal alcança níveis superiores ao ajuste da função 59 de sobretensão (120% do valor nominal - ver seção 5.2.3), mas também por um período menor que sua temporização e por essa razão não atua. A mesma análise se estende para a função 24 que é dependente da tensão. Para esse evento, como a falta foi aplicada na LT, o gerador enxerga a falta como uma OEP no sistema (a zona 2 da característica mho duplo com *offset* positivo da proteção 40 engloba a impedância equivalente do sistema e do transformador). Assim, a trajetória da impedância invade a zona 2, porém é bloqueada pelo elemento direcional, como ilustrado na Figura 5.39.

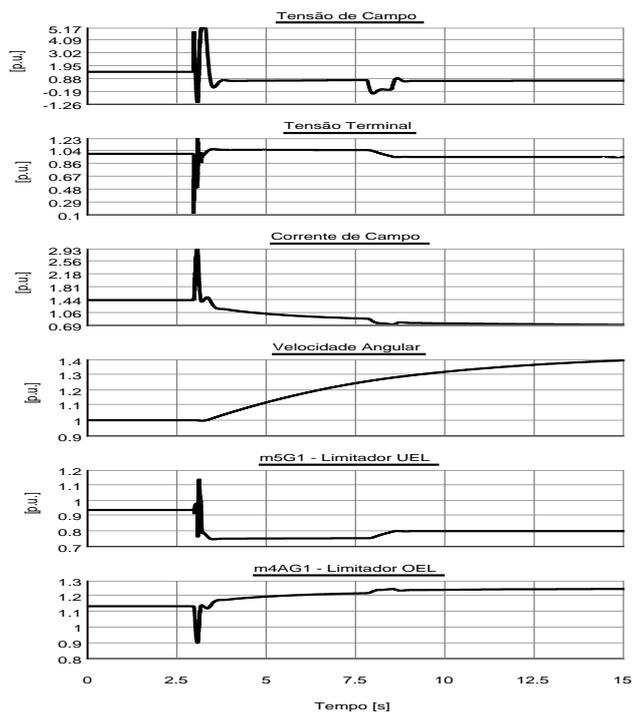


Figura 5.38 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular e limites UEL e OEL do gerador 1 para um curto-circuito trifásico na LT com duração de 0,1 s e tempo de eliminação de 0,2 s.

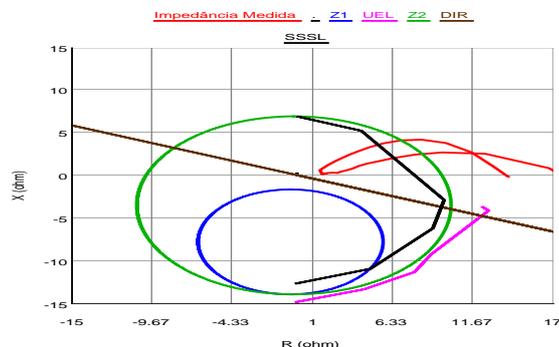


Figura 5.39 - Trajetória da impedância mho duplo com *offset* positivo na segunda zona para proteção 40 do gerador 1 para um curto-circuito trifásico na LT com duração de 0,1 s e tempo de eliminação de 0,2 s.

- *Avaliação da proteção para um curto-circuito trifásico com duração de 0,5 s*

Neste cenário, foi aplicado um curto-circuito trifásico ao longo da LT que conecta o transformador elevador do gerador 1 ao barramento da subestação (ver Figura 5.37), por um período de 0,5 s sem considerar a retirada da LT, ou seja, sem abertura dos disjuntores conectados nos seus extremos (como se houvesse a falha dos disjuntores da linha). Para esse caso, foi considerado carregamento nominal das máquinas antes do defeito (100% potência ativa, conforme Figura 5.27).

Observa-se na Figura 5.40 que, durante a ocorrência do defeito, a tensão terminal do gerador 1 sofre um afundamento mais longo e severo que o caso da Figura 5.38, que é refletido com uma variação na tensão e corrente de campo e na atuação dos limitadores UEL e OEL. Nota-se que o afundamento na tensão terminal atinge valores inferiores ao ajuste da proteção 27 de subtensão (80% do valor nominal - ver seção 5.2.2), entretanto ainda por uma duração menor que sua temporização de 1 s, bloqueando assim sua atuação. Após o término da falta, a tensão terminal alcança ligeiramente níveis superiores ao ajuste da função 59 de sobretensão (120% do valor nominal - ver seção 5.2.3), mas também por um período menor que sua temporização e por essa razão não atua. A mesma análise se estende para a função 24 que é dependente da tensão. Ainda na Figura 5.40, observa-se que a velocidade da máquina pouco se altera, uma vez que não houve rejeição de carga através da retirada da linha.

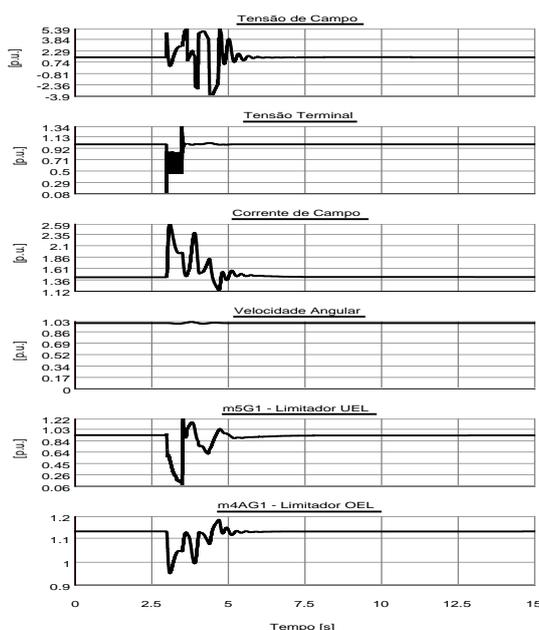


Figura 5.40 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular e limites UEL e OEL do gerador 1 para um curto-circuito trifásico na LT com duração de 0,5 s sem retirada da linha.

Assim como no caso anterior, a proteção 40 do gerador 1 enxerga a falta como uma OEP no sistema. A trajetória da impedância invade a zona 2, porém é bloqueada pelo elemento direcional, como ilustrado na Figura 5.41 (a). Entretanto, como não foi considerado o desligamento dos disjuntores da LT, a função de distância 21 do gerador enxerga a falta e garante a proteção da máquina, como mostrado na Figura 5.41 (b).

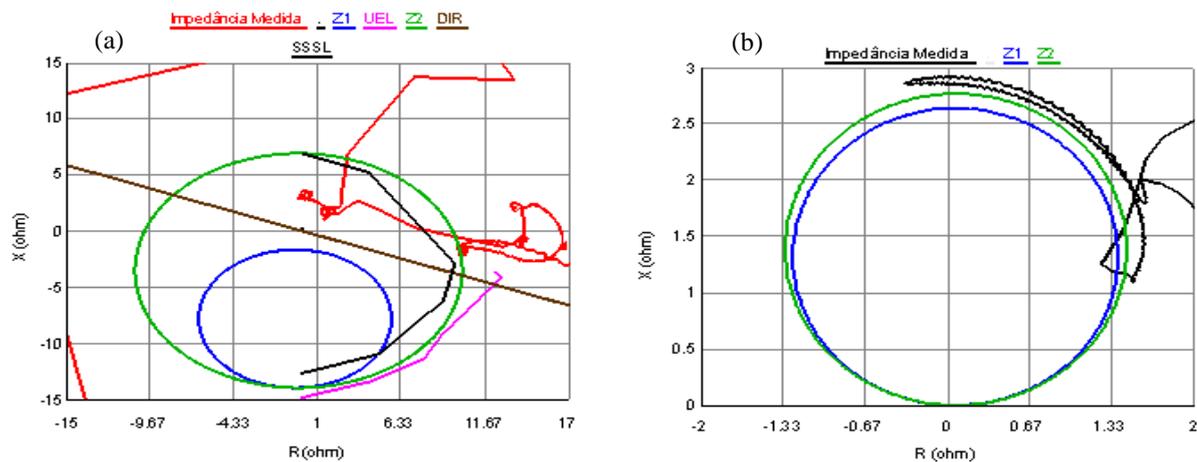


Figura 5.41 - Trajetória da impedância para um curto-circuito trifásico na LT com duração de 0,5 s sem retirada da linha: (a) mho duplo com *offset* positivo na segunda zona para proteção 40 do gerador 1 e (b) função de impedância de retaguarda do gerador 1.

- **Avaliação da proteção para um curto-circuito trifásico com duração de 1 s com carregamento da máquina de 25%**

Para este cenário foi avaliado um curto-circuito trifásico na mesma LT com duração de 1 s, sem considerar desligamento da mesma, e carregamento de 25% da máquina 1 antes do defeito, como ilustrado no gráfico das potências ilustrado na Figura 5.42.

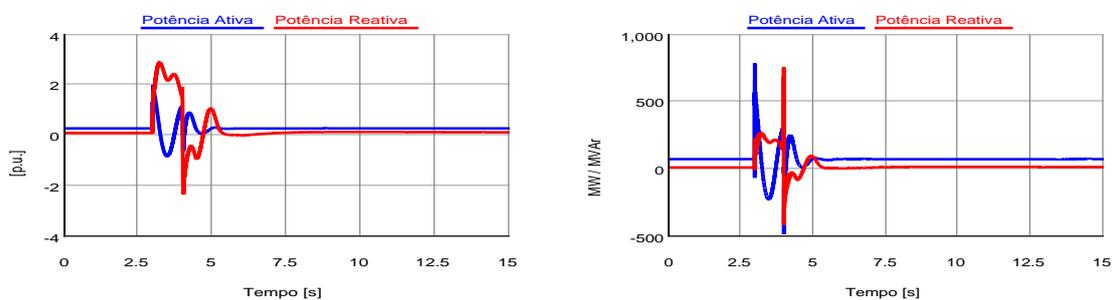


Figura 5.42 - Potências ativa e reativa do gerador 1 (p.u. e Mvar) para um carregamento de 25% durante um curto-circuito trifásico com duração de 1 s sem a retirada da linha.

Neste caso, como o tempo de duração a falta é maior, a proteção 40 do gerador 1 enxerga a falta na linha como uma oscilação mais perigosa (situada no terceiro quadrante). Entretanto, devido o baixo carregamento da máquina, a trajetória da impedância excursions mais lentamente, cruzando e atingindo pontos inferiores da região de operação da zona 2 por um tempo inferior a sua temporização e oscila novamente para fora da mesma após a duração do defeito, conforme apresentado na Figura 5.43 (a). Observa-se na Figura 5.43 (b) que a função 21 também não atuaria para este evento. Apesar da duração da falta ser maior neste caso em comparação ao anterior, o fato da função 21 não ter enxergado a falta se deve ao baixo carregamento da máquina. Certamente esta função atuaria se a máquina estivesse com 100% de carregamento, como no caso anterior, e exposto à mesma falta por período maior.

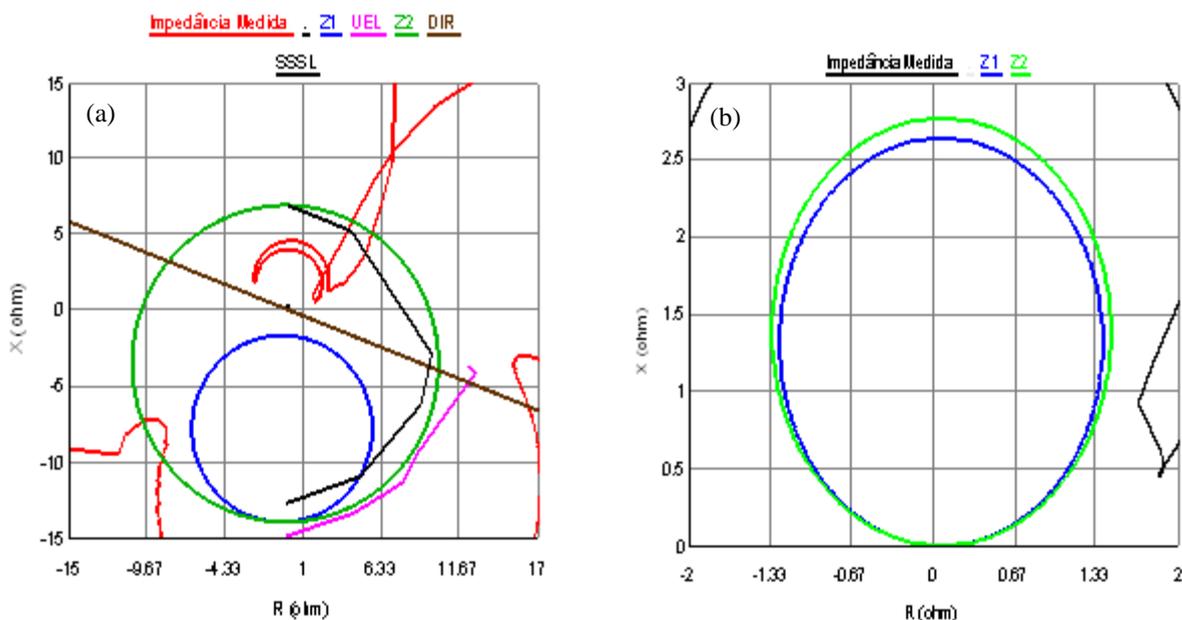


Figura 5.43 - Trajetória da impedância para um curto-circuito trifásico na LT com duração de 1 s sem retirada da linha e com a máquina com 25% de carregamento: (a) mho duplo com *offset* positivo na segunda zona para proteção 40 do gerador 1 e (b) função de impedância do gerador 1.

Como não foi considerado o desligamento dos disjuntores da LT, o gerador pode ficar exposto a níveis perigosos de tensão, como ilustrado na Figura 5.44. Observa-se que, durante a ocorrência do defeito, a tensão terminal do gerador 1 sofre um afundamento severo, que é refletido com uma variação na tensão e corrente de campo e na atuação dos limitadores UEL e OEL. Entretanto, as atuações dos limitadores não impedem que o afundamento na tensão terminal atinja valores inferiores ao ajuste da proteção 27 de subtensão (80% do valor

nominal - ver seção 5.2.2) num período maior que seu ajuste de tempo, provocando assim sua atuação. Portanto, a proteção 27 atuaria como retaguarda para este caso.

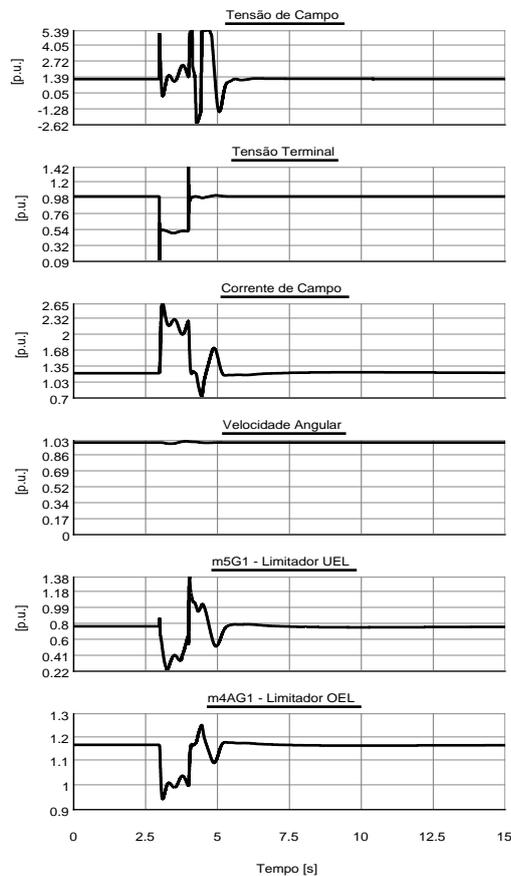


Figura 5.44 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular e limites UEL e OEL do gerador 1 (com carregamento de 25%) para um curto-circuito trifásico na LT com duração de 1 s sem retirada da linha.

5.3.2 Avaliação das proteções 24, 59 e 81 e a coordenação com os limites do AVR

Nesta seção são apresentados os resultados da avaliação da proteção em operação sobrecitada da máquina. É verificada a interação dos limites de sobrecitação e de sobrefluxo da máquina (OEL e V/Hz), definidos nas malhas do sistema de excitação do gerador, com os ajustes das proteções definidos na seção 5.2.3 para as funções de sobrecitação (ANSI 24), sobretensão (ANSI 59) e sub/sobrefrequência (ANSI 81) desta máquina.

Nesses cenários são avaliadas as respostas destas funções de proteção do relé sob teste a partir da análise dos resultados gráficos das principais variáveis do gerador para esse estudo, tais como: corrente e a tensão de campo, a tensão no terminal, a velocidade angular, os sinais

de saída das malhas OEL e UEL (*m4AG1* e *m5G1* - ver Figuras 3.12 e 3.13, respectivamente), a potência ativa, a potência reativa e a relação volts/hertz.

Os resultados são organizados da seguinte forma:

- As respostas das funções de proteção 24, 59 e 81 e o comportamento das variáveis do gerador 1 são avaliados quando da rejeição desta máquina, para diferentes patamares de carga, através do desligamento do disjuntor da máquina, mantendo sua excitação sem desligar o disjuntor do seu circuito de campo;
- Na sequência é avaliada a resposta destas proteções quando são alterados os limites do bloco de limitação do fluxo e quando são desligados os limitadores de sobreexcitação (OEL) e de subexcitação (UEL) para uma simulação de perda de carga (desbalanço).

5.3.2.1 Avaliação das proteções 24, 59 e 81 do gerador 1 quando a mesma é submetida a rejeições de carga (corte de geração)

Os testes de rejeição de carga, aqui designado como corte de geração, consistem em abrir o disjuntor da máquina quando ele está fornecendo potência à rede em diferentes patamares de carga. Esses testes têm por objetivo a verificação do desempenho dos reguladores de tensão e velocidade, que devem manter a tensão nos terminais da máquina através de suas rápidas atuações. Nesses cenários de rejeição é importante monitorar o comportamento das proteções, em função da oscilação das frequências e tensões às quais o gerador é submetido, em especial as proteções contra sobrefluxo (24), sobretensão (59) e sobrefrequência (81), aqui se observando a coordenação com os respectivos limitadores do sistema de excitação. Aqui, são realizadas rejeições de carga a 25%, 50%, 75% e 100% da potência ativa nominal do gerador, conforme apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Carregamentos da máquina e resposta da proteção para os eventos de rejeição de carga.

| | Carregamento | | Resposta da função de proteção | | |
|-------------|--------------|----------|--------------------------------|----------|----------|
| | P [MW] | Q [Mvar] | ANSI 24 | ANSI 59 | ANSI 81 |
| 100% | 269,9 | -3,581 | Não atua | Não atua | Não atua |
| 75% | 201,7 | -0,944 | Não atua | Não atua | Não atua |
| 50% | 134,3 | 1,934 | Não atua | Não atua | Não atua |
| 25% | 67,18 | 5,625 | Não atua | Não atua | Não atua |

Os carregamentos do gerador 1 ilustrados na Tabela 5.3 são alterados através da manipulação das variáveis de tensão de referência (VREF) e de potência gerada (PGEN) dos modelos de sistema de excitação e regulador de velocidade, respectivamente, simulados no RSCAD. As ilustrações (a) a (d) apresentadas na Figura 5.45 mostram o comportamento das potências ativa e reativa para cada um dos casos de rejeição de carga da Tabela 5.3.

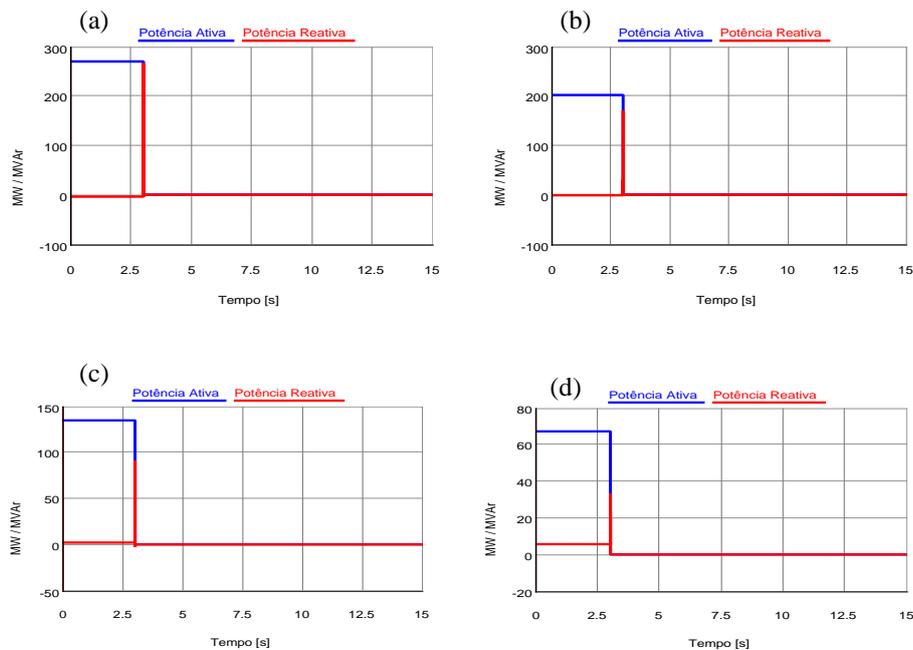


Figura 5.45- Potências ativa e reativa do gerador 1 (Mvar) durante uma rejeição de carga do gerador 1 com carregamento de: (a) 100%, (b) 75%, (c) 50% e (d) 25%.

Em todos os casos da Tabela 5.3 simulados, no instante da rejeição de carga, a frequência da rede aumenta fazendo com que o eixo do gerador atingisse velocidades acima da nominal. Nesse momento, o regulador de velocidade e os limitadores UEL e OEL respondem fazendo com que sua velocidade/frequência, após certo período, retome o valor nominal e com que a tensão terminal e os níveis de excitação estejam dentro das faixas de operação adequadas. A Figura 5.46 de (a) a (d) ilustram o comportamento destas variáveis durante a rejeição de carga. As variações momentâneas de tensão e frequência nas simulações de rejeição de carga, apesar de ultrapassarem os valores ajustados nas proteções, ocorreram em um tempo insuficiente para provocar a atuação das funções 24, 59 e 81, como apresentado na Tabela 5.3 e como ilustrado nos sinais de controle de atuação dos disjuntores e do relé na Figura 5.47 de (a) a (d) para cada caso de rejeição de carga.

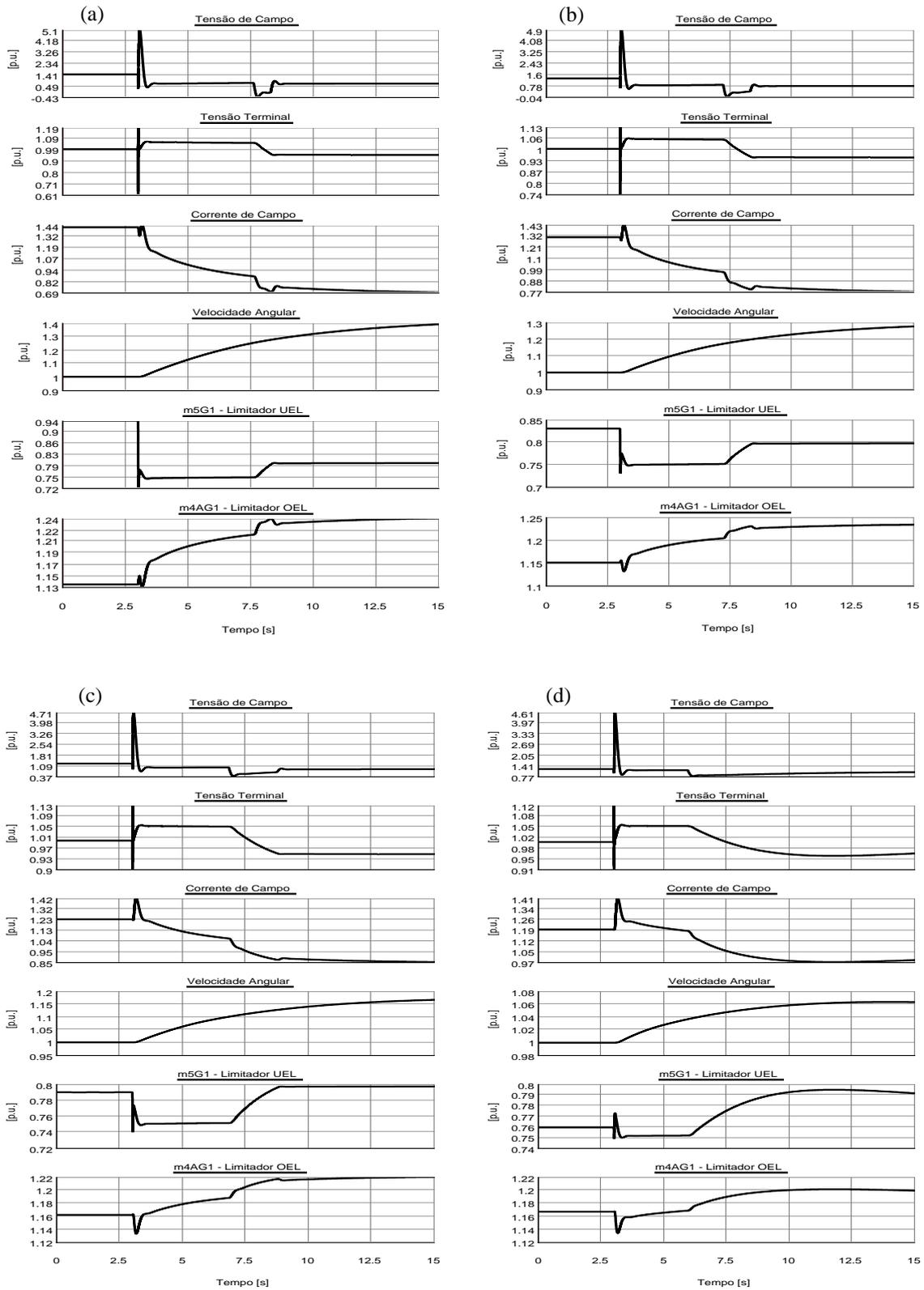


Figura 5.46 - Tensão de campo, tensão terminal, corrente de campo, velocidade angular e limites UEL e OEL do gerador 1 durante uma rejeição de carga do gerador 1 com carregamento de:(a) 100%, (b) 75%, (c) 50% e (d) 25%.

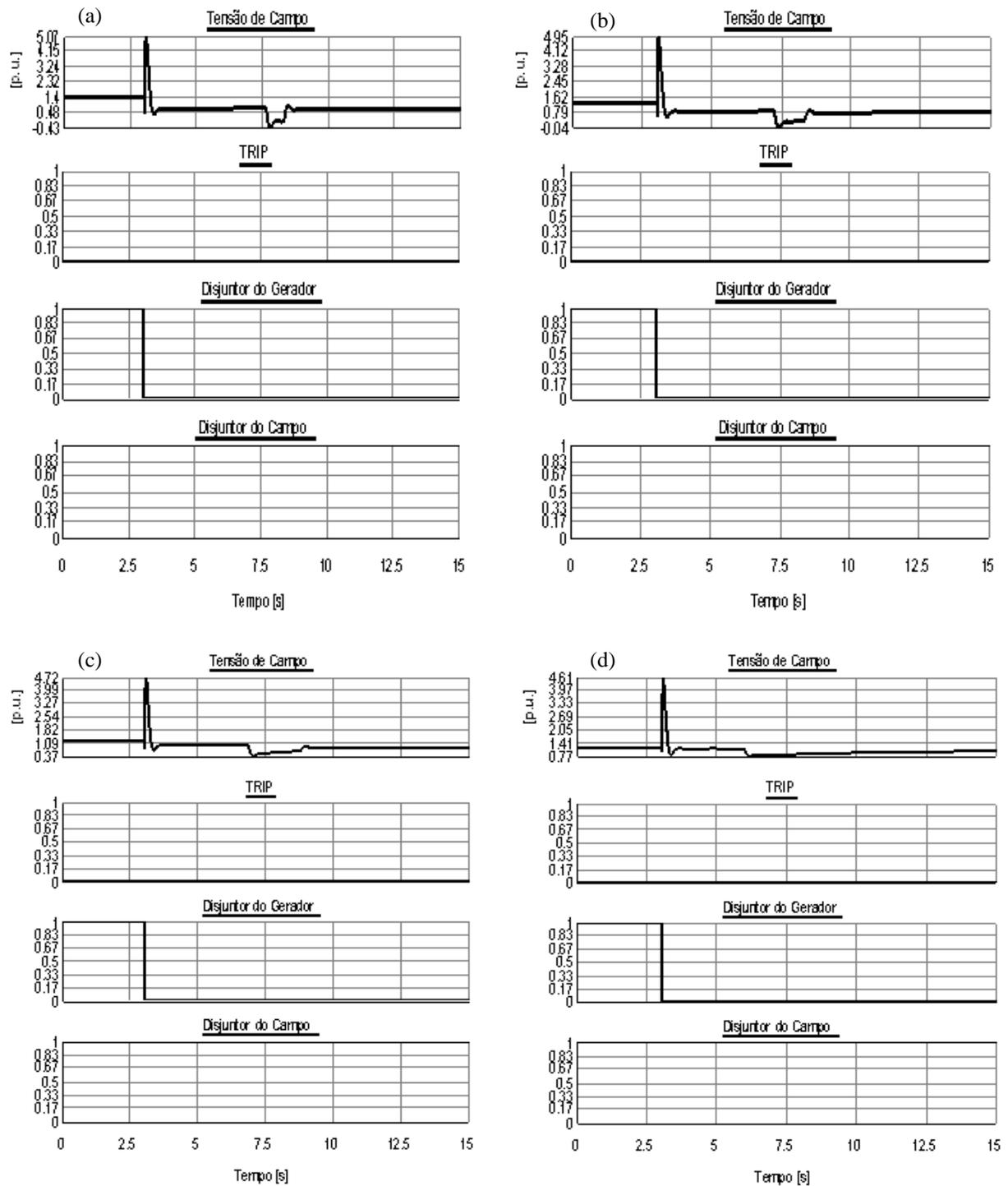


Figura 5.47 – Sinais de controle dos disjuntores e de atuação do relé de proteção durante uma rejeição de carga do gerador 1 com carregamento de:(a) 100%, (b) 75%, (c) 50% e (d) 25%.

Observa-se na Figura 5.48 que a relação volts/hertz diminui durante a rejeição de carga devido o aumento da frequência. Após o período apresentado, o regulador de velocidade e os limitadores do AVR estabilizam o sistema e levam relação voltz/hertz a ficar próxima de 1 novamente. Para isso, um ajuste mais refinado do regulador de velocidade é necessário para

alcançar valores próximos a 60 Hz em um tempo mais curto. Em caso de falha do regulador de velocidade, ou mesmo se ele responder lentamente, a proteção de sobrefrequência (ANSI 81) deverá atuar e retirar a máquina de operação.

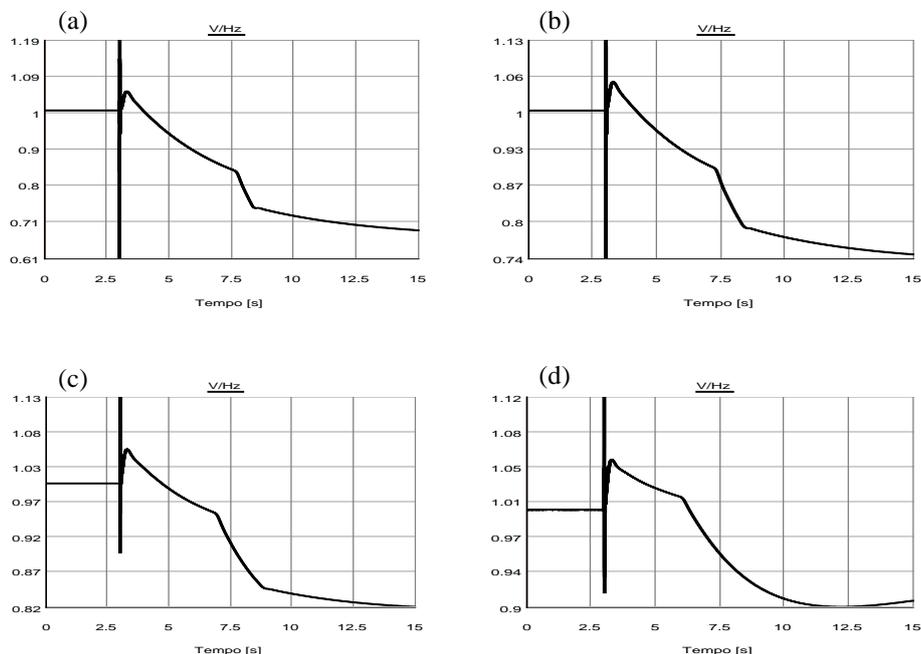


Figura 5.48 – Relação volts/hertz durante uma rejeição de carga do gerador 1 com carregamento de:(a) 100%, (b) 75%, (c) 50% e (d) 25%.

Dos quatro casos analisados, observou-se que quanto maior o carregamento da máquina, maiores níveis de frequência ela irá atingir quando a mesma for desconectada do sistema através do desligamento do seu disjuntor. A frequência restabelecida após certo período da rejeição se aproxima de 60 Hz mais rapidamente quanto menor for o carregamento da máquina.

5.3.2.2 Avaliação das proteções 24 e 59 e 81 do gerador 1 quando os limitadores são desabilitados

Nesta seção são avaliadas as respostas das proteções 24, 59 e 81 quando são desabilitados (simulando uma falha do AVR) os sinais de saída das malhas de sobrecitação e de subexcitação (*m4AG1* e *m5G1* - ver Figuras 3.12 e 3.13, respectivamente) e alterados os valores de limitação fixa da tensão de referência (*min_u* e *maxca_1* - ver Figuras 3.7 e 3.10) para verificar a atuação da proteção dessensibilizando o AVR. Os limites *min_u* e *maxca_1* foram modificados de 0,95 para 0,5 e de 1,05 para 1,5, respectivamente. Além disso, o bloco “*gca2*”, da malha de limitação de fluxo (ver Figura 3.6), foi alterado de 1,06 para 1,5 para

permitir que a tensão terminal alcance sobretensões durante distúrbios. O ganho do regulador de velocidade também foi alterado para piorar a resposta do mesmo quando da rejeição de cargas.

Inicializou-se a simulação com os limitadores do gerador 1 na forma supracitada e com uma tensão de referência (*VREFG1* - ver Figura 3.6) ajustada em 1,06 p.u. para a máquina operar na região de sobreexcitação em regime. A Figura 5.49 ilustra o comportamento da máquina para esses valores.

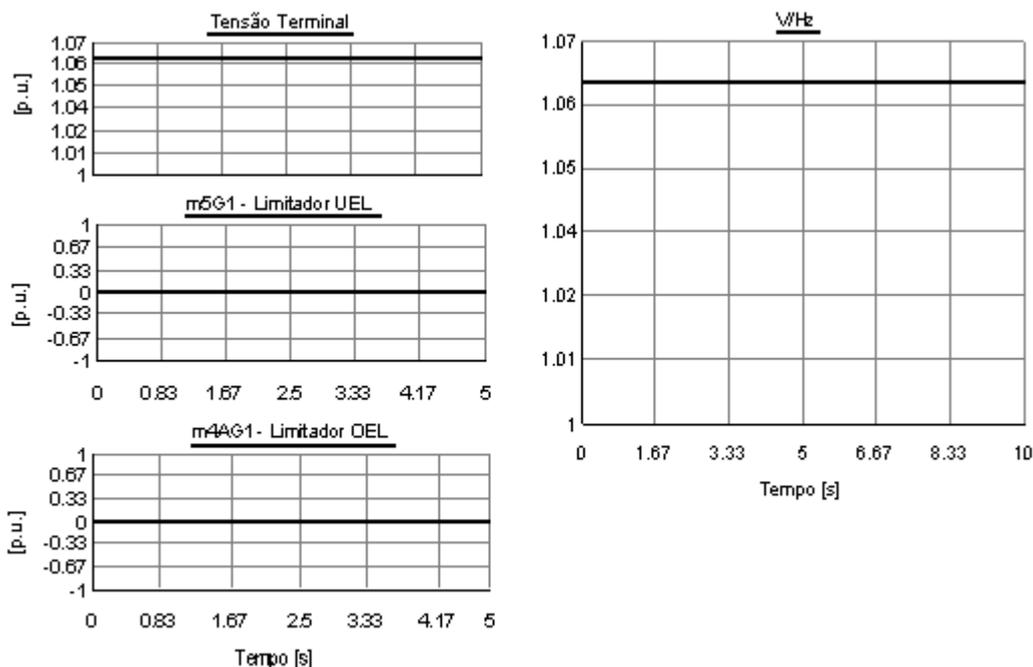


Figura 5.49 – Tensão terminal, relação volts/hertz e limites UEL e OEL (desligados) do gerador 1 em regime.

Observa-se na Figura 5.49 que a relação volts/hertz ultrapassa o ajuste do primeiro elemento da função de sobreexcitação de 1,05 definido na seção 5.2.3. Entretanto essa zona é apenas para alarme. Tal sobreexcitação se deve ao fato da máquina operar com tensão acima da nominal.

Um disjuntor foi colocado no barramento de Itaguaçu (ver Figura 4.1) para retirada da fonte equivalente conectada ao mesmo, com o intuito de simular uma perda de carga. O comportamento da relação volts/hertz para esse evento é ilustrado na Figura 5.50. Observa-se que há um leve aumento da tensão, porém não ultrapassa o valor de ajuste de 1,1 do elemento de disparo de zona 2 da função 24.

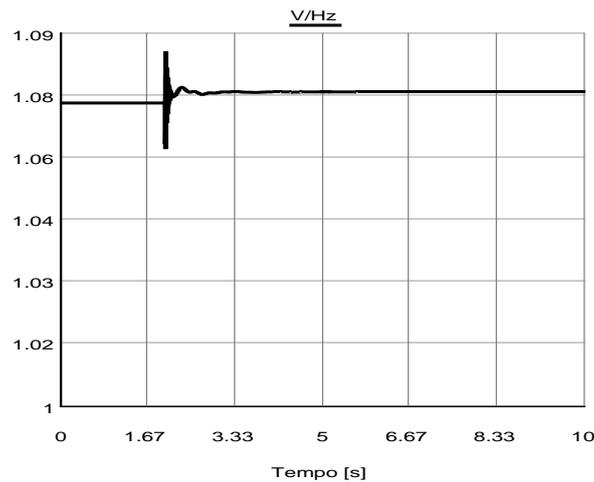


Figura 5.50 - Relação volts/hertz do gerador 1 para a retirada de uma fonte equivalente.

Na sequência, a partir dos controles ilustrados na Figura 5.37, abriu a LT correspondente e verificou-se um súbito aumento da tensão terminal, uma vez que os limitadores UEL e OEL do AVR estavam desligados e os limites fixos foram sobrealcançados. Esse aumento de tensão é acompanhado de um aumento, não na mesma proporção, da frequência do gerador devido a rejeição de carga e da lenta resposta do regulador de velocidade. Como consequência desse evento, as funções de sobreexcitação (24), sobretensão (59) e de sobrefrequência (81) atuam, como observado na relação volts/hertz e nos *leds* indicativos de atuação dessas funções de proteção no relé sob teste, como ilustrados na Figura 5.51.

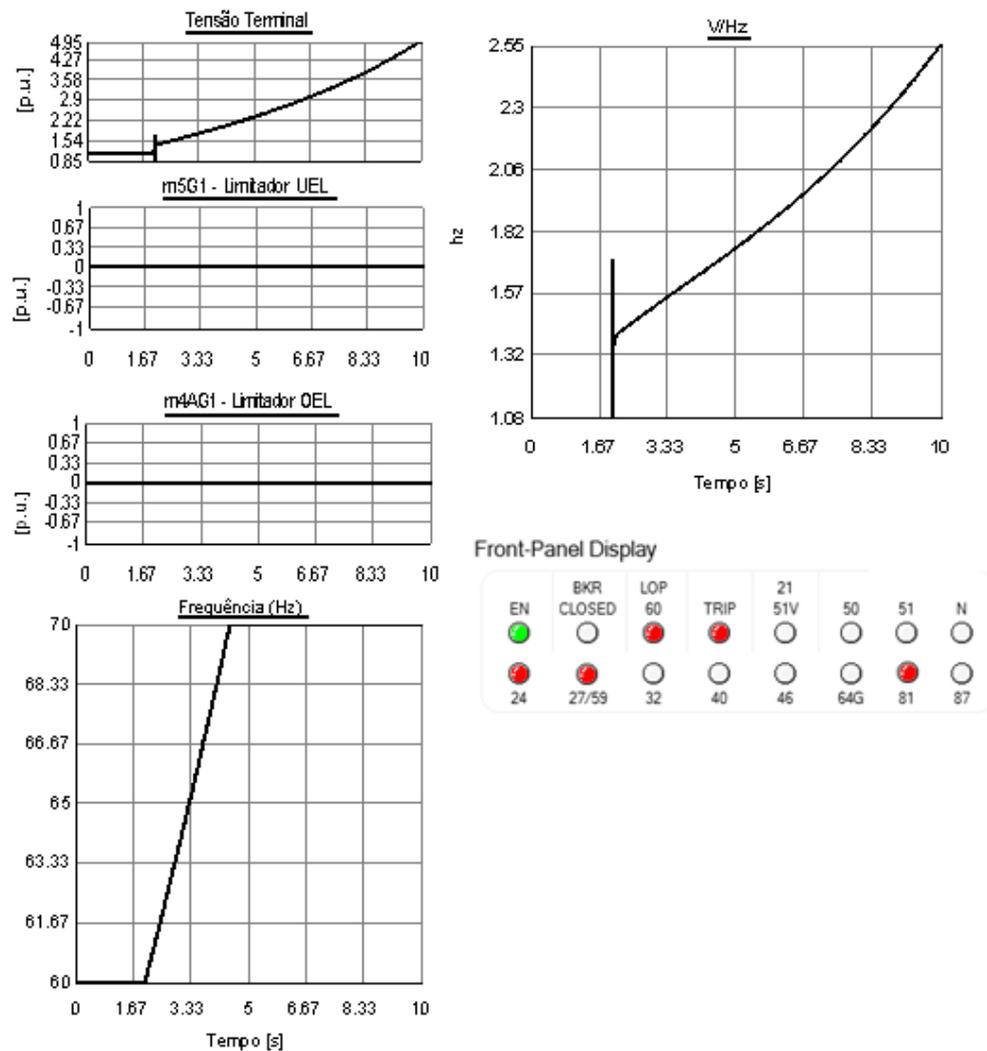


Figura 5.51 - Tensão terminal, relação volts/hertz, frequência e limites UEL e OEL (desligados) do gerador 1 quando da retirada de uma linha de transmissão.

5.4 Considerações Finais

Neste capítulo foi explorado o ambiente computacional implementado para a realização da avaliação da proteção de uma das unidades geradoras do sistema teste e sua interação com os limites definidos no sistema de excitação, assim como apresentado o esquema em malha fechada utilizado para realização dos testes.

Primeiramente, foram apresentados os resultados da avaliação da proteção de perda de excitação considerando sua coordenação com os limites de subexcitação (UEL) do sistema de excitação modelado. Uma característica mho com duas zonas, com *offset* positivo na segunda zona combinado com um elemento direcional, é adaptado aqui para realização da coordenação com os limites da malha UEL e SSSL da máquina. Para isso, os pontos que representam os

limites da malha UEL e SSSL, que são traduzidos na curva de capacidade P-Q do gerador, são lançados para o plano R-X da proteção. O desempenho desta característica de proteção foi comparado com as tradicionais filosofias de proteção contra perda de excitação propostas por Mason [17] e Berdy [18]. A partir dos resultados obtidos, constatou-se que a filosofia de proteção mho duplo com *offset* positivo na segunda zona foi bastante eficaz para detecção dos distúrbios de subexcitação provocados na excitação da máquina síncrona analisada, assim como para a perda total de excitação, uma vez que, em ambos os casos, a proteção atuou corretamente. Contudo, vale ressaltar que os limites do gerador (UEL e SSSL) foram devidamente coordenados com a proteção 40, para que não houvesse conflito de competências entre os mesmos. A característica de Mason [17] enxergou apenas perdas totais de excitação, enquanto que a característica de Berdy [18] não enxergou os eventos de perda parcial de excitação, mesmo a característica atingindo o limite SSSL. Entretanto, vale ressaltar que, para o valor da reatância síncrona da máquina sob análise, não é recomendável a utilização da característica de Berdy [18].

A proteção contra perda de excitação também foi avaliada para rejeições de máquinas vizinhas e também quando a excitação desses geradores é perdida. Nesses casos não foi observado atuação da proteção 40, como é de se esperar. Também foi apresentada a resposta da proteção 40 e das funções de retaguarda 21 e 27 do gerador quando da ocorrência de curtos-circuitos externos ao gerador 1, para diferentes durações do defeito e considerando ou não a retirada da linha sob falta. Nesses eventos, a proteção 40 enxergou os defeitos como uma OEP e, nos casos da não eliminação da falta à jusante do gerador, as proteções 21 e 27 da máquina enxergaram os defeitos.

Na sequência foi verificado o comportamento da máquina sobreexcitada. Foi analisada a interação dos limites de sobreexcitação e de fluxo da máquina (OEL e V/Hz), definidos nas malhas do sistema de excitação, com os ajustes das proteções de sobreexcitação (ANSI 24), de sobretensão (ANSI 59) e de sub/sobrefrequência (ANSI 81) da máquina. Eventos de rejeições de carga (corte de geração) para diferentes carregamentos da máquina foram simulados, considerando a atuação e não do regulador de tensão e de velocidade. Através desses ajustes foi possível enxergar a atuação das referidas proteções, como apresentado neste capítulo.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES, CONTRIBUIÇÕES, LIMITAÇÕES E PROPOSTAS FUTURAS

6.1 Conclusões

Como citado ao longo do texto, a importância e o custo de um sistema de controle de excitação requer que o mesmo seja avaliado através de ferramentas que simulem o seu comportamento e desempenho dinâmico, antes que o mesmo seja instalado, comissionado e colocado em plena operação. Por esta razão uma ferramenta complementar é necessária para simulação deste cenário, de forma a se aproximar da prática.

A implementação computacional do sistema de controle de excitação apresentada neste trabalho visa atender esses requisitos. Apesar dessa modelagem ser baseada nas malhas de controle de um modelo comercial de AVR, o sistema de excitação que o integra pode ser convencionalmente utilizado por outros usuários desse ramo. É importante destacar que o RTDS disponibiliza na biblioteca do seu *software* de simulação (RSCAD) uma gama de modelos de sistemas de excitação. Entretanto, o sistema de excitação modelado aqui não era disponibilizado nesta biblioteca. Por essa razão, foi necessário modelar este sistema de excitação a partir das ferramentas de controle disponíveis no RSCAD.

Em vista da dimensão do sistema de excitação e da complexidade em associar as diversas variáveis que compõem as diferentes malhas de controle, vale ressaltar que a modelagem do sistema de excitação apresentada aqui se tornou possível através dos dados presentes na norma do IEEE [36], que apresenta a estrutura geral do modelo ST7B, e por meio de informações das funções de transferência que compõe as malhas de controle do modelo comercial [32]. Essa mescla de informações permitiu a implementação de um novo modelo de sistema de excitação para a biblioteca do RSCAD. Neste caso, o trabalho traz uma importante contribuição.

O desempenho deste sistema de excitação foi avaliado a partir de testes em tempo real através da sua interação com as unidades de geração, de um sistema de potência teste, modeladas e operadas virtualmente no RTDS. Os critérios de avaliação adotados nas simulações, baseados nos requisitos técnicos mínimos definidos em normas nacionais e

internacionais, permitiram verificar um desempenho satisfatório do sistema de excitação implementado.

Uma vez que o sistema de excitação modelado é dotado de malhas de controle com limitadores de fluxo, de subexcitação e sobreexcitação, enxergou-se a necessidade de investigar a interação desses limites com o sistema de proteção do sistema de potência teste, de acordo com os problemas encontrados na literatura. Dessa forma, avaliou-se a coordenação desses limitadores com suas proteções associadas em regime de operação da máquina subexcitada e sobreexcitada.

Com relação a operação da máquina subexcitada, avaliou-se a proteção contra perda de excitação de uma das unidades geradoras do sistema teste. Um relé de proteção numérico específico para proteção de geradores foi conectado em malha fechada para avaliar diversas características de proteção contra perda de excitação e sua interação em tempo real com o sistema de excitação simulado. A partir dos resultados obtidos, constatou-se que a filosofia de proteção mho duplo com *offset* positivo na segunda zona com elemento direcional foi mais eficaz do que as características de Mason [17] e Berdy [18], uma vez que foi a única que detectou perda parcial de excitação, assim como também atuou devidamente para perda total de excitação. Contudo, vale ressaltar que os limites do gerador (UEL e SSSL) foram devidamente coordenados com a proteção 40, para que não houvesse conflito de competências entre os mesmos. Prova disso, foi o bom desempenho do limitador de subexcitação do AVR quando a proteção do gerador investigado foi avaliada para rejeições das máquinas vizinhas e também quando a excitação desses geradores foi retirada. Nesses casos não foi observado atuação da proteção 40, como é de se esperar.

Para a análise da proteção 40 quando da ocorrência de eventos externos a sua zona de proteção principal, a mesma enxergou esses defeitos como oscilações estáveis e, nos casos de não eliminação dessas faltas, as funções de proteção 27 e 21 realizaram a devida cobertura para os ajustes realizados, mostrando um bom desempenho como proteções de retaguarda.

Já com relação a avaliação do desempenho da máquina sobreexcitada, atestou-se a robustez dos limitadores de sobreexcitação e de sobrefluxo do AVR quando expostos a cenários de corte carga, uma vez que não foi observada a atuação das proteções associadas (24, 59 e 81). Ao passo que esses limitadores eram desativados, simulando uma falha dos mesmos, verificou-se a correta operação destas mesmas proteções, não deixando a máquina exposta às variações, que ultrapassam os valores aceitáveis, oriundas destes eventos.

6.2 Contribuições

A partir dos resultados supracitados, este trabalho apresenta como contribuições:

- A implementação de um novo modelo de sistema de controle de excitação de máquinas síncronas para a biblioteca do RTDS, dotado de malhas de controle que permitem verificar sua interação com funções de proteção de geradores;
- A disponibilização, em uma ferramenta de simulação computacional, de um ambiente que permita ao usuário realizar, de forma integrada, a simulação dinâmica e em tempo real do sistema de geração e de seus controles, e testar a interação destes com funções de proteção de um relé numérico físico conectado em malha fechada com o sistema;
- A disponibilização de subsídios para os ajustes da função contra perda de excitação (ANSI 40) com os limites de operação definidos pelos sistemas de controle das unidades geradoras (UEL e SSSL), para que atuem de forma coordenada e adequada para condições de perda parcial e total de excitação, assim como subsídios para os ajustes das funções de proteção contra a operação sobreexcitada da máquina e a interação das mesmas com os controles das máquinas;

6.2.1 Publicações

Como frutos deste trabalho de tese foram publicados os seguintes trabalhos:

- *1 Periódico Internacional: Qualis Capes A1(Engenharias IV)*

A.L.M. Coelho; C. E. B. Carrer, C. A. V. Guerrero, P. M. Silveira, "Loss-of-Excitation Protection and Underexcitation Controls Correlation for Synchronous Generators in a Real-Time Digital Simulator" **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol.51, no.5, pp.3579-3590, Sept.-Oct. 2015. doi: 10.1109/TIA.2015.2424884

- **2 Anais de Conferências Internacionais:**

A. L. M. Coelho, C. E. B. Carrer, C. A. V. Guerrero and P. M da Silveira, “Loss-of-Excitation Protection and Underexcitation Controls Correlation for Synchronous Generators in a Real Time Digital Simulator”, **49th IEEE Annual IAS Meeting**, Vancouver, October-2014.

C. A. V. Guerrero, A. L. M. Coelho, P. M. Silveira, R. Miquelino, P. A. G. Lopes, Modeling and Performance tests of ALSTOM Alspa® Controgen V3 Excitation System in Real Time Digital Simulation Environment, in: **Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, CLAGTEE**, Viña del Mar, Outubro-2013.

- **1 Seminário Técnico Nacional:**

A. L. M. Coelho, C. E. B. Carrer, C. A. V. Guerrero, P. M da Silveira, “Avaliação da Proteção e Controle de Subexcitação de Geradores Síncronos em um Ambiente de Simulação em Tempo Real”, **XII Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC)**, Novembro-2014, Rio de Janeiro.

6.2.2 Orientações

Ao longo deste trabalho de tese, trabalhos relacionados ao tema foram orientados pelo autor:

- C. E. B. Carrer, “Considerações de Proteção de Geradores Síncronos Utilizando Simulação em Tempo Real”, Trabalho Final de Graduação, 2013.
- P. I. Dantas, “Localização de faltas no estator à terra de geradores, utilizando tensão diferencial de terceiro harmônico”, Trabalho Final de Graduação, 2015.
- D. P. F. Fraga e I. B. M. Rocha, “Simulação de distúrbios em um sistema de potência para teste e avaliação da proteção de geradores síncronos”, Trabalho Final de Graduação, 2016 (andamento).

6.3 Limitações, Melhorias e Trabalhos Futuros

Por não dispor de recursos imediatos para a realização de testes em malha fechada envolvendo o modelo físico do AVR, entende-se que a continuação deste trabalho possa ser desenvolvida em um trabalho futuro a fim de validar os resultados do desempenho dinâmico do sistema de excitação obtidos via simulação em tempo real.

Com relação à proteção das máquinas e sua interação com os limites definidos no sistema de excitação modelado, a plataforma de simulação permite ainda explorar outros casos. Segundo a linha de pesquisa desenvolvida neste trabalho, ficam algumas sugestões de desenvolvimentos futuros:

- Testar outros esquemas de proteção contra de perda de excitação apresentados na literatura ou implementar novos esquemas de proteção não baseados no círculo mho e compará-los quanto ao tempo de atuação;
- Avaliar a proteção contra perda de excitação para curtos-circuitos no enrolamento de campo;
- Incluir a avaliação da interação dos limites do sistema de excitação modelado com outras funções de proteção de geradores não estudadas aqui, tal como a função de perda de sincronismo (ANSI 25);
- Verificar com maior riqueza de detalhes a influência dos ajustes do regulador de velocidade nas variáveis do gerador em resposta a eventos de rejeição de carga.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P.S. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Professional, 1994.
- [2] C. A. V. Guerrero, A. L. M. Coelho, P. M. Silveira, R. Miquelino, P. A. G. Lopes, “Modeling and Performance tests of ALSTOM Alspa® Controgen V3 Excitation System in Real Time Digital Simulation Environment”, *Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, CLAGTEE, Viña del Mar*, 2013.
- [3] A. Barakat, S. Tnani, G. Champenois, E. Mouni, “A new approach for synchronous generator terminal voltage control – comparison with a standard industrial controller”, *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 1592-1601, 2011.
- [4] A. J. S. Montes, J. M. R. Scarpetta, O. P. Malik, “Methodology to estimate parameters of an excitation system based on experimental conditions”, *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 170-176, 2011
- [5] A. J. S. Montes, J. M. R. Scarpetta, C. A. R. Paja, O. P. Malik, “Identification of excitation systems with the generator online”, *Electric Power Systems Research*, vol. 87, pp 1-9, 2012.
- [6] A. J. S. Montes, C.A. R. Paja, M. L. O. Gutierrez, W. A. Cifuentes, J. M. R. Scarpetta, “Calculation of excitation system controllers to fulfill IEEE standard performance indexes”, *Electric Power Systems Research*, vol. 89, pp. 196-203, 2012.
- [7] J. Machowski, J. W. Bialek, S. Robak, J. R. Bumby, “Excitation control system for use with synchronous generators”, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, pp. 537-546, 2012.
- [8] R. A. Ramos, “Stability analysis of power systems considering AVR and PSS output limiters”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, pp. 153-159, 2009.
- [9] R. V. Carrasco, “Avaliação do desempenho de esquemas de proteção de máquina síncrona contra perda de excitação”, *Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro*, 2009.
- [10] J. C. M, Lima, “Aspectos de Proteção e Controle de Gerador Síncrono Subexcitado”, *Dissertação de Mestrado, PUC, Belo Horizonte*, 2002.
- [11] A. L. M. Coelho, C. E. B. Carrer, C. A. V. Guerrero and P. M da Silveira, “Loss-of-Excitation Protection and Underexcitation Controls Correlation for Synchronous

- Generators in a Real Time Digital Simulator”, 49th IEEE Annual IAS Meeting, Vancouver, October-2014.
- [12] A. L. M. Coelho, C. E. B. Carrer, C. A. V. Guerrero, P. M da Silveira, “Avaliação da Proteção e Controle de Subexcitação de Geradores Síncronos em um Ambiente de Simulação em Tempo Real”, XII Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC), Novembro de 2014, Rio de Janeiro.
- [13] IEEE PSRC - Working Group J-5 of the Rotating Machinery Subcommittee, “Coordination of generator protection with generator excitation control and generator capability”, IEEE/PES General Meeting, Tampa, 2007.
- [14] A.P. de Moraes, “Avaliação do Desempenho dos Métodos de Proteção Contra a Perda de Excitação em Geradores Síncronos: Uma Contribuição Utilizando a Teoria dos Conjuntos Nebulosos”, Dissertação de Mestrado, UFSM, Santa Maria (RS), 2008.
- [15] A. P. Moraes, G. Cardoso. Jr., L. Mariotto e L. N. Canha, “Performance Evaluation of the Adaptive Loss of Field Protection in Synchronous Generators by means of the Positive Offset Method”, IEEE Latin America Transactions, vol. 7, no. 6, pp. 643 – 649, 2009.
- [16] M.F. Dias e M.M. Elkateb, “Case Study Into Loss-of-Excitation Relays During Simultaneous Faults – Part II”, Proc. AFRICON’92, 3rd Conf., pp. 430-433, 1992.
- [17] C. R. Mason, “A New Loss-of-Excitation Relay for Synchronous Generators”, AIEE Trans., vol.68, pp. 1240-1245, 1949.
- [18] J. Berdy, “Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators”. IEEE Trans. on PAS, vol. 94, N^o. 5, pp. 1457-1463, 1975.
- [19] Z. P. Shi, J. P. Wang, Z. Gajic, C. Sao, M. Ghandhari, “The Comparison and Analysis for Loss of Excitation Protection Schemes in Generator Protection”, Suécia.
- [20] J. C. M. Lima, M. P. Delboni, J. C. B. Andrade, “Revisão Crítica da Filosofia de Proteção Contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos”, VII Seminário Técnico de Proteção e Controle – STPC, Rio de Janeiro, 2003.
- [21] IEEE PSRC, “Tutorial on the Protection of Synchronous Generators: Special Publication of the IEEE PSRC”, Technical Presentation, 2011.
- [22] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), “Multifunction Generator Relay”, SEL-300G Instruction Manual.
- [23] F. R. Blanquez, E. Rebollo, F. Blazquez, C. A. Platero, “Real time power plant simulation platform for training on electrical protections and automatic voltage

- regulators”, 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC, Wroclaw, Poland, 2013.
- [24] J. H. Yoon, S. H. Lee, J. G. Bin, Y. K. Kong, S. S. Lee, “The modeling and simulation for the design verification of submarine charging generator by using real-time simulator”, IEEE 8th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE), Jeju, South Korea, 2011.
- [25] J. Basl, E. Hrzan, V. Koucky, Z. Petrankova, “Modelling of the power part of excitation systems, synchronous generator, transformer and line in real time”, Applied Electronics 2009, AE 2009, Pilsen, Czech Republic, 2009.
- [26] C. Goldemberg, E. L. Pellini, S. Ura, “Real time simulator for hydro-generator excitation systems”, IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Montreal, Quebec, 2006.
- [27] O. Crăciun, A. Florescu, I. Munteanu, A. I. Bratcu, S. Bacha, D. Radu, “Hardware-in-the-loop simulation applied to protection devices testing”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 54, pp. 55-64, 2014..
- [28] L. Meng, S. Yang, L. Wang; Y. Liu, F. Peng, “Hardware-in-loop test for automatic voltage regulator based on identification model, in: 15th International Power Electronics and Motion Control Conference”, EPE/PEMC, Novi Sad, Serbian, 2012.
- [29] RTDS Technologies, “Real Time Digital Simulator Power System and Control User Manual”, 2009.
- [30] A. L. M. Coelho, “Análise Transitória de Transformadores de Corrente e o Impacto em Relés de Sobrecorrente Numéricos”, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, 2011.
- [31] A. L. M. Coelho and P. M. Silveira, “CT Saturation effects on performance of digital overcurrent relays,” in Proc. Advanced Power Syst. Autom. Protect. Conf., 2011, pp. 637–642.
- [32] ALSTOM Power Control Systems, P320 AVR – Diagrama de Função de Transferência – Excitação Estática – UHE Foz do Chapecó, 30715A40Z10-en Ver.D, 2009.
- [33] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, “Procedimentos de Rede – Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão”, Revisão 1.1. 16/09/2010.

- [34] IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, IEEE Standard 421.2-2014 (REDLINE, Revision of IEEE Std 421.5-1990).
- [35] D. Marujo, “Ferramenta para Análise de Longo Termo do Impacto da Geração Distribuída nos Sistemas de Transmissão”, Qualificação de Doutorado, Universidade Federal do Itajubá- UNIFEI, 2014.
- [36] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies IEEE Standard 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992).
- [37] IEEE Committee Report, “Computer Representation of Excitation System,” IEEE Power Apparatus and Systems,” vol. 87, pp. 1460-1464, Jun. 1968.
- [38] IEEE Committee Report, “Excitation System Dynamic Characteristics,” IEEE Power Apparatus and Systems, vol. 92, pp. 64-75, Jan. 1973.
- [39] Digital Excitation Task Force of the Equipment Working Group, “Computer models for representation of digital-based excitation systems”, IEEE Transactions in Energy Conversion, vol.11, no.3, pp.607-615, September, 1996.
- [40] IEEE Committee Report, “Excitation System Models for Power Systems Stability Studies,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, pp. 494–509, February, 1981.
- [41] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies IEEE Standard 421.5-1992.
- [42] H. W. Dommel, “Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single-and Multiphase Networks”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol PAS-88, pp. 388-399, 1969.
- [43] L. M. Peres, “Estudos do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos de Produtores Independentes em Sistemas de Geração Distribuída via ATPDraw”, Dissertação de Mestrado, UFU, Uberlândia, 2013.
- [44] M. G. S. Giffoni, “Desempenho de sistemas de controle de unidade térmica de cogeração”, Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, 2004.
- [45] M. Calsan, “Análise de desempenho dinâmico de sistemas de excitação para geradores síncronos em plantas de geração distribuída”, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas, 2011.

- [46] T. Zabaoui, L.-A. Dessaint, P. Brunelle, "Development of a new library of IEEE excitation systems and its validation with PSS/E", IEEE PES General Meeting, 2012, vol., no., pp.1-8, 22-26, July 2012.
- [47] G. Jackson, U.D. Annakkage, A. M. Gole, D. Lowe, and M.P. McShane, "A Real-Time Platform for Teaching Power System Control Design", International Conference on Power Systems Transients (IPST05), Montreal, Canada, June 19-23, 2005.
- [48] IEEE PES, "IEEE Guide for AC Generator Protection", IEEE Std. C37.102TM, 2006.
- [49] P. M. Anderson, Power System Protection, Wiley-IEEE Press, 1998.
- [50] D. Reimert, Protective Relaying for Power Generation Systems, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2006.
- [51] A. G. Leite, P. M. Silveira, "Utilização da Proteção Contra Perda de Unidades Geradoras como Proteção Sistêmica: Curva Tomate", XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Rio de Janeiro, Outubro de 2007.
- [52] G. M. Ribeiro, "Tutorial IEEE de proteção de geradores síncronos", The Power Engineering Committee, Power System Relaying Committee, Belo Horizonte, 2001
- [53] A.P. de Moraes, G. Cardoso Jr., L. Mariotto. "Avaliação do Desempenho dos Métodos de Proteção Contra a Perda de Excitação em Geradores Síncronos", Revista Controle & Automação, Vol. 20, no.4, outubro, novembro e dezembro 2009.
- [54] A.L.M. Coelho; C. E. B. Carrer, C. A. V. Guerrero, P. M. Silveira, "Loss-of-Excitation Protection and Underexcitation Controls Correlation for Synchronous Generators in a Real-Time Digital Simulator", IEEE Transactions on Industry Applications, vol.51, no.5, pp.3579-3590, Sept.-Oct. 2015.
- [55] J. L. Blackburn, Protective Relaying – Principles and Applications. Ed. Marcel Dekker, 2nd Edition, 1998.
- [56] S. H. Horowitz, A. G. Phadke, Power System Relaying, 2nd Edition, 1995.
- [57] W. A. Elmore, Protective Relaying Theory and Applications, Ed. Marcel Dekker, 2nd Edition, 2004.
- [58] L. Hewitson, M. Brown, R. Balakrishnan, Practical Power System Protection.
- [59] E. H. Bancker, "Guarding Against Loss of Field", Electrical World, 1932.
- [60] J. Kekela, L. Firestone, "Underexcited Operations of Generators", IEEE Transactions, pp. 811-817, August 1964.

- [61] V. F. Estcourt, C. H. Holley, W. R. Johnson, P. H. Light, “Underexcited Operation of Large of Large Turbine Generators on Pacific Gas and Electric Company’s System”, AIEE Winter General Meeting”, January 1953.
- [62] C. G. Adams, J. B. McClure, “Underexcited Operation of Turbogenerators”, AIEEE Transactions, vol 67, Part. I, pp. 521-528, 1948.
- [63] A. Fischer and Eckhard Born, “Eletronic Underexcitation Protection”, Siemens Review, vol. XL, n. 4, pp. 150-154, April 1973.
- [64] Ardt, Charles e Rogers McClennon, “A Study of Loss – of - excitation Relaying and Stability of a 595-MVA Generator on the Detroit Edison System”, IEEE Transanction on Power Apparatus and System PAS-94, n. 5, 1975.
- [65] H. G. Darron et al., “The Influence of Generator Loss of Excitation on Bulk Power System Reliability”, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, n. 5, pp. 1473-1483, September/October 1975.
- [66] M. L. Frazier, H. M. Turanli, R. P. Taylor, “A novel Technique for Setting Loss of Field Excitation Relays at Generators”, 39th Annual Conference for Protective Relays Engineers, Texas, April 14-16, 1986.
- [67] D. C. Lee, P. Kundur, R. D. Brown, “A High Speed, Discriminating Generator Loss of Excitation Protection”, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, n. 6m pp. 1895-1899, November/December, 1979.
- [68] Conrad R. St. Pierre, “Loss-of-Excitation Protection for Synchronous Generators on Isolated Systems”, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 1, pp. 81-98, 1985.
- [69] A. P. Morais, G. Cardoso Júnior, L. Mariotto, L. N. Canha, D. G. Ferreira, “Análise Crítica do Método Offset Positivo para Proteção Contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos Comparando com Técnicas Convencionais”, VIII Conferência Internacional de Aplicações Industriais, Poços de Caldas, Agosto de 2008.
- [70] R. D. Rana, R. P. Schulz et al, “Generator Loss of Field Study for AEP’s Rockport Plant”, IEEE Computer Applications in Power, vol. 3, issue 2, pp. 44-49, 1990.
- [71] M. M. Elkateb, M. F. Dias, “ Performance Analysis and Design of Loss of Excitation Relays – Part I”, Proc. AFRICON’92, 3rd Conf., pp. 426-429, September 1992.
- [72] P. J. Moore and A. Stangenberg, “An Investigation Into Impedance Characteristic of a Synchronous Generator Under Loss of Excitation Condition”, International Conference on Energy Management and Power Delivery - EMPD, vol. 2, pp. 619-624, 1998.

- [73] Liu Tao , Zhou Qian, Wang Xiangheng, Su Pengsheng, Wang Weijian, “Dynamic Performance for Turbo Generator under Low Excitation and Loss of Field”, Proceedings of the Fifth International Conference on Electrical Machines and Systems – ICEMS 2001, vol. 1, pp. 436 – 439, August 2001.
- [74] O. Rodriguez, A. Medina, “Stability analysis of the synchronous machine under unbalance and loss of excitation conditions”, IEE PES General Meeting, vol. 3, pp. 1508-1511, July 2003.
- [75] C. J. Mozina, “Upgrading the Protection and Grounding of Generators at Petroleum and Chemical Facilities”, 51st Petroleum and Chem. Ind. Tech. Conference, September 2004.
- [76] S. R. Tambay, Y. G. Paithankar, “A New Adaptative Loss of Excitation Relay Augmented by Rate Change of Reactance”, IEEE PES General Meeting, vol. 2, pp. 1831-1835, July-2005.
- [77] A. P. Morais, W. A. S. Fonseca, C. A. M. Aviz, G. Cardoso Jr., “Avaliação da Eficiência da Proteção Adaptativa contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos comparada com as Técnicas de Mason e Berdy”, Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRE, Foz do Iguaçu (PR), Maio de 2007.
- [78] A. P. Morais, G. Cardoso Jr., L. Mariotto, et al. “Proposta de Utilização da Função de Proteção de Perda de Excitação por Meio de Unidade Mho Visando Aumentar a Região de Operação da Curva de Capacidade da Máquina Síncrona Delimitada pelo Regulador de Tensão, Curva de Excitação Mínima e Estabilidade Prática”, XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Rio de Janeiro, Outubro de 2007.
- [79] R. Sandoval, A. Guzman, H. J. Altuve, “Dynamic Simulations Help to Improve Generator Protections”, Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, pp. 16-38, 2007.
- [80] J. C. Batista, W. M. de Souza, C. S. P. Filho, “Metodologia para Ensaios em Modelo de Sistemas de Proteção de Geradores Síncronos Utilizando Simulador em Tempo Real (RTDS)”, XII Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC), Novembro de 2014, Rio de Janeiro.
- [81] Y. N. Gazen, A. B. Zarnott, A. P. Morais, G. Cardoso Jr., “Proteção contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos Adaptativa com Ajuste no Plano P-Q Visando

- Maximizar a Área Operacional da Máquina”, XII Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC), Novembro de 2014, Rio de Janeiro.
- [82] J. C. Batista, “Metodologia para Ensaio de Modelo de Sistemas de Proteção de Geradores Síncronos utilizando Simulação Digital em Tempo Real”, Dissertação de Mestrado, UFMG, Belo Horizonte (MG), 2015.
- [83] P. K. Maezono, Proteção de Geradores. Schweitzer Engineering Laboratories, 3ª Edição, 2006.
- [84] Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT, ONS. Disponível em: <http://aplicsindat.ons.org.br/sindat/>
- [85] A.B. Dehkordi, P. Neti, A.M. Gole, T.L. Maguire, “Development and Validation of a Comprehensive Synchronous Machine Model for a Real-Time Environment”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 25, no. 1, pp. 34 – 48, 2010.
- [86] A.B. Dehkordi, D.S. Ouellette, P.A. Forsyth, “Protection Testing of a 100% Stator Ground Fault Scheme Using a Phase Domain Synchronous Machine Model in Real-Time”, 10th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010), Manchester, 2010.
- [87] Y.T. Huang, B.S. Rigby e A.B. Dehkordi, “Using a new faulted synchronous machine model for hardware-in-loop testing of a generator protection relay”, Southern African Power Systems Protection Conference, Johannesburg, 2012.

APÊNDICE

APÊNDICE A - REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA DE POTÊNCIA TESTE E SEUS CONTROLES IMPLEMENTADOS NO RTDS

A.1 Considerações Iniciais

Neste apêndice é apresentado a representação geral do sistema de potência teste e detalhes da implementação dos blocos de controle, tais como esquemas para aplicação de faltas e abertura dos disjuntores das LTs e dos geradores, realizados nos módulo *RSCAD/Draft* e utilizados para as análises investigadas nesse estudo. Em seguida, é apresentada a tela de simulação no módulo *RSCAD/RunTime*, ambiente no qual foi possível manipular os elementos de controle e operação do sistema, além de monitorar as diversas variáveis de interesse do estudo.

A.2 Representação do sistema de potência teste no RSCAD/DRAFT

Considerando as informações apresentadas nas seções 4.1 a 4.4, foi implementada a topologia da rede do Sistema São Simão no módulo *Draft* do RSCAD.

Inicialmente, o sistema em estudo havia sido distribuído nos dois *racks* do RTDS, para adequar a sua dimensão com a capacidade de processamento necessária para a realização das simulações. Entretanto, no decorrer do projeto, foi realizada uma atualização do *firmware* do RTDS, que otimizou o seu processamento e possibilitou a implementação do Sistema São Simão em um único *rack*, como representado na Figura A.1.

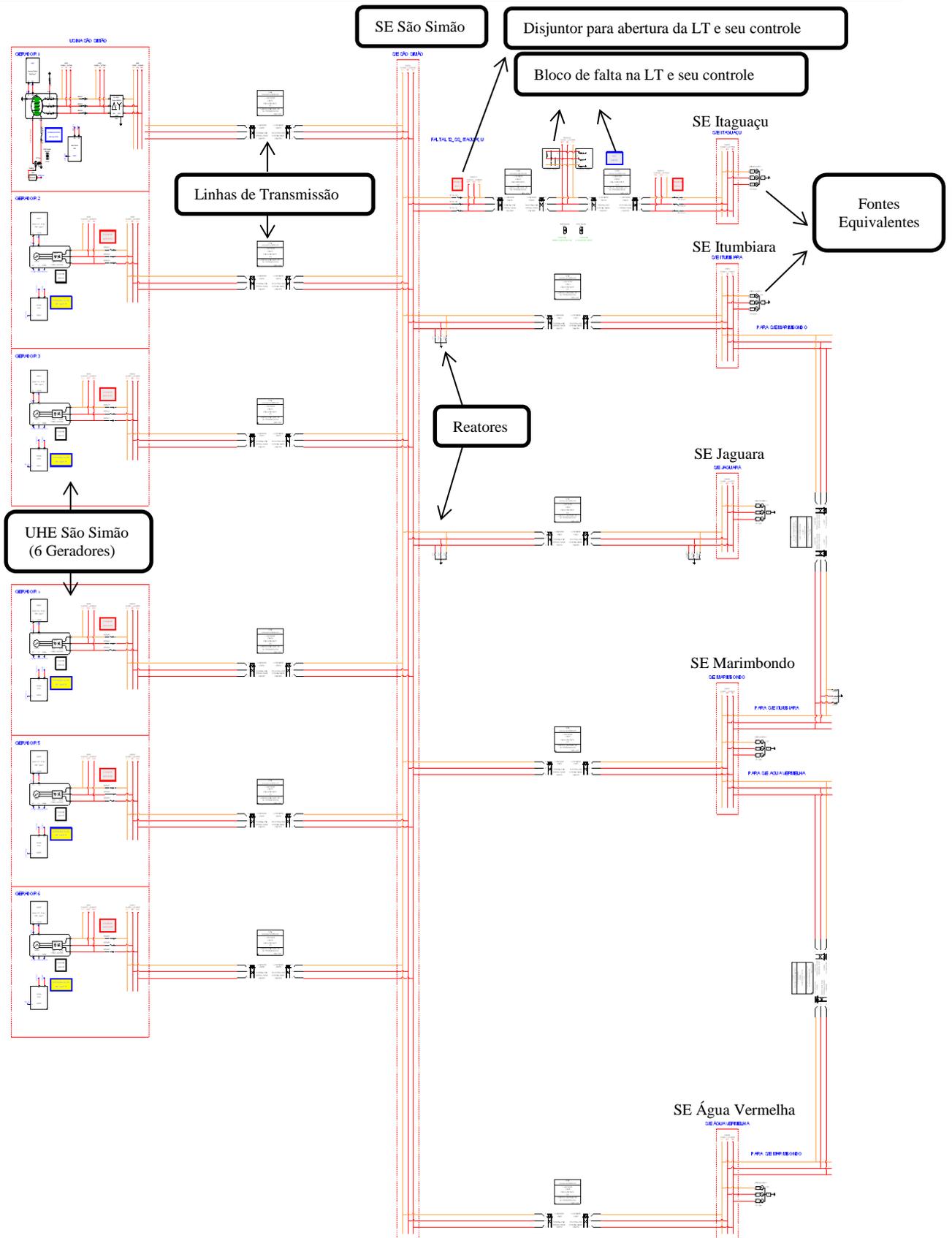


Figura A.1 - Sistema São Simão implementado no módulo RSCAD/Draft.

A.2 Modelagem dos esquemas de controle no RSCAD/DRAFT

Nesta seção são apresentados os controles utilizados para a proposta do estudo, tais como: blocos de controle utilizados para aplicação das faltas e abertura das LTs.

Para analisar o desempenho elétrico do Sistema São Simão para diferentes cenários de falta na LT, implementou-se um circuito de controle de falta dinâmico conforme ilustrado na Figura A.2 (similar ao apresentado na Figura 5.37)

O esquema de falta apresentado na Figura A.2 é utilizado para gerar todos os tipos de curtos-circuitos possíveis (fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra, trifásica,) na LT, para a simulação do sistema atuando em casos reais.

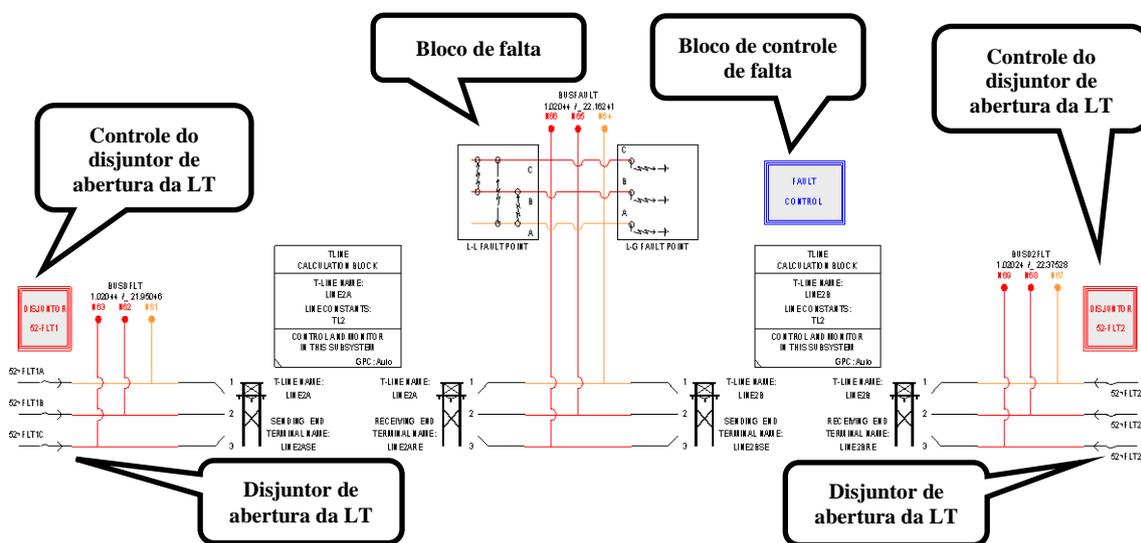


Figura A.2 - Representação do bloco de faltas dentro do módulo RSCAD/Draft.

Os blocos destacados na Figura A.2 são apenas ilustrativos. Para ter acesso às lógicas de controle destes blocos, deve-se dar um duplo clique nestes. Feito isso, o usuário poderá configurar os esquemas de controles, como detalhado a seguir.

A.2.1 Modelagem dos disjuntores da LT

Os disjuntores situados no lado esquerdo e no lado direito da linha de transmissão, “BRKFLT1” e “BRKFLT2” respectivamente, podem ser operados de acordo com a necessidade da simulação. Para isso, utiliza-se uma lógica simples no módulo RSCAD/Draft, conforme Figura A.3, que ilustra o bloco de controle criado para operação manual do disjuntor de potência e para operação automática no caso dos mesmos serem sensibilizados pelo sinal de proteção da linha (TPPROT2).

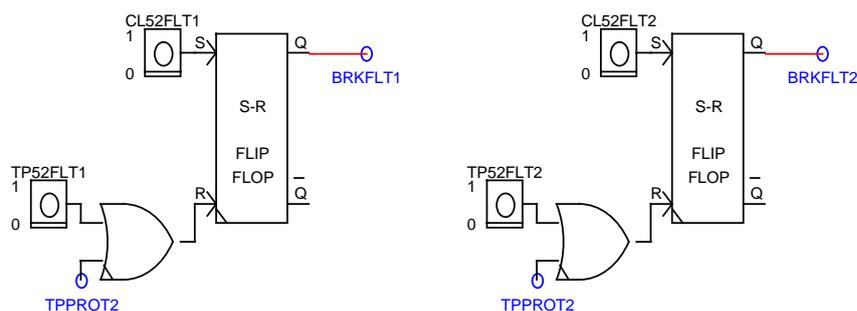


Figura A.3 – Bloco de controle dos disjuntores de potência dos extremos da linha.

Conforme ilustrado na Figura A.3, o disjuntor “*BRKFLT1*” é composto pelas botoeiras “*CL52FLT1*” e “*TP52FLT1*” para os comandos de fechamento e abertura manual do disjuntor, respectivamente. Uma porta lógica “ou” pode ser utilizada para comandar a abertura do disjuntor a partir de um sinal externo de proteção (*TPPROT2*). O componente lógico “*FLIP FLOP*” é um elemento de controle biestável cujos estados mudam a partir do nível lógico estabelecido pelas botoeiras nas entradas. Desta forma, quando a botoeira “*CL52FLT1*” atingir um nível lógico “1”, o componente FLIP FLOP funcionará em estado “SET”, resultando na saída “*Q=1*” que habilita o comando de fechamento do disjuntor. Em contrapartida, quando a saída da porta “ou” atingir um nível lógico “1”, o componente FLIP FLOP funcionará em estado “RESET”, resultando na saída “*Q=0*” que desabilita o comando de fechamento estabelecido inicialmente por “*CL52FLT1*”. Aqui, a saída “*Q*” é nomeada como “*BRKFLT1*” para o disjuntor correspondente. Lógica de funcionamento similar acontece com o disjuntor “*BRKFLT2*” do outro extremo da linha.

Nas lógicas mostradas na Figura A.3, cada disjuntor possui dois botões do tipo *PushButton* que ao serem pressionados realizam a operação de abertura e fechamento dos disjuntores. No módulo *RSCAD/RunTime* as operações abertura e fechamento são auxiliadas por um indicador luminoso, como indicado na seção A.3.

A.2.2 Modelagem do esquema de controle de falta

Buscando analisar a resposta do gerador para os diferentes cenários de curto-circuito na linha de transmissão, implementou-se um circuito de controle de falta dinâmico conforme ilustrado na Figura A.4.

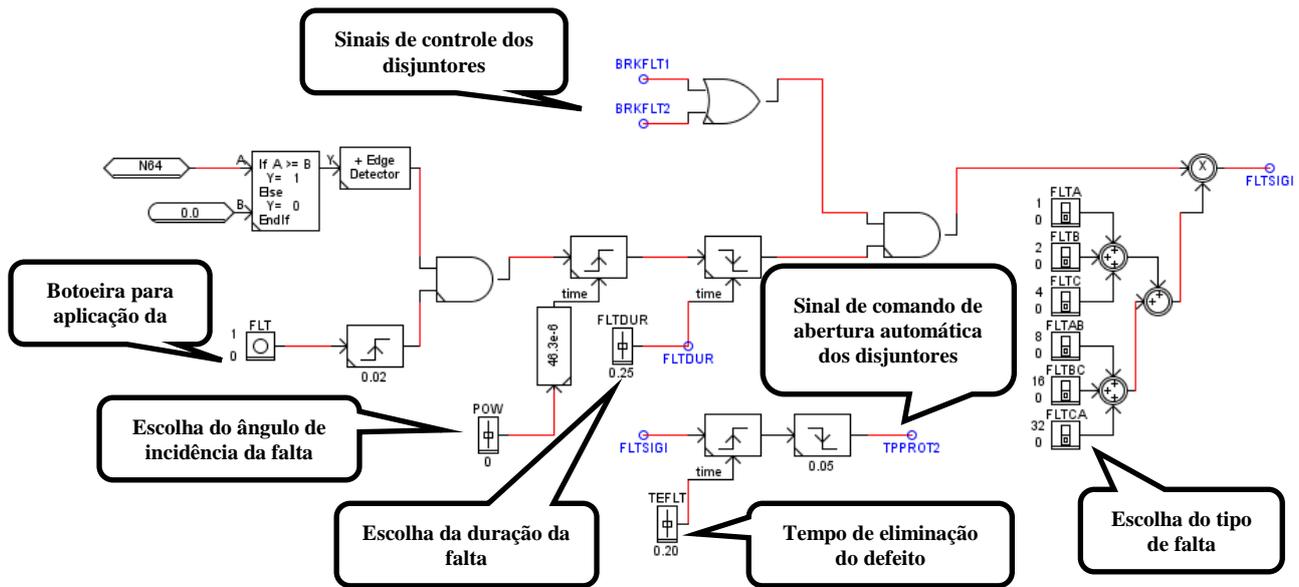


Figura A.4 – Esquema de controle de falta implementado no *RSCAD/Draft*.

Com base na Figura A.4, as principais funcionalidades que o circuito de controle de falta possui são:

- Escolha do ângulo de incidência da falta.
- Escolha do tempo de duração da falta na simulação.
- Escolha do ponto de aplicação da falta dentro da LT.
- Escolha do tipo de falta a se aplicar: A-T, B-T, C-T, AB-T, BC-T, AC-T, AB, BC, AC e ABC.

Cabe ressaltar o esquema de controle da Figura A.4 foi desenvolvido com base em um modelo existente no capítulo 8 do tutorial do RTDS [29], com modificações que permitiram acoplá-lo às necessidades do sistema em estudo.

Em seguida, foi montada a respectiva tela de simulação no módulo *RSCAD/RunTime*, ambiente no qual foi possível manipular os elementos de controle e operação do sistema, além de monitorar as diversas variáveis de interesse do estudo.

A.3 Implementação da tela de simulação no *RunTime/RSCAD*

Com base nos componentes de potência e controle utilizados na modelagem do Sistema São Simão no *Draft*, e considerando as necessidades para análise do estudo, implementou-se a tela de simulação no módulo *RunTime*, como ilustra a Figura A.5.

Visualização do diagrama unifilar do sistema São Simão no *RunTime*

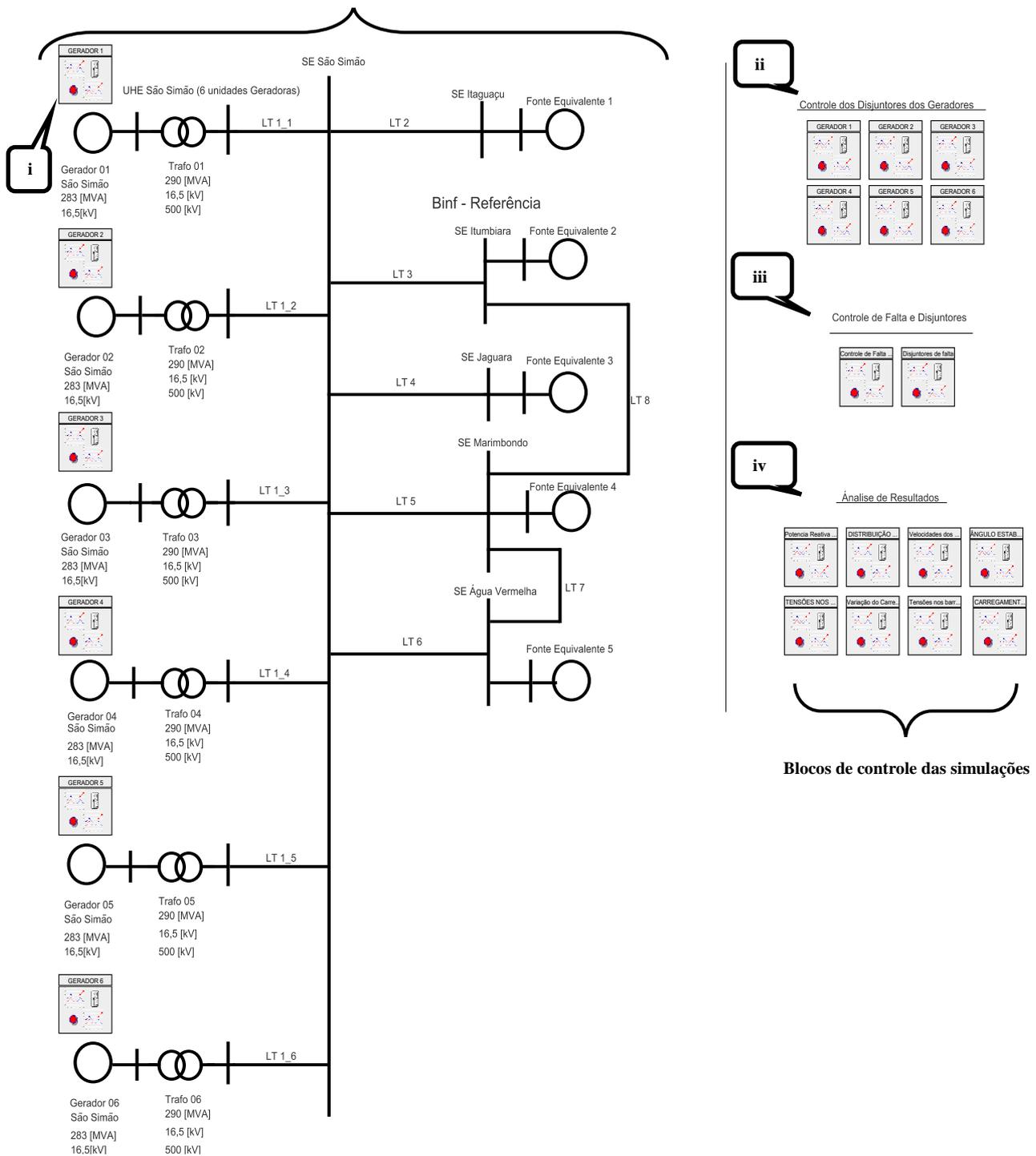


Figura A.5 – Ambiente de simulação do módulo *RunTime* implementado para o estudo.

Destaca-se a seguir a funcionalidade de cada janela de monitoração e controle criada, conforme os indicadores mostrados na Figura A.5:

- i) **Elementos para controle da operação do gerador:** Este grupo corresponde ao disjuntor de abertura de campo (*SWI*), variação da tensão de campo (*varCAMPO1*), ativação do PSS (*PSS_GEN1*), e *slider* para variação da referência do AVR (*VREFG1*). Esse elementos são ilustrados na Figura A.6 para o gerador 1, sendo análogo para as outras unidades.

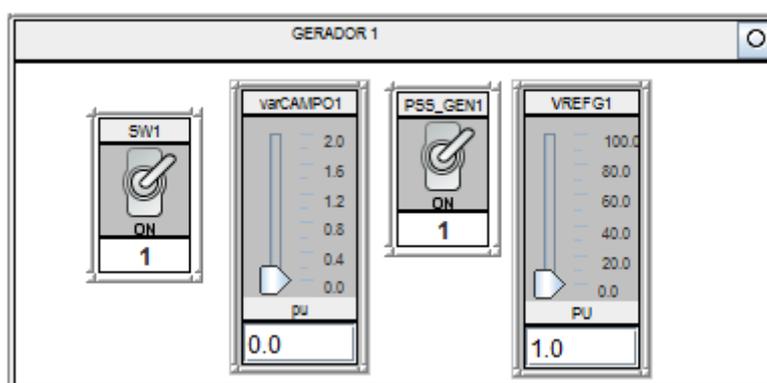


Figura A.6 – Elementos de controle da operação do gerador 1 da UHE São Simão.

- ii) **Controle dos disjuntores dos geradores:** Este bloco corresponde aos elementos que permitem controlar a conexão (*CLBRKG1*) e desconexão (*TPBRKG1*) dos geradores da rede, através de um disjuntor (*BRKG1*) conectado na saída da máquina. Dessa forma, é possível a realização de testes com a perda de unidades geradoras e analisar o comportamento do sistema nestes cenários. Tal bloco é representado na Figura A.7.

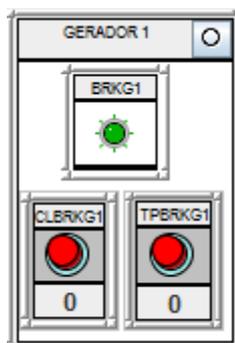


Figura A.7 – Bloco que permite o controle da conexão das unidades geradoras à rede.

- iii) **Controle de falta nas LTs e disjuntores:** Este grupo corresponde ao controle dos elementos para operação dos disjuntores (*BRKFLT1* e *BRKFLT2*) nos extremos da linha: fechamento (*CL52FLT1* e *CL52FLT2*) e abertura (*TP52FLT1* e *TP52FLT2*) dos dois disjuntores. Além, disso são representados os controles dos elementos para aplicação de faltas na LT através da botoeira (*FLT*): escolha do tipo de falta (fase-fase, fase-terra, bifásica ou trifásica, através das combinações dos *switches* *FLTA*, *FLTB*, *FLTC*, *FLTAB*, *FLTBC* e *FLTCA*), ângulo de incidência da falta (*POW*), tempo de duração e eliminação da falta (*FLTDUR* e *TEFLT*), além da resistência e localização da falta (*Rflt* e *Pflt*). Todos estes componentes são ilustrados na Figura A.8.

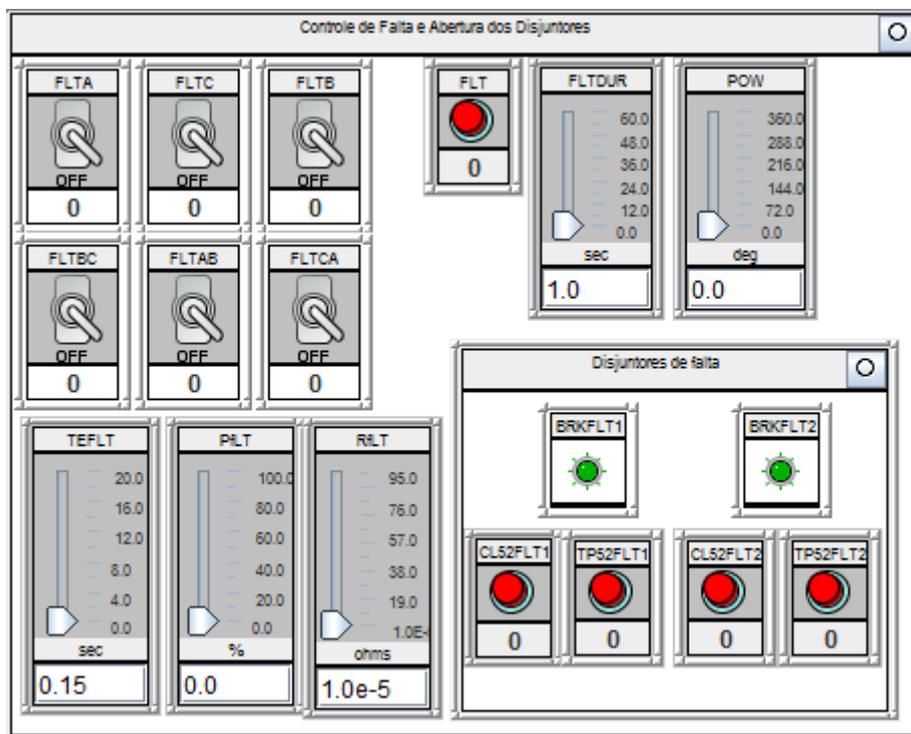


Figura A.8 – Elementos de controle de falta e abertura dos disjuntores nas linhas.

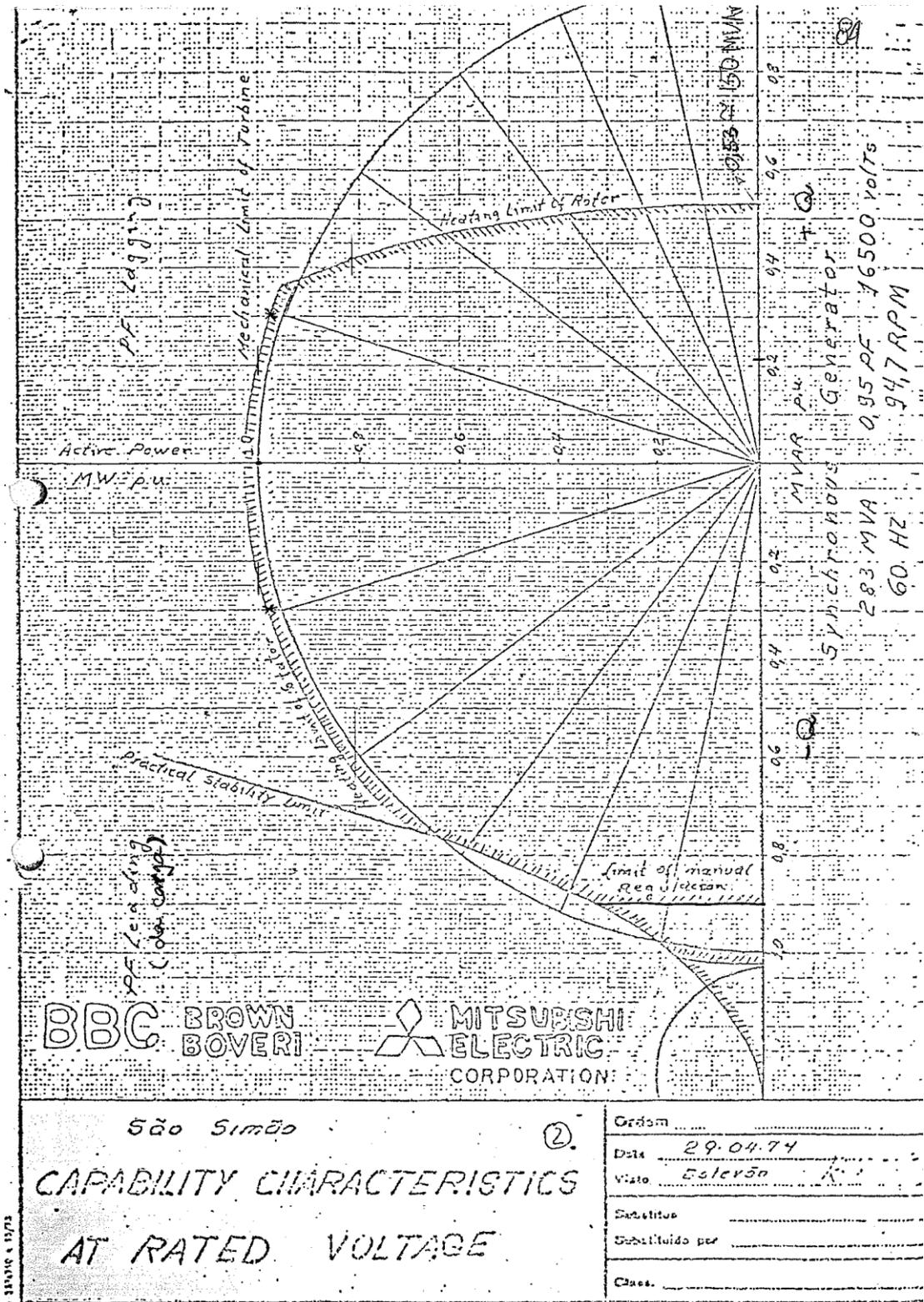
- iv) **Análise dos resultados:** Este grupo corresponde aos elementos para monitoração e análise dos resultados das simulações, através dos gráficos das ondas de tensão nos barramentos, das potências ativas e reativas do sistema, da corrente e tensão de campo do gerador, das velocidades das máquinas, etc.

ANEXOS

ANEXO A - Modelos de sistemas de excitação padronizados pelo IEEE que são relacionados com os AVR comerciais [36]

| Type | Examples |
|------|--|
| DC1A | Regulex is a trademark of Allis Chalmers Corp. Amplidyne and GDA are trademarks of General Electric Co. Westinghouse Mag-A-Stat, Rototrol, Silverstat, and TRA. AB and KC are trademarks of Asea Brown Boveri Inc. The type KC may be modeled with some approximations. |
| DC2A | Westinghouse PRX-400. General Electric SVR. Eaton Cutler Hammer/Westinghouse type WDR retrofit. |
| DC3A | GFA 4 is a trademark of General Electric Co. Westinghouse BJ30. |
| DC4B | Basler DECS or Eaton/Cutler Hammer ECS2100 applied to a dc commutator exciter. |
| AC1A | Westinghouse Brushless Excitation System; Cutler Hammer Westinghouse WDR brushless exciter retrofit. |
| AC2A | Westinghouse High Initial Response Brushless excitation system. |
| AC3A | ALTERREX is a trademark of General Electric Co. |
| AC4A | ALTHYREX is a trademark of General Electric Co.; General Electric Rotating Thyristor Excitation system. |
| AC5A | This model can be used to represent small excitation systems such as those produced by Basler and Electric Machinery. |
| AC6A | Stationary diode systems such as those produced by C.A. Parsons. |
| AC7B | Basler DECS and EATON ECS2100 applied to ac/dc rotating exciters; Brush PRISMIC A50-B, GE EX2000/2100, SIEMENS RG3, and THYRISIEM brushless excitation. Voltage regulator replacements for GE Alterrex (Type AC3A model) or dc exciters. DECS is a trademark of Basler Electric Co. Brush and PRISMIC are trademarks of FKI plc. RG3 and THYRISIEM are registered trademarks of Siemens AG. |
| AC8B | Basler DECS and Brush PRISMIC A30 and A10. |
| ST1A | Silcomatic (a trademark of Canadian General Electric Co.). Westinghouse Canada Solid State Thyristor Excitation System; Westinghouse Type PS Static Excitation System with Type WTA, WTA-300, and WHS voltage regulators. Static excitation systems by ALSTOM, ASEA, Brown Boveri, GEC-Elliott, Hitachi, Mitsubishi, Rayrolle-Parsons, and Toshiba. General Electric Potential Source Static Excitation System. Basler Model SSE. UNITROL (a registered trademark of Asea Brown Boveri, Inc.); THYRIPOL (a registered trademark of Siemens AG.); Westinghouse WDR and MGR. |
| ST2A | General Electric static excitation systems, frequently referred to as the SCT-PPT or SCPT. |
| ST3A | General Electric Compound Power Source and Potential Power Source GENERREX excitation systems. GENERREX is a trademark of General Electric Co. |
| ST4B | Basler DECS applied to static excitation, Brush PRISMIC A50-S and A50-A, General Electric EX2000/2100 bus-fed potential source and static compound source and Generrex-PPS or -CPS; Canadian General Electric SILComatic 5 or EATON ECS2100 static excitation system. |
| ST5B | UNITROL D, P, F, and 5000 (trademarks of Asea Brown Boveri); Brush DCP. |
| ST6B | THYRIPOL (a trademark of Siemens AG) and EATON ECS2100 static excitation systems. |
| ST7B | ALSTOM excitation systems—Eurorec, Microrec K4.1, ALSPA P320 (ALSPA P320 is a trademark of ALSTOM). |

ANEXO B - Folha de dados da curva de capacidade dos geradores da UHE São Simão (a tensão nominal).



São Simão

②

CAPABILITY CHARACTERISTICS

AT RATED VOLTAGE

| | |
|-----------------|------------|
| Ordem | |
| Data | 29.04.74 |
| Visto | Estevão K. |
| Substituto | |
| Substituído por | |
| Class. | |

ELENCO DE ANEXOS