



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

ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM A
PRESENÇA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS

DIOGO MARUJO

Maio de 2017

Itajubá – MG



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

DIOGO MARUJO

**ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM A
PRESENÇA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS**

**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: Antonio Carlos Zambroni de Souza

Orientador: Benedito Isaías de Lima Lopes

Mai de 2017

Itajubá – MG

**ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM A
PRESENÇA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS**

DIOGO MARUJO

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica, e julgada pela banca examinadora abaixo.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. José Luiz Rezende Pereira
Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero
Universidade Estadual do Oeste do Paraná, UNIOESTE

Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Dr. Benedito Isaías de Lima Lopes.
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza.
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI



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: **"ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM A PRESENÇA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS".**

Autor: **Diogo Marujo**

JULGAMENTO

| Examinadores | Conceito | | Rubrica |
|--------------|--------------|---------------|---------|
| | A = Aprovado | R = Reprovado | |
| 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 60 (sessenta) dias a contar da data de defesa da Tese.

Resultado Médio: Conceito: A ou seja, Aprovado

Observações: _____

Itajubá, 26 de maio de 2017.

Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro
 3º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. João Guilherme Carvalho Costa
 4º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Benedito Isaias de Lima Lopes
 5º Examinador (Orientador) - UNIFEI

Prof. Dr. Antonio Carlos Zamboni de Souza
 6º Examinador (Orientador) - UNIFEI

Dedico este trabalho a toda minha família, em especial ao meu Pai Carlos a minha Mãe Jussara.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a DEUS, sem Ele nada seria possível realizar. Agradeço também por tudo que conquistei até agora, mas peço sabedoria para poder conquistar ainda muito mais.

À toda minha família. Em especial aos meus pais Carlos e Jussara e ao meu irmão André. Sem o apoio de vocês nada disso seria possível.

Ao meu orientador Prof. Antonio Carlos Zambroni de Souza, por todos os ensinamentos acadêmicos e pessoais. Sua sabedoria certamente tornou-me tanto um pesquisador quanto um homem melhor. Pelas diversas oportunidades criadas, pelo entusiasmo e respeito ao longo de todos esses anos de parceria. Que a parceria continue!

A família Zambroni, pela amizade construída e pelo acolhimento em Itajubá, Rio e na Espanha.

Ao meu orientador Prof. Benedito Isaías de Lima Lopes, cuja amizade e ajuda no desenvolvimento deste trabalho foram imprescindíveis.

Ao professor Miguel Castilla pelos ensinamentos na Universidade Politécnica da Catalunha.

Aos amigos que fizeram parte dessa caminhada: Adriano Batista, Adriano Kemmrich, Arthur, Aurélio, Bruno, Dabit, Delboni, Denisson, Gabriela, Lucas, Marcos, Pablo, Pedro Bertão, Pedro Braga, Portelinha, Renato, Silas, Thiago, Wanessa e Watson.

Aos amigos que dividiram seu tempo livre comigo e que auxiliaram na minha estadia e adaptação a Espanha: Hary, Jade, João, Karinne, Luís Mendes, Luiz Fernando, Magdiel e Zara.

Aos amigos e professores do Grupo de Engenharia de Sistemas (GESis) da Universidade Federal de Itajubá

Aos colegas da UTFPR-MD.

Agradeço ao CNPq pelo suporte financeiro durante a execução desse trabalho.

Aos demais amigos, familiares e àqueles que de uma forma ou de outra contribuíram no decorrer desta etapa de minha vida.

“A persistência é o menor caminho do êxito”

(Charles Chaplin)

RESUMO

Devido ao impacto causado ao meio ambiente e ao esgotamento inevitável dos combustíveis fósseis, cada vez mais as fontes alternativas de energia têm sido consideradas atraentes para enfrentar os desafios energéticos no curto e longo prazos. Em grande escala, essas fontes podem ser diretamente ligadas ao sistema de transmissão. Por outro lado, a integração destas fontes na rede de distribuição deu origem às chamadas redes de distribuição ativas. Em cenários de grande penetração de geração distribuída, as redes de distribuição ativas podem gerar, durante certos períodos do dia, montantes de potência superiores à quantidade necessária para suprir suas cargas e, portanto, a energia excedente pode ser exportada para o sistema de transmissão. Isto resulta em uma série de implicações na área de planejamento, operação e expansão dos sistemas elétricos de potência. Neste sentido, esta tese tem como objetivo o desenvolvimento de metodologias que permitam analisar o impacto das redes de distribuição ativas na estabilidade dos sistemas de transmissão, tanto nas fases de planejamento e operação dos sistemas elétricos, bem como numa possível expansão do mesmo. Tais impactos são avaliados por meio de uma plataforma de simulação, desenvolvida em Matlab®, cujas principais aplicações abrangem estudos de fluxo de potência monofásico e trifásico, avaliação estática da estabilidade tensão, simulações dinâmica e quase-dinâmica, estudos relacionados ao efeito oposto no controle de tensão, bem como na unificação dos modelos para avaliação da interação entre as redes de distribuição ativas e os sistemas de transmissão. A partir da plataforma desenvolvida e das metodologias propostas, apresentam-se estudos relacionados ao impacto da presença de redes de distribuição ativas no sistema de transmissão, em regime permanente e dinâmico. Na sequência, propõe-se uma estratégia de redespacho de potência reativa e um novo índice que permite identificar regiões de operação das possíveis ações de controle. Finalmente, uma metodologia combinada para análise da estabilidade de longo prazo dos sistemas de transmissão quando da presença de redes de distribuição ativas é proposta e vários testes são então realizados para validar as metodologias e estratégias apresentadas diante de alguns cenários aos quais o sistema elétrico é submetido.

Palavras-Chave: Estabilidade, Redes de Distribuição Ativas, Geração Distribuída

ABSTRACT

Due to the impact of the environment and the inevitable depletion of fossil fuels, alternative energy sources have been considered attractive to meet the energy challenges in the short and long term. These sources can be directly connected to the transmission system when they are found in large scale. However, the connection of dispersed generation in distribution system has given rise to the concept of active distribution networks. The amount of power generated in the active distribution network may be greater than the load during certain periods of the days, such that the surplus power is sent to the transmission system. This new behavior results in several challenges in planning, operation and expansion of electrical power systems. In this sense, this thesis proposes some methodologies in order to analyze the impact of active distribution networks in transmission system stability. For this sake, an electrical power system simulator is developed in Matlab®. The latter allows the study of 1 phase and 3 phase power flows, dynamic and quasi-dynamic simulations, static evaluation of voltage stability, some studies related to the opposite effect on the voltage control and a combined approach in order to study the interaction between active distribution networks and the transmission system. Firstly, static and dynamic studies are carried out in such a way that the impact of active distribution networks can be evaluated. Next, an index and a reactive power redispatch approach are proposed, which allows voltage control regions identification and correction. Finally, a combined methodology for the analysis of the long-term transmission system stability is proposed. The latter considers the presence of active distribution networks connected to the transmission system. Several tests are performed in order to validate the methodologies by considering multiple scenarios in which the electrical system is subjected.

Keywords: Stability, Active Distribution Networks, Dispersed Generation

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1-1 - Estrutura Típica do Sistemas Elétrico Interligado..... | 2 |
| Figura 2-1- Classificação dos Estudos de Estabilidade..... | 17 |
| Figura 2-2 - Divisão em Escalas de Tempo..... | 21 |
| Figura 2-3 - Diagrama Esquemático de Escalas de Tempo..... | 23 |
| Figura 2-4 - Sistema Duas Barras..... | 31 |
| Figura 2-5 - Curva PV da Barra 2..... | 34 |
| Figura 2-6 - Parte Real das Matriz Jacobiana do Fluxo de Potência e da Matriz Reduzida A | 35 |
| Figura 2-7 - Índices $HBI1$ e $HBI2$ | 36 |
| Figura 3-1 - Diagrama Esquemático da Plataforma de Simulação Desenvolvida..... | 39 |
| Figura 3-2 - Sistema 9 Barras | 41 |
| Figura 3-3 - CC3F: Tensão na Barra 5 | 45 |
| Figura 3-4 - CC3F: Zoom da Tensão na Barra 5 no instante do evento..... | 45 |
| Figura 3-5 - CC3F: Deslocamento Angular Máquina 2 | 46 |
| Figura 3-6 - CC3F: Deslocamento Angular Máquina 3 | 46 |
| Figura 3-7 - CC3F: Frequência da Máquina 1..... | 47 |
| Figura 3-8 - CC3F: Potência Mecânica da Máquina 1 | 47 |
| Figura 3-9 - CC3F: Tensão de Campo Efd da Máquina 1..... | 47 |
| Figura 3-10 - Aumento de Carga: Tensão na Barra 8..... | 48 |
| Figura 3-11 - Aumento de Carga: Deslocamento Angular Máquina 2..... | 48 |
| Figura 3-12 - Aumento de Carga: Deslocamento Angular Máquina 3..... | 48 |
| Figura 3-13 - Aumento de Carga: Potência Mecânica da Máquina 2 | 49 |
| Figura 3-14 - Aumento de Carga: Frequência da Máquina 2 | 49 |
| Figura 3-15 - QSS: Tensão na Barra 5 | 50 |
| Figura 3-16 - QSS: Zoom da Tensão na Barra 5 | 50 |

| | |
|--|-----|
| Figura 3-17 - QSS: Potência Mecânica da Máquina 2 | 51 |
| Figura 3-18 - QSS: Frequência da Máquina 2 | 51 |
| Figura 3-19 - Atuação do LTC: Tensão na Barra 4 | 54 |
| Figura 3-20 - Atuação do LTC: Tensão na Barra 7 | 54 |
| Figura 3-21 - Atuação do LTC: Tap Linha 1-4 | 55 |
| Figura 3-22 - Atuação do LTC: Tap Linha 2-7 | 55 |
| Figura 4-1 - Arquitetura dos Sistemas Elétricos de Potência Modernos | 57 |
| Figura 4-2 - Sistema Integrado Distribuição e Transmissão | 60 |
| Figura 4-3 - CASO A: Sem GD (Azul), Turbina Eólica (Vermelho) e Gerador Síncrono (Preto): | 68 |
| Figura 4-4 - CASO B: RDA Desconectada do ST | 71 |
| Figura 4-5 - CASO B: RDA Desconectada do ST (continuação) | 71 |
| Figura 4-6 - CASO C: Modelo Completo do SD (Azul) e Modelo Equivalente do SD (Vermelho)..... | 73 |
| Figura 4-7 - CASO D: Modelo Completo do SD (Azul) e Modelo Equivalente do SD (Vermelho)..... | 75 |
| Figura 5-1 - Regiões de Operação da Curva QV..... | 79 |
| Figura 5-2 - Aumento de Carga e seus Efeitos na Região de Operação..... | 80 |
| Figura 5-3 - Mudança na Região de Operação através do Redespacho de Potência Ativa..... | 81 |
| Figura 5-4 - Sistema 107 Barras | 87 |
| Figura 5-5 - Curva QV da Barra 904..... | 88 |
| Figura 6-1 - Conexão entre os Sistemas de Transmissão e de Distribuição..... | 93 |
| Figura 6-2 - Metodologia de Fluxo de Potência Unificado (1ph e 3ph) | 95 |
| Figura 6-3 - Metodologia de Solução Combinada dos SD's e ST | 97 |
| Figura 6-4 - Sistema IEEE 30 Barras Combinado..... | 101 |
| Figura 6-5 - Curvas de Potência do Geradores Eólicos..... | 104 |

| | |
|--|-----|
| Figura 6-6 - Curvas de Velocidade do Vento..... | 105 |
| Figura 6-7 - Curvas de Carga | 106 |
| Figura 6-8 - Perfil de Tensão nas Barras de Carga 3, 10, 26 e 30..... | 107 |
| Figura 6-9 - Fluxo de Potência Ativa dos ST para o SD | 107 |
| Figura 6-10 - Fluxo de Potência Reativa dos ST para o SD..... | 108 |
| Figura 6-11- Perdas de Potência Ativa no Sistema de Transmissão | 109 |
| Figura 6-12 - Perfil de Tensão nas Barras 31, 32 e 33 | 109 |
| Figura 6-13 - Posição do Tap dos LTCs..... | 110 |
| Figura 6-14 - Zoom da Atuação do Tap entre 07:00 e 08:00 | 111 |
| Figura 6-15 - Potência Reativa Gerada..... | 111 |
| Figura 6-16 - Correntes de Campo dos Geradores | 112 |
| Figura 6-17 - Limitador de Sobreexcitação do Gerador 6 | 112 |
| Figura 6-18 - Potência Reativa Gerada no Gerador 6 | 113 |
| Figura 6-19 - Potência Ativa Gerada..... | 114 |
| Figura 6-20 - Frequência do Sistema..... | 114 |
| Figura 6-21 - Comparação do Perfil de Tensão nas Barras de Carga 3, 10, 26 e 30..... | 115 |
| Figura 6-22 - Comparação do Fluxo de Potência Reativa dos ST para o SD..... | 116 |
| Figura 6-23 - Comparação da Potência Reativa Gerada..... | 117 |
| Figura A-1 - Componentes de uma Unidade Geradora | 127 |
| Figura A-2 - Enrolamentos da Máquina Síncrona no Modelo de Terceira Ordem | 129 |
| Figura A-3 - Circuito Elétrico Correspondente ao Modelo de Terceira Ordem..... | 129 |
| Figura A-4 - Enrolamentos da Máquina Síncrona no Modelo de Quarta Ordem..... | 131 |
| Figura A-5 - Circuito Equivalente do Modelo de Dois Eixos | 131 |
| Figura A-6 - Componentes de um Sistema de Excitação Típico..... | 133 |
| Figura A-7 - Diagrama de Blocos do Regulador de Tensão..... | 134 |
| Figura A-8 - Turbina e Regulador Hidráulico | 137 |

| | |
|---|-----|
| Figura A-9 - Turbina e Regulador Térmica..... | 138 |
| Figura A-10 - Modelo do LTC | 140 |
| Figura A-11 - Circuito π Equivalente do LTC | 141 |
| Figura A-12 - Circuito π Nominal da Linha de Transmissão | 142 |
| Figura A-13 - Curva de Carga | 144 |
| Figura A-14 - Carga tipo Impedância/Admitância Constante | 144 |
| Figura A-15 - Diagrama Esquemático de um Gerador Eólico DFIG | 147 |
| Figura A-16 - Curvas do Coeficiente C_p | 148 |
| Figura A-17 - Referência de Potência do Controle de Velocidade do Rotor | 149 |
| Figura A-18 - Controle da Velocidade do Rotor | 150 |
| Figura A-19 - Controle de Potência Reativa | 150 |
| Figura A-20 - Diagrama de Blocos do OXL | 152 |
| Figura D-1 - Regulador de Velocidade do Gerador de 6 MW | 166 |
| Figura G-1 - Sistema IEEE 30 Barras Modificado..... | 170 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|-----|
| Tabela 2-1 - Período de Atuação dos Equipamentos..... | 21 |
| Tabela 2-2 - Parâmetros do Sistema Duas Barras | 31 |
| Tabela 2-3 - Condições Iniciais do Sistema | 34 |
| Tabela 3-1 - Dados de Linha do Sistema 9 Barras | 42 |
| Tabela 3-2 - Dados de Barra do Sistema 9 Barras..... | 42 |
| Tabela 3-3 - Dados Dinâmicos das Máquinas..... | 43 |
| Tabela 3-4 - Dados dos Reguladores de Tensão..... | 43 |
| Tabela 3-5 - Dados das Turbinas e Reguladores de Velocidade | 43 |
| Tabela 4-1 - Análises Estáticas Sem Limites | 61 |
| Tabela 4-2 - Análises Estáticas Com Limites..... | 63 |
| Tabela 4-3 - Análises Estáticas Considerando a Otimização | 65 |
| Tabela 4-4 - Comparação da Resposta no Tempo da Presença de GD | 69 |
| Tabela 4-5 – CASO C: Análise de Pequenos Sinais | 74 |
| Tabela 5-1 - Índice <i>IQ</i> no Caso Base..... | 87 |
| Tabela 5-2 - Efeito da Ação de Controle Proposta..... | 89 |
| Tabela 5-3 - Impactos das Ações de Controle nas Condições Operativas do Sistema..... | 90 |
| Tabela 6-1 - Características das Fontes Eólicas Conectadas aos Sistemas de 75 Barras | 102 |
| Tabela 6-2 - Características das Fontes Eólicas Conectadas ao Sistema IEEE 34 Barras | 103 |
| Tabela A-1 - Parâmetros do Regulador de Tensão..... | 135 |
| Tabela A-2 - Parâmetros da Turbina Hidráulica | 137 |
| Tabela A-3 - Parâmetros da Turbina Térmica | 139 |
| Tabela A-4 - Definição dos Limitadores Windup e Anti-Windup | 158 |
| Tabela B-1 - Condições Iniciais do Sistema IEEE 9 Barras..... | 161 |
| Tabela C-1 - Dados de Linha do Sistema de 75 Barras..... | 162 |

| | |
|--|-----|
| Tabela C-2 - Resistências para cada Configuração | 163 |
| Tabela C-3 - Reatâncias para cada Configuração..... | 163 |
| Tabela C-4 - Cargas do Sistema | 163 |
| Tabela D-1 - Dados Dinâmicos do Gerador de 6 MW | 166 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|--------|--|
| ANATEM | Análise de Transitórios Eletromagnéticos |
| AVR | <i>Automatic Voltage Regulator</i> |
| CDU | Controladores Definidos pelo Usuário |
| CEPEL | Centro de Pesquisas de Energia Elétrica |
| CIGRE | International Council on Large Electric Systems |
| COI | <i>Center of Inertia</i> |
| DFIG | <i>Double Fed Induction Generator</i> |
| ESP | Estabilizadores do Sistema de Potência |
| FACTS | <i>Flexible AC Transmission Systems</i> |
| GD | Geração Distribuída |
| IEEE | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> |
| LTC | <i>Load Tap Changer</i> |
| MAD | Módulo de Análise Dinâmica |
| MQD | Módulo de Análise Quase-Dinâmica |
| ONS | Operador Nacional do Sistema |
| OXL | <i>Over Excitation Limiter</i> |
| PCC | <i>Point of Common Coupling</i> |
| PCH | Pequena Central Hidroelétrica |
| PCT | Ponto de Colapso de Tensão |

| | |
|---------|---|
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica |
| PV | Painel Fotovoltáico |
| QSS | Simulação Quase-Dinâmica |
| RDA | Rede de Distribuição Ativa |
| RDP | Rede de Distribuição Passiva |
| RV | Regulador de Velocidade |
| SD | Sistema de Distribuição |
| ST | Sistema de Transmissão |
| TCBR | <i>Thyristor Controlled Braking Resistor</i> |

SUMÁRIO

| | |
|---|-------------|
| AGRADECIMENTOS | V |
| RESUMO | VII |
| ABSTRACT | VIII |
| LISTA DE FIGURAS | IX |
| LISTA DE TABELAS | XIII |
| LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS | XV |
| SUMÁRIO | XVII |
| CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 1 |
| 1.2 VISÃO GERAL DOS SISTEMAS ELÉTRICOS | 1 |
| 1.3 MOTIVAÇÃO | 5 |
| 1.4 REVISÃO DA LITERATURA..... | 6 |
| 1.5 OBJETIVOS | 11 |
| 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO | 13 |
| CAPÍTULO 2 - SIMULAÇÃO DINÂMICA E ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA | 15 |
| 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 15 |
| 2.2 ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA..... | 15 |
| 2.3 ESCALAS DE TEMPO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA | 19 |
| 2.4 O MODELO ALGÉBRICO-DIFERENCIAL | 22 |
| 2.5 SIMULAÇÃO DINÂMICA..... | 24 |
| 2.5.1 Método PE..... | 25 |
| 2.5.2 Método SI..... | 25 |
| 2.6 ANÁLISE QUASE-DINÂMICA | 26 |
| 2.6.1 Descrição e Características | 26 |
| 2.6.2 Solução do Conjunto QSS..... | 28 |
| 2.6.3 Exemplo de Aplicação | 30 |
| 2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 37 |
| CAPÍTULO 3 – VALIDAÇÃO DA FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO PROPOSTA | 38 |

| | |
|---|-----------|
| 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 38 |
| 3.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE | 40 |
| 3.3 VALIDAÇÃO DO MÓDULO PARA ANÁLISE DINÂMICA..... | 44 |
| 3.3.1 <i>Aplicação de Curto-Circuito</i> | 45 |
| 3.3.2 <i>Aumento de Carga</i> | 47 |
| 3.4 MÓDULO QUASE-DINÂMICO..... | 49 |
| 3.4.1 <i>Comparação entre o Módulo Dinâmico e o Módulo Quase-Dinâmico</i> | 49 |
| 3.4.2 <i>Análise da Simulação Quase-Dinâmica</i> | 52 |
| 3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 56 |
| CAPÍTULO 4 - IMPACTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS NA ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO | 57 |
| 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 57 |
| 4.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE | 59 |
| 4.3 ANÁLISES ESTÁTICAS | 60 |
| 4.3.1 <i>Estudo de Caso</i> | 60 |
| 4.3.2 <i>Processo de Otimização</i> | 63 |
| 4.3.3 <i>Estudo de Caso</i> | 65 |
| 4.4 ANÁLISES DINÂMICAS | 67 |
| 4.4.1 <i>Influência da Geração Distribuída nos Sistemas de Transmissão e de Distribuição</i> | 67 |
| 4.4.2 <i>Modelagem Completa versus Equivalente do Sistema de Distribuição</i> | 72 |
| 4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 76 |
| CAPÍTULO 5 – AÇÕES DE CONTROLE INVERSAS..... | 77 |
| 5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 77 |
| 5.2 O PROBLEMA DO EFEITO INVERSO NO CONTROLE DE TENSÃO | 78 |
| 5.3 ÍNDICE DE ADEQUAÇÃO DO CONTROLE DE TENSÃO..... | 82 |
| 5.4 REDESPACHO DE POTÊNCIA REATIVA | 83 |
| 5.5 RESULTADOS | 86 |
| 5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 90 |
| CAPÍTULO 6 – MÉTODO HÍBRIDO PARA ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE LONGO PRAZO..... | 92 |
| 6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS | 92 |

| | |
|--|------------|
| 6.2 FLUXO UNIFICADO (1PH E 3PH)..... | 93 |
| 6.3 MÓDULO HÍBRIDO: QUASE-DINÂMICO E FLUXO UNIFICADO (1PH E 3PH)..... | 96 |
| 6.4 SISTEMA PROPOSTO PARA SIMULAÇÃO..... | 100 |
| 6.5 RESULTADOS | 101 |
| 6.5.1 Caso I..... | 106 |
| 6.5.2 Caso II..... | 115 |
| 6.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 117 |
| CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES, PUBLICAÇÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS | 118 |
| 7.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 118 |
| 7.2 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES | 121 |
| 7.3 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS | 122 |
| 7.4 PUBLICAÇÕES | 122 |
| APÊNDICE A - MODELOS DE COMPONENTES DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA..... | 126 |
| A.1 MODELAGEM DOS COMPONENTES | 126 |
| A.1.1 Gerador Síncrono..... | 127 |
| A.1.2 Sistema de Excitação..... | 132 |
| A.1.3 Turbinas e Reguladores de Velocidade..... | 135 |
| A.1.4 Transformadores..... | 139 |
| A.1.5 Linhas de Transmissão..... | 142 |
| A.1.6 Cargas..... | 143 |
| A.1.7 Energia Eólica | 146 |
| A.1.8 Limitador de Sobreexcitação (OXL)..... | 152 |
| A.2 EQUAÇÕES ALGÉBRICAS DA REDE | 153 |
| A.2.1 Injeção de Corrente..... | 154 |
| A.2.2 Injeção de Potência..... | 156 |
| A.3 LIMITADORES <i>WINDUP</i> E <i>ANTI-WINDUP</i> | 157 |
| A.4 REFERÊNCIA ANGULAR..... | 158 |
| APÊNDICE B – CONDIÇÕES INICIAIS DO SISTEMA DE 9 BARRAS..... | 161 |
| APÊNDICE C – DADOS ELÉTRICOS DO SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE 75 BARRAS | 162 |
| APÊNDICE D – DADOS DINÂMICOS DO GERADOR DE 6MW | 166 |

| | |
|---|------------|
| APÊNDICE E – DEMONSTRAÇÃO DO ÍNDICE IQ | 167 |
| APÊNDICE F – DERIVADA DO ÍNDICE IQ | 169 |
| APÊNDICE G – DIAGRAMA DO SISTEMA UNIFICADO IEEE 30 BARRAS..... | 170 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 171 |

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Apesar do modo de operação do sistema elétrico de potência ser um tanto quanto conservador, algumas mudanças de paradigma têm sido observadas nos últimos anos, relacionadas principalmente ao avanço da eletrônica de potência e à necessidade de diversificação da matriz energética. Dispositivos *FACTS* e a geração distribuída são alguns dos fatores que mais contribuíram nesta transformação. Portanto, este capítulo se inicia a partir da apresentação de alguns conceitos básicos relacionados a uma ampla visão de sistemas elétricos de potência e de geração distribuída e suas implicações. Em seguida, são apresentadas as motivações e objetivos da tese, levando em conta os avanços nessa área e a direção em que as pesquisas têm sido direcionadas.

1.2 Visão Geral dos Sistemas Elétricos

O fornecimento de energia elétrica de qualidade e de forma confiável é fundamental para o desenvolvimento de um país e para o bem-estar de sua população. Tais requisitos, contudo, representam um grande desafio para engenheiros e pesquisadores ao redor do mundo, já que os sistemas elétricos são não lineares, de grande porte, de natureza estocástica e possuem uma dinâmica complexa. Seu desempenho é afetado por diversas incertezas associadas, dentre outras, e com o comportamento da carga, que é determinado através de previsões, bem a como disponibilidade da fonte primária (água, vento, irradiação solar, etc.) utilizada para a geração de energia elétrica. Todos estes fatores tornam sua operação e planejamento uma tarefa de grande complexidade. Apesar disso, pode-se afirmar que este comportamento é entendido pelos operadores do sistema, tendo em vista a experiência adquirida pelos mesmos durante anos de operação, resultando no desempenho satisfatório do sistema elétrico.

Por outro lado, os sistemas de energia elétrica convencionais vêm enfrentando problemas graduais ao longo dos anos. O esgotamento dos combustíveis fósseis, o crescimento constante da carga, restrições ambientais associadas à construção de novas usinas de grande porte (hidroelétricas, term nucleares e termelétricas) e a dependência cada vez maior da população da energia elétrica têm contribuído para que novos estudos e investimentos sejam

realizados. Neste cenário, uma tendência de gerar energia localmente, em nível de distribuição, usando fontes não convencionais de energia, tem ganhado maior destaque.

Tradicionalmente os sistemas elétricos de potência são subdivididos em quatro partes principais, interconectadas entre si: geração, transmissão, subtransmissão e distribuição. A Figura 1-1 ilustra esta estrutura [1].

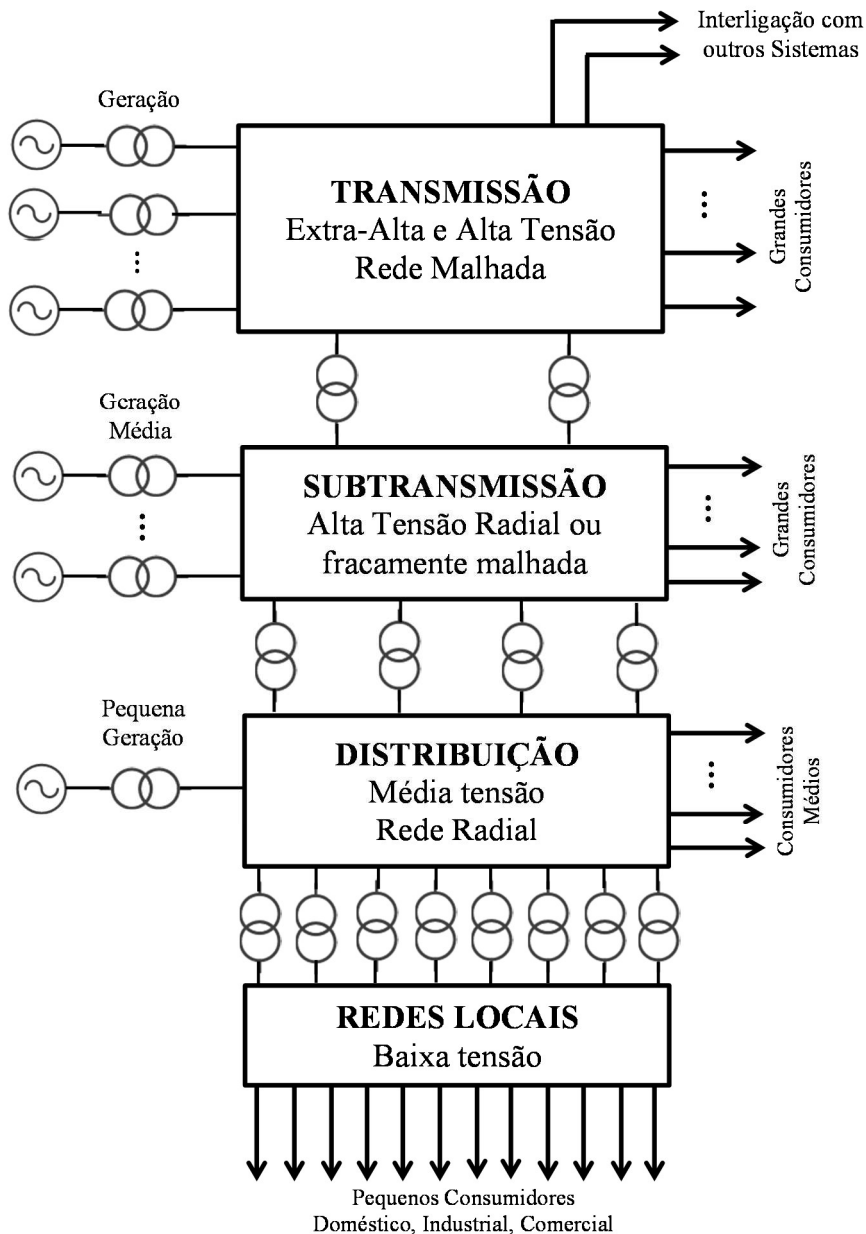


Figura 1-1 - Estrutura Típica do Sistemas Elétrico Interligado

A *Geração* centralizada utiliza, na grande maioria, geradores síncronos. Estes são conectados à rede através de um transformador que eleva a tensão (entre 10kV e 20kV) para

um nível adequado para a transmissão. Como característica, estes sistemas são geralmente compostos por um pequeno número de plantas de geração com capacidades elevadas.

Como os centros de geração costumam estar distantes dos centros de consumo, os sistemas de *Transmissão* são imprescindíveis para se alcançar a melhor utilização dos recursos energéticos disponíveis. Ademais, os sistemas de transmissão operam com níveis de tensão elevados, já que as perdas são proporcionais ao quadrado da corrente, isto é, para uma mesma potência, aumentando-se a tensão reduz-se a corrente e, conseqüentemente, as perdas. Outra particularidade destas linhas é o fato das mesmas formarem sistemas malhados, possibilitando que a potência possa ser transportada por mais de um caminho.

Os sistemas de *Subtransmissão* transportam potência em menores quantidades que os sistemas de transmissão, para as redes de distribuição locais. Os grandes consumidores industriais são comumente supridos diretamente através do sistema de subtransmissão. Contudo, em alguns casos, não existe uma distinção clara entre a subtransmissão e a transmissão.

A *Distribuição* representa o estágio final na transferência de potência para o consumidor individual. Normalmente as redes de distribuição são consideradas como passivas e radiais, já que a potência costuma fluir somente em uma direção: da transmissão/subtransmissão para a distribuição. No entanto, este cenário tem mudado nos últimos anos. Embora não seja um conceito novo, a maior utilização de fontes não convencionais de energia (geração distribuída) conectadas ao sistema de distribuição tem transformado estas redes finais em redes ativas, tendo em vista a possibilidade do fluxo de potência ser bidirecional.

O gás natural, a biomassa, a energia eólica, os painéis fotovoltaicos, as células combustíveis, as microturbinas, entre outras, representam algumas das fontes não convencionais integradas às redes de distribuição ativas. A integração destas fontes de geração e respectivas tecnologias de conversão na rede de distribuição deu origem a um conceito, denominado Geração Distribuída (GD). Este termo foi criado para distinguir a geração centralizada convencional, já que agora a geração pode ser encontrada também nos sistemas de distribuição, possibilitando inclusive a operação desacoplada do sistema de transmissão ou a exportação de energia para o mesmo [2].

Na literatura o termo “Geração Distribuída” possui diversas definições. Cada autor define o termo baseado na característica de “sua rede de distribuição”, na capacidade das

unidades locais disponíveis, assim como nas diferentes normas regulamentadoras instituídas pelo governo do país.

Em [3] a geração distribuída é definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição. De acordo com o IEEE [4], considera-se GD as instalações de energia elétrica conectadas a um sistema de energia através de um ponto de acoplamento comum (em inglês, *Point of Common Coupling- PCC*). Implicitamente, citam-se os recursos distribuídos como fontes de energia que não são diretamente ligados ao sistema de transmissão, incluindo tecnologias de geração e de armazenamento.

Com o advento das GD's surgiram alguns conceitos novos, além de tornar necessária a adequação de outros já existentes. Dois destes conceitos, considerados imprescindíveis, são descritos de maneira sucinta a seguir:

- Redes de Distribuição Ativas: São definidas como redes de distribuição nas quais o transporte de energia é bidirecional já que, com a presença de geração distribuída, estas podem ter a capacidade de gerar uma quantidade de potência superior à necessária para suprir sua carga, resultando na inversão do fluxo de potência quando se fizer necessário. Neste caso, a energia pode ser exportada para o sistema de transmissão. Como consequência, as redes de distribuição sem geração distribuída e cujo fluxo continua a ser unidirecional, passaram a ser denominadas como redes passivas [2].
- Microrredes: Representam pequenas redes de baixa tensão compostas por um aglomerado de cargas, sistemas de armazenamento e de unidades de geração distribuída em um local específico na rede de distribuição. A conexão da microrrede à rede de distribuição é realizada através de um PCC, sendo este capaz de importar ou exportar energia da rede e para a rede de distribuição através do controle do fluxo de potência ativa e reativa. A microrrede é, portanto, uma rede de distribuição ativa. Dentre suas várias características peculiares, ressalta-se o fato de que as mesmas devem ser capazes de operar em modo conectado ao sistema principal ou no modo ilhado. Para isso é necessário que a microrrede seja dotada de equipamentos e sistemas de controle adequados para qualquer modo de operação (do sistema para rede/ da rede para o sistema) sempre garantindo a qualidade e confiabilidade no fornecimento [2][5][6].

É evidente que GD's desempenham um papel de extrema importância nas redes elétricas do futuro, especialmente porque sua utilização está de certa forma, ligada ao conceito

de *smart-grids* [2]. Entretanto, uma série de diretrizes técnicas, econômicas e regulatórias deve ser definida antes que estas se tornem comuns nos sistemas ao redor do mundo, motivando engenheiros e pesquisadores a abordar novas linhas de pesquisa relacionadas ao comportamento *off-line* e em tempo real de GD's.

Questões relacionadas à definição de configurações topológicas das redes, regulamentações para instalação e comercialização da energia, avaliações econômicas referentes à relação custo/benefício da conexão de GD's, questões associadas à confiabilidade, bem como o impacto destas na operação tanto do sistema de transmissão, quanto no de distribuição são alguns dos temas em destaque no que tange GD's.

1.3 Motivação

A inserção de GD's nos sistemas elétricos de potência é bastante promissora, pois esse tipo de geração desempenha um papel importante na operação dos sistemas elétricos. No entanto, a conexão de GD's pode causar um impacto considerável tanto na rede de distribuição, devido à incapacidade atual do sistema interligado de lidar com a perspectiva de redes ativas, quanto no sistema de transmissão, no que diz respeito aos ajustes de controles e despacho das unidades geradoras.

De acordo com [7], quando os GD's são controlados adequadamente, eles podem auxiliar à rede a montante, através do suporte de potência reativa e redução do fluxo de potência ativa da transmissão para a distribuição.

Embora o funcionamento dos principais componentes das redes ativas seja razoavelmente bem compreendido, o sistema como um todo ainda não o é. Quando várias fontes de geração distribuída são conectadas, o comportamento torna-se quase imprevisível e de difícil análise. Surgem então muitas questões técnicas e algumas filosóficas, dentre as quais são destacadas a seguir:

- Adequação dos equipamentos já existentes;
- Análise da grande quantidade de geração ligada ao sistema de distribuição, assim como flutuações e mudanças climáticas súbitas que impactam diretamente no montante gerado;
- Determinação da localização de novas fontes e gerenciamento das unidades existentes ligadas às partes mais sensíveis do sistema de distribuição;

- Avaliação dos desvios de frequência resultantes do balanço carga/geração;
- Análise do desempenho da rede de transmissão e impactos por sobretensão, sobrecarga ou problemas de estabilidade.

Cada um dos tópicos destacados enseja estudos detalhados e particularizados. Por outro lado, os estudos não podem simplesmente ser conduzidos de forma desacoplada, tendo em vista a interconexão do sistema, pois uma ação e/ou fenômeno impacta em diversos outros aspectos relacionados ao sistema como um todo.

Dada a dimensão dos sistemas de transmissão, a quantidade de alimentadores na distribuição e a disponibilidade intermitente ou não de GD's, a integração destas fontes aliada ao conceito de redes de distribuição ativas, afetam significativamente a estabilidade, a confiabilidade e a segurança dos sistemas de transmissão, ao ponto da interação dinâmica se tornar uma questão chave na operação e gerenciamento de ambos os sistemas. Assim, torna-se importante quantificar os impactos dinâmicos relacionados na rede de transmissão, de tal forma que a estabilidade global e a confiabilidade do sistema como um todo sejam avaliadas, permitindo que a operação do sistema seja aprimorada.

1.4 Revisão da Literatura

Muitos estudos têm sido realizados para tentar extrair ao máximo as potencialidades do uso de GD's, bem como buscar soluções para os problemas que acompanham a implantação deste tipo de geração.

De modo geral, os trabalhos disponíveis na literatura avaliam a conexão de GD's em redes de distribuição. Devido à dimensão dos sistemas elétricos de potência, que requer grande esforço computacional e uma dificuldade intrínseca em se obter dados precisos, principalmente dinâmicos, os sistemas de distribuição são normalmente avaliados a partir de simulações em regime permanente. Portanto, uma primeira abordagem é aquela que utiliza o fluxo de potência convencional, com representação monofásica, no qual se considera a rede balanceada. Entretanto, os sistemas de distribuição costumam ser desbalanceados, com nós/ramos monofásicos, bifásicos ou trifásicos, além de possuírem alta relação R/X. Uma rotação de eixos pode ser utilizada para compensar a alta relação R/X e contornar tal problema [7]. Estas características específicas culminaram no desenvolvimento de outras abordagens, baseadas na criação de algoritmos específicos para a análise de redes de distribuição, através da modelagem

trifásica da rede e equipamentos, visando a uma representação bem melhor ao abordar todas essas características citadas.

Um dos primeiros métodos propostos, específicos para a solução de sistemas de distribuição é apresentado em [9]. Baseando-se na varredura da rede, tanto inversa quanto direta, este método tem suas maiores potencialidades associadas à simplicidade de implementação e rapidez. Contudo, grandes dificuldades são observadas em sistemas malhados ou cenários de carga pesada. Para contornar os problemas citados, outras variações foram propostas. Uma compensação é tratada em [10], de tal forma que é possível solucionar problemas em sistemas fracamente malhados. Em [11] uma nova extensão é realizada, possibilitando a análise de redes com geração distribuída.

Em outra abordagem, a referência [12] propõe uma metodologia fundamentada a partir da construção da matriz de impedância nodal do sistema. Segundo os autores, esta formulação tira proveito da esparsidade da matriz, e possui boa convergência em sistemas de distribuição, permitindo analisar sistemas balanceados ou desbalanceados, radiais ou mistos.

Na mesma linha de [12], a referência [13] apresenta uma formulação baseada em injeções de corrente descritas em coordenadas retangulares e na matriz jacobiana, com a solução obtida por Newton-Raphson. Em uma publicação posterior [14], os autores melhoram o algoritmo, destacando a modelagem de equipamentos para controle de tensão. Como vantagem, esta abordagem permite o conhecimento do estado do sistema em redes fortemente malhadas, além de possibilitar que a atuação dos controles seja avaliada. Desta forma, esta metodologia tem sido muito utilizada para análises de redes com GD's.

Por outro lado, quando o foco é a análise do comportamento transitório do sistema de distribuição, considerando o desequilíbrio e desbalanceamento do mesmo, poucos são os trabalhos encontrados. Um método para analisar a estabilidade transitória usando a matriz de admitância trifásica é proposto em [15]. Esta matriz é combinada com as equações dinâmicas das máquinas síncronas, sendo o sistema resolvido por meio da integração passo-a-passo do conjunto não linear de equações. Segundo os autores, esta abordagem permite a análise de sistemas desbalanceados, com cargas monofásicas, e alimentadores que não sejam transpostos.

A maioria das demais publicações encontradas analisa os sistemas de distribuição baseado em resultados obtidos em programas de transitórios eletromagnéticos ou

Matlab/Simulink®. Alguns outros trabalhos utilizam ainda outros *softwares* comerciais, com representação trifásica ou monofásica, dependendo do programa utilizado.

Dentre os trabalhos que utilizam Matlab/Simulink® alguns são destacados a seguir. A referência [16], por exemplo, apresenta um estudo dinâmico trifásico de um sistema de distribuição. Turbinas a gás e geradores a diesel são usados para representar as GD's, enquanto um TCBR (*Thyristor Controlled Braking Resistor*) é modelado com o objetivo de amortecer oscilações de baixa frequência quando o sistema é submetido a um distúrbio. Segundo os autores, o TCBR absorve a energia líquida disponível para a aceleração da GD durante o distúrbio.

Por meio de uma topologia híbrida de geração nos sistemas de distribuição, em [17] é proposto um modelo dinâmico para simulação de células combustível, turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos. A ideia dos autores é fundamentada na premissa de que as unidades de geração complementem uma a outra de modo que seja possível aliviar os efeitos das flutuações nas cargas, na temperatura ambiente, radiação, ou na velocidade do vento. Já em [18], é apresentado um modelo matemático detalhado de sistemas de conversão de energia fotovoltaicos utilizados como GD's, incluindo PV e conversores eletrônicos de potência. Como desvantagem, os estudos descritos acima são realizados utilizando Simulink®, através de uma modelagem em blocos, o que limita o uso para a análise de sistemas de grande porte.

Na referência [19] é proposta uma formulação combinada de sistemas de distribuição. Durante a ocorrência de distúrbios, o sistema é solucionado a partir de técnicas de transitórios eletromagnéticos. No restante do tempo é utilizada uma aproximação em regime permanente baseada na resolução do fluxo de potência trifásico.

A análise dinâmica de sistemas também está presente em muitos *softwares* comerciais, porém, poucos são os que apresentam modelagem trifásica. O EUROSTAG® [20], por exemplo, tem como principal vantagem a possibilidade de simulação dinâmica desbalanceada [21], além de utilizar uma técnica de derivação automática, permitindo que novos modelos definidos pelos usuários possam ser adicionados [22].

Utilizando o *software* DigSilent®, a referência [23] faz um estudo de estabilidade transitória de microrredes supridas por GD's. Os autores avaliam o comportamento dos geradores e conversores frente a perturbações considerando o sistema IEEE 37 nós.

Uma análise transitória da conexão de GD's nos sistemas de transmissão é feita em [24]. Geração eólica, biomassa e dispositivos de armazenamento são avaliados dinamicamente considerando a ocorrência de defeitos em diferentes locais da rede, assim como em cenários com diferentes níveis de geração renovável. Para realizar as simulações, o *software* PSS® (*Power System Simulator for Engineering*) [25] é usado.

Em [26] os autores avaliam a influência no comportamento dinâmico do sistema que uma pequena central hidroelétrica de 30MW tem ao ser conectada a um sistema real, localizada na região norte do Brasil. O estudo foca no comportamento de cargas dependentes da tensão frente a diferentes níveis de geração. As simulações são realizadas com o ANATEM®, *software* adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro para análises de estabilidade eletromecânica.

Na referência [27] é proposto um método para avaliar o impacto da variabilidade da geração de fontes renováveis na estabilidade eletromecânica dos sistemas de transmissão. De acordo com os autores, o método permite avaliar se certas variáveis de interesse permanecem dentro de limites aceitáveis quando sujeitas a incertezas e imprecisões na geração, que podem surgir através de previsões das fontes primárias, tais como velocidade do vento, insolação, etc.

Um estudo que investiga o impacto dinâmico da integração de GD's e sistemas híbridos de geração (PV, eólica e PCH) na rede de transmissão é apresentado em [28]. Entretanto, como os testes são realizados apenas em um sistema máquina versus barramento infinito, não é possível tirar muitas conclusões, sendo o trabalho tratado apenas como um estudo de caso.

Nas referências [29] e [30] é desenvolvida uma plataforma de simulação com modelagem monofásica orientada a objetos que permite a análise do comportamento monofásico de curto e médio prazo (denominada simulação completa), longo prazo (simulação rápida modificada) e de regime permanente (fluxo de potência) dos sistemas elétricos de potência. Como principal vantagem, esta metodologia utiliza diferenciação automática, o que permite que novos modelos não compreendidos inicialmente possam ser adicionados. Utilizando este software desenvolvido nas referências [29][30], em [31] analisa-se o desempenho de um sistema de distribuição com presença de geração distribuída. Em linhas gerais, este trabalho avalia as respostas transitórias quando da ocorrência de perturbações, bem como a influência de GD's, utilizando como métrica a margem de carga do sistema, com ou sem a presença de geração distribuída.

Como pode ser observado nas referências supracitadas, a maioria dos trabalhos concentram-se na análise do impacto de GD's no sistema de distribuição ou de transmissão, isto é, o estudo é feito de maneira isolada. A interação entre ambos é pouco explorada. Contudo, a referência [32] apresenta um trabalho que tem como foco avaliar esta interação através da análise da estabilidade transitória dos sistemas de transmissão, considerando a presença de geração distribuída na distribuição. Para isso, propõe um modelo para tentar emular o sistema de distribuição, com o alimentador representado por cargas agregadas e geração equivalente. Como proposição, são criadas novas barras de interligação entre os sistemas de transmissão e de distribuição. Nestas barras, são considerados os efeitos dos transformadores de distribuição. Além disso, representam-se ainda uma carga e uma geração, ambas equivalentes ao sistema de distribuição. Como simplificação, os autores assumem que qualquer aumento de carga no alimentador seja suprido localmente pelas GD's.

Para aferir o desempenho da metodologia proposta são utilizadas tecnologias de conversão baseadas em turbinas a gás de 60 MW. Em seguida, através da aplicação de faltas, avalia-se a primeira oscilação angular de uma grande máquina do sistema com e sem a presença de GD. Os resultados obtidos indicam que a presença de GD no sistema analisado tem impacto positivo, melhorando a resposta transitória do sistema. Entretanto, nenhuma análise é realizada em relação à variação do montante gerado pela unidade GD.

Em [33] avalia-se o impacto na estabilidade transitória devido à presença de geradores síncronos e assíncronos ligados na distribuição. Utilizando o *software* PSS®, são comparados os máximos desvios angulares das máquinas (máximo *overshooting*) e o tempo de oscilação (tempo de acomodação) quando da ocorrência de perturbações. Para emular a conexão entre os sistemas de transmissão e distribuição, são utilizadas impedâncias de $X = j0,05$ pu na base de 100 MW. Entretanto, nenhuma justificativa é fornecida em relação ao porquê da escolha deste valor de impedância. Como continuidade do artigo [33], em [34] é investigada a estabilidade dos sistemas de transmissão quando faltas são aplicadas em todos os ramos do sistema, visando avaliar o critério "N-1". De acordo com os autores, os resultados obtidos apontam que grandes fluxos nas linhas têm efeito negativo no amortecimento de oscilações.

Em [35] é apresentada uma ferramenta que permite simular o comportamento tanto dos sistemas de distribuição quanto de transmissão. Criada como uma extensão da plataforma apresentada em [30], esta ferramenta permite que sejam realizadas simulações dinâmicas em sistemas desbalanceados. De acordo com a formulação proposta, é possível realizar a

modelagem em componentes de fase somente para a parte desbalanceada do sistema, mantendo a modelagem de sequência positiva para o restante. No entanto, é permitido considerar tanto uma representação somente monofásica quanto trifásica. A principal desvantagem desta metodologia está relacionada à necessidade da modelagem dinâmica tanto do sistema de transmissão quanto dos sistemas de distribuição. Assim, na medida que o número de sistemas de distribuição conectados à transmissão aumenta, o esforço computacional também aumenta consideravelmente. Utilizando esta plataforma e o conhecimento adquirido, os autores desenvolveram diversos outros artigos, descritos a seguir.

A atuação da proteção e a formação de ilhas elétricas de acordo com o comportamento dinâmico dos sistemas de distribuição com a presença de GD's foram estudadas em [36]. Já a formação de microrredes quando da ocorrência de um distúrbio no sistema principal, e o desempenho desta diante de situações de ilhamento, reconexão da ilha com o sistema principal, e sobrevivência do sistema de acordo os critérios definidos no PRODIST foram pesquisados em [37]. Aplicando diretamente a ferramenta desenvolvida em [35], a referência [38] avalia o impacto da conexão de microgeradores fotovoltaicos na rede de distribuição, considerando diversos níveis de penetração, bem como de locais para instalação deste tipo de geração.

Recentemente, os autores de [39] propuseram uma abordagem para simulação dinâmica de sistemas elétricos, que permite a análise combinada dos sistemas de transmissão e distribuição. A principal contribuição do trabalho está associada à separação do conjunto algébrico-diferencial através de uma metodologia denominada “*Schur-Complement Decomposition*” e solução por meio de processamento paralelo. Devido ao grande esforço computacional requerido, os autores utilizam um computador composto por 48 núcleos. Contudo, nenhuma menção é feita quanto à modelagem do sistema de distribuição, isto é, se o mesmo utiliza abordagem monofásica ou trifásica. Utilizando esta metodologia, os autores estudaram em [40] a possibilidade dos sistemas de distribuição fornecerem serviço *ancilar* ao sistema de transmissão.

1.5 Objetivos

O objetivo da tese é avaliar o impacto da integração de GD's e formação de RDA's no sistema elétrico interligado a partir do desenvolvimento de novas metodologias de análise aplicadas ao planejamento e a operação dos SEP. Estas metodologias permitirão analisar a estabilidade do sistema de transmissão diante da presença de GD's conectadas ao sistema de

distribuição, as interações dinâmicas entre a rede de distribuição, agora ativa, e a rede principal, de forma a auxiliar na gestão de ambas; bem como na análise dos impactos causados contemplando diversos cenários operativos.

Estudar as implicações de GD's no sistema elétrico como um todo, principalmente diante do cenário de redes de distribuição ativas, as quais requerem estudos de estabilidade transitória, estabilidade de tensão, controle de potência reativa e confiabilidade representa uma tarefa complexa.

Para atingir o objetivo principal, os seguintes objetivos individuais são elencados:

- Proporcionar os subsídios para análise da estabilidade estática e dinâmica de sistemas elétricos de potência através do desenvolvimento dos aspectos teóricos, modelos e estratégias necessárias;
- Desenvolver uma plataforma computacional que englobe desde módulos de análise-dinâmica, quase-dinâmica, fluxo de potência trifásico, monofásico e unificado, bem como ferramentas de análise estática (por exemplo, análise da estabilidade de tensão);
- Avaliar, do ponto de vista estático e dinâmico, o impacto da conexão de geração distribuída em grande escala no sistema interligado, isto é, no sistema de transmissão e nos sistemas de distribuição, com foco na operação e planejamento da operação dos mesmos.
- Identificar o fenômeno da relação oposta existente no controle de tensão e potência reativa associados à variabilidade no montante de geração das fontes conectadas ao sistema de transmissão, resultante da presença de redes de distribuição ativas;
- Propor uma abordagem híbrida para análise da estabilidade de longo prazo que considere a variabilidade dos recursos distribuídos, bem como da carga ao longo do tempo, com redução do esforço computacional em relação à modelagem puramente dinâmica.

Estas etapas serão associadas a diferentes estudos de casos, permitindo visualizar as diferentes implicações das interações e, desta forma, avaliar os impactos na transmissão quanto à variação da geração das fontes nas redes de distribuição e/ou transmissão, assim como os impactos resultantes da mudança da carga ao longo do dia.

1.6 Estrutura do Trabalho

Esta tese é dividida em sete capítulos, além dos apêndices. No **Capítulo 1** é apresentada uma visão geral dos sistemas elétricos de potência, bem como as características principais da geração distribuída e como elas impactarão neste novo padrão de sistema elétrico. Em seguida, são definidas as motivações e objetivos da tese, baseados nos desafios e avanços apresentados na literatura.

O **Capítulo 2** trata de aspectos relacionados à análise e simulação de sistemas elétricos de potência e requisitos indispensáveis à realização de estudos de estabilidade. Apresenta-se uma classificação dos estudos, dividindo-os em relação ao tipo de estudo a ser realizado e a escala temporal considerada. Baseado nesta definição, os estudos de estabilidade são separados em curto e longo prazos, permitindo que sejam realizadas análises transitórias e quase-dinâmicas. Por fim, um exemplo é mostrado para facilitar o entendimento dos conceitos apresentados ao longo do capítulo.

A partir dos modelos e conceitos definidos nos capítulos preliminares, o **Capítulo 3** apresenta a plataforma computacional proposta para realizar estudos de estabilidade em sistemas elétricos de potência. Com uma abordagem passo-a-passo, inicialmente são definidas as condições iniciais necessárias para a realização de estudos dinâmicos. Em seguida, a plataforma é validada através da comparação da mesma com um *software* utilizado pelo Operador do Sistema Elétrico Brasileiro, quando da simulação de alguns eventos testes. Depois de validada, a ferramenta tem seu módulo quase-dinâmico avaliado, comparando-o com o módulo dinâmico.

No **Capítulo 4** é investigado o impacto das redes de distribuição ativas na estabilidade do sistema de transmissão. Para isso, são utilizadas abordagens estáticas e dinâmicas. Inicialmente, avalia-se o impacto da localização de fontes de GD's na estabilidade de tensão e, a partir das conclusões obtidas, é proposta uma metodologia ótima de despacho que considere tanto o sistema de transmissão, quanto o sistema de distribuição na formulação. Em seguida, são realizados alguns estudos dinâmicos, que têm como objetivo avaliar o impacto do tipo da fonte de GD conectada ao sistema, assim como comparar o impacto da utilização de equivalentes para representar os sistemas de distribuição.

O **Capítulo 5** discute a presença de ações de controle opostas observadas em sistemas elétricos de potência. Dentre as várias ocorrências, uma delas está relacionada com a

variabilidade no montante gerado pelas redes de distribuição ativas, que influencia diretamente no montante de potência ativa e reativa gerados pelo sistema de transmissão. Visando a identificar tal problema, um novo índice é apresentado e, para corrigi-lo, é proposta uma ação de controle baseada no redespacho de potência reativa.

No **Capítulo 6** é proposto um modelo híbrido para a análise da estabilidade de longo prazo do sistema de transmissão, considerando a presença de redes de distribuição ativas. O princípio básico da ideia é combinar o módulo de análise quase-dinâmica com uma metodologia de fluxo de potência que soluciona simultaneamente o sistema de transmissão e os sistemas de distribuição conectados, preservando as características de cada um dos sistemas individualmente, além de permitir a utilização de processamento paralelo durante o processo de simulação computacional.

As conclusões, principais contribuições, publicações e propostas de trabalhos futuros são apresentadas no **Capítulo 7**.

CAPÍTULO 2 - SIMULAÇÃO DINÂMICA E ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.1 Considerações Iniciais

A operação dos sistemas elétricos de potência exige dos operadores um bom conhecimento dos procedimentos de rede 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 para os quais foram projetados.

Em função da existência de componentes com constantes de tempo diferenciadas, as simulações computacionais de sistemas elétricos de potência podem ser divididas em diversas escalas de tempo. Neste capítulo, em especial, dar-se-á foco para as simulações dinâmicas e quase-dinâmicas, assim como as características de implementação e limitações de cada uma nos estudos e análises realizados. Por fim, um exemplo numérico de simulação é apresentado com finalidade de facilitar o entendimento dos conceitos apresentados ao longo do texto.

2.2 Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência

Uma das características básicas que um sistema elétrico de potência deve ter é garantir o suprimento das cargas de forma confiável e sem interrupções. Uma maneira de atingir esse objetivo é interligar os sistemas.

Diversas são as vantagens na interligação de sistemas elétricos. Em países com grandes dimensões e predominância da geração hidroelétrica, como é o caso do Brasil, é possível obter o melhor aproveitamento energético do recurso primário. Por exemplo, a energia hidráulica disponível em uma área A do sistema, com alta disponibilidade de água, pode ser utilizada como suporte na área B, que se encontra em um período de baixa disponibilidade. Este processo reduz a utilização de outras fontes de geração, por exemplo, térmicas, cujo preço é mais alto em comparação à hidráulica, reduzindo custos operativos e, conseqüentemente, a tarifa cobrada

do consumidor. Assim, o sistema elétrico torna-se mais confiável e com minimização dos riscos de interrupção no suprimento de energia.

Um dos grandes desafios de interligar o sistema elétrico, porém, é a operação de forma adequada durante às variações de carga, ocorrências de distúrbios como faltas, na saída de unidades geradoras ou na perda de grandes blocos de carga. Neste caso, fica evidente a necessidade de serem realizados estudos para avaliar o desempenho do sistema interligado diante de diversas condições operativas.

De acordo com [41], a estabilidade de um sistema de potência é definida como a capacidade que um sistema elétrico possui, dada uma condição inicial de operação, de recuperar um estado de equilíbrio viável após ser submetido a um distúrbio qualquer, com a maioria das variáveis do sistema dentro de limites aceitáveis de operação, de modo que praticamente todo o sistema se mantenha operando.

Devido à grande dimensão e complexidade, costuma-se classificar a análise de estabilidade em classes. Isto permite que simplificações sejam assumidas para analisar tipos específicos de estabilidade, usando um grau apropriado de detalhamento na representação do sistema, bem como em se utilizar estratégias apropriadas de análise. Esta classificação é baseada nas seguintes considerações [42]:

- A natureza física da instabilidade resultante;
- A severidade do distúrbio considerado, que influencia diretamente no método de análise da estabilidade;
- Os dispositivos, processos e o intervalo de tempo que devem ser levados em consideração para avaliar a estabilidade.

Baseando-se nas características descritas acima, diversas definições e classificações foram propostas em [42] e [41]. Na primeira referência, por exemplo, a estabilidade foi dividida em três classes: estabilidade do ângulo do rotor, estabilidade de tensão e estabilidade de médio e longo prazos. Entretanto, mais recentemente, uma força-tarefa composta pelos comitês do CIGRÉ e IEEE definiu uma nova classificação [41]. O principal objetivo era obter uma definição que refletisse completamente as necessidades atuais da indústria, de forma precisa e com abrangência em todos os cenários práticos do processo de instabilidade.

Desta forma, os estudos de estabilidade ficaram divididos em três classes: estabilidade angular do rotor, estabilidade de tensão e estabilidade de frequência. A Figura 2-1 apresenta essa nova classificação e suas ramificações.

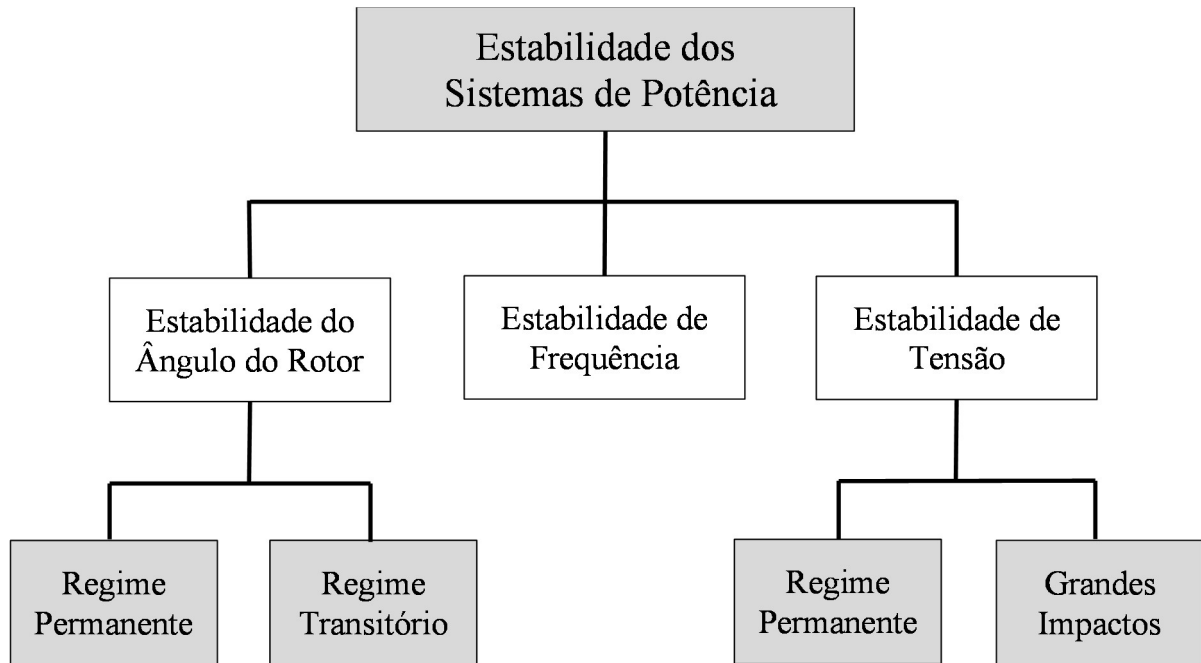


Figura 2-1- Classificação dos Estudos de Estabilidade

Para facilitar o entendimento das três classificações e baseado nas referências [42][43][41], uma breve descrição sobre cada uma destas é apresentada a seguir.

a) Estabilidade do Ângulo do Rotor

Avalia a habilidade do sistema de potência de manter suas unidades operando em sincronismo. Está associada à capacidade de manter/restaurar o equilíbrio entre o torque eletromagnético e o mecânico de cada máquina síncrona do sistema. Neste tipo de estudos são considerados os efeitos das oscilações eletromecânicas inerentes ao sistema. A instabilidade ocorre na forma do aumento da defasagem angular dos geradores em função da potência fornecida, mecanismo este que pode levar à perda de sincronismo com outros geradores.

A estabilidade angular é subdividida em duas classes: estabilidade transitória e a estabilidade em regime permanente. A primeira é associada a grandes perturbações, como curto-circuitos. A segunda, por sua vez, ocorre devido às pequenas perturbações, tais como

variações normais de carga, por exemplo. Geralmente o período de análise é de alguns segundos.

b) Estabilidade de Frequência

Refere-se à habilidade do sistema em manter a frequência constante após um severo distúrbio que resulta no desbalanço entre a carga e a geração, com a mínima perda não intencional de carga. A instabilidade ocorre na forma de oscilações sustentadas de frequência, que podem levar ao desligamento de unidades geradoras e/ou cargas. De modo geral, os problemas de instabilidade de frequência estão associados às repostas inadequadas de equipamentos, coordenação precária dos dispositivos de controle e proteção ou na insuficiente reserva de geração.

c) Estabilidade de Tensão

Está relacionada à capacidade do sistema de manter níveis de tensão adequados em todos os barramentos do sistema em condições normais de operação e após ter sido submetido a um distúrbio. O principal fator associado à instabilidade é a incapacidade do sistema de atender à demanda por potência reativa, diminuindo a tensão nos barramentos. A instabilidade por aumento de tensão também é possível, embora seja pouco comum.

A instabilidade de tensão é um fenômeno local, porém suas consequências podem ter impacto generalizado. O colapso de tensão, por sua vez, representa um fenômeno mais complexo, geralmente resultante de uma sequência de eventos aliado à instabilidade de tensão que podem levar a um *blackout* ou num baixo perfil de tensão em uma parte significativa do sistema. Enquanto a estabilidade angular foca no comportamento angular das máquinas, a estabilidade de tensão é mais influenciada pelo comportamento das cargas. Quando ocorre um distúrbio, a potência consumida pelas cargas tende a ser restaurada através do ajuste do escorregamento em motores de indução, atuação dos reguladores de tensão e de transformadores comutados sob carga (LTC). Entretanto, as cargas quando restauradas aumentam o fluxo de potência na rede, isto é, com maior consumo de potência reativa, levando a um baixo nível de tensão.

Assim como na estabilidade angular, a estabilidade de tensão pode ser subdividida em duas classes: estabilidade em regime permanente e estabilidade a grandes impactos. Na primeira subclasse, definem-se as características próprias do sistema tais como: distância do ponto de operação ao ponto de instabilidade e margem de carga. Esta abordagem permite definir onde e porque ocorre a instabilidade de tensão. Em contrapartida, a segunda subclasse avalia o desempenho dinâmico do sistema durante um período suficiente para que se possa considerar o efeito dos LTC's, cargas termostáticas, limitadores de corrente de campo, entre outros. Neste caso, o período de análise deve ser de alguns segundos a vários minutos.

2.3 Escalas de Tempo em Sistemas Elétricos de Potência

A obtenção do desempenho dinâmico de sistemas de grande porte sempre representou um dos grandes desafios no campo da engenharia. Quando os primeiros algoritmos surgiram, a principal dificuldade estava relacionada às limitações de armazenamento e processamento dos computadores disponíveis.

Ao longo dos anos, os computadores evoluíram muito rapidamente, amenizando os problemas anteriores citados. Um dos fatores que contribuiu ativamente neste quesito foi a utilização do processamento paralelo. No entanto, como problema mais específico da Engenharia Elétrica, a dimensão dos sistemas elétricos de potência também aumentou. Outros equipamentos surgiram, diversos controles foram criados e os já existentes melhorados. Todo este cenário motivou (e ainda motiva) estudos da relação entre a representação mais detalhada e o esforço computacional requerido.

Uma simulação em que todos os equipamentos e controles associados ao sistema de potência são modelados de forma detalhada representaria um cenário ideal. Isto possibilitaria que os operadores gerenciassem o sistema de uma forma ainda mais otimizada, com redução de custos e com maior confiabilidade. O conhecimento do sistema seria completo, pois muitas informações estariam disponíveis.

Na prática, esta representação completa não é possível. Limitações relacionadas à disponibilidade de dados confiáveis, bem como o tempo de processamento (tendo em vista o intervalo de tempo disponível para as ações de controle), impossibilitam esta abordagem. Em muitos casos, o estado do sistema é então determinado através de estudos em regime

permanente, utilizando os algoritmos de fluxo de potência. As tensões, os ângulos e os fluxos tornam-se conhecidos.

Muitas são as aplicações nas quais a análise estática é satisfatória. Em estabilidade de tensão, por exemplo, esta abordagem é suficiente para determinar a barra crítica do sistema e calcular a margem de carga [44], analisar as contingências mais significativas [45], redespacho de potência [46], nos ajustes de controles [47]. Porém, informações relacionadas a alguns tipos de controles não são conhecidas, muito menos a evolução das variáveis dinâmicas ao longo do tempo.

Mais críticos ainda são os casos próximos da instabilidade, já que o algoritmo pode simplesmente divergir e maiores informações não estão disponíveis. Nestes casos, a simulação dinâmica deve ser utilizada, já que a simulação no domínio do tempo contorna esses problemas, além de apresentar diversas outras vantagens, tais como [44]:

- Maior precisão na modelagem, sendo inclusive utilizada como referência para validar outras técnicas mais rápidas;
- Possibilita estudar outros mecanismos da instabilidade que não seja apenas inexistência de ponto de equilíbrio, não capturado pelos métodos estáticos;
- Maior facilidade para interpretar resultados, avaliar eventos que levam à instabilidade e determinar ações corretivas.

Para tentar representar com um maior nível de detalhamento e menor esforço computacional, convém dividir a simulação dos sistemas de potência em escalas de tempo que consideram desde milissegundos até horas. De modo geral, esta escala é subdividida em três categorias [42]:

- Curto prazo ou período transitório: de 0 a 10 segundos;
- Médio prazo: desde 10 segundos até poucos minutos;
- Longo prazo: de poucos minutos até dezenas de minutos.

A definição exata entre o médio prazo e o longo prazo ainda não é bem clara. Para períodos de análise superiores ao transitório, a escolha dos modelos considerados é baseada no fenômeno em estudo em vez do tempo de resposta do equipamento em comparação ao tempo

de simulação. Por esta razão, em muitos casos, o conceito de médio prazo é desconsiderado, sendo definido como longo prazo todo o período superior ao transitório [42].

De modo mais específico, pode-se definir a atuação dos equipamentos nas faixas de tempo descritas na Tabela 2-1 [44][49].

Tabela 2-1 - Período de Atuação dos Equipamentos

| Escala de Tempo | Componentes do Sistema |
|-----------------|--|
| Longo Prazo | LTC's, Limitadores de sobrexitação, capacitores/reatores chaveáveis, Controle automático de geração e controle secundário de tensão. |
| Transitório | Geradores, AVRs, reguladores, HVDC,SVC, motor de indução |

Por outro lado, se for de interesse adotar uma classificação mais abrangente, pode-se separar e classificar as atuações dos equipamentos do sistema, bem como as ações de controle de acordo com escalas de tempo definidas na Tabela 2-2 [49]-[52].

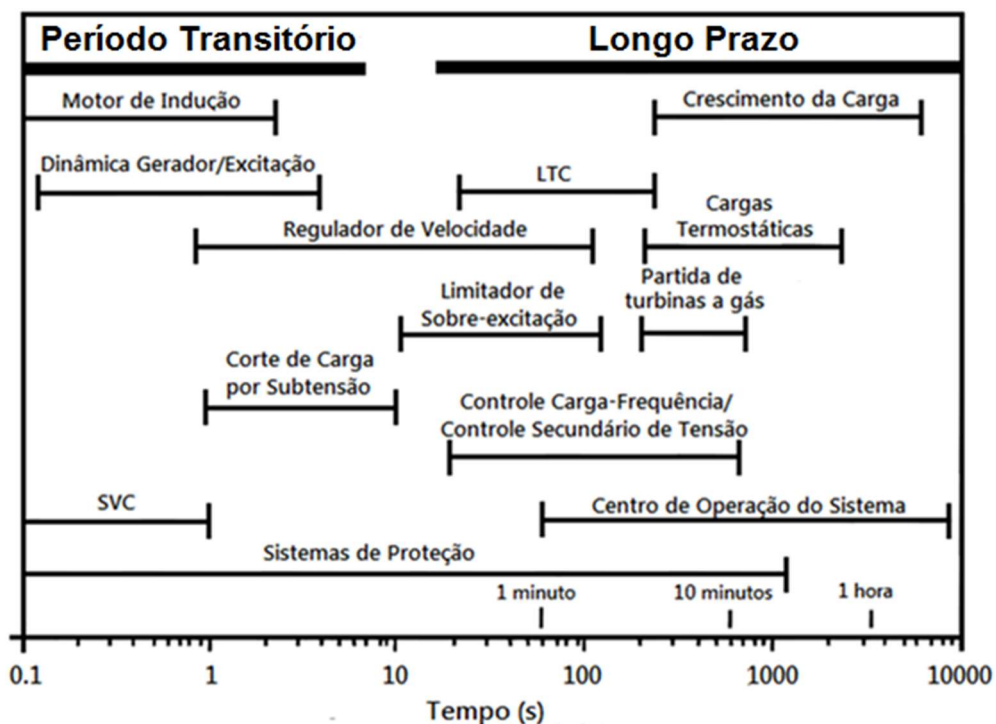


Figura 2-2 - Divisão em Escalas de Tempo

Esta divisão é motivada pelo conhecimento do impacto que o modelo a ser considerado resulta, dada a ocorrência de uma perturbação, em um determinado instante de tempo. Quando os modelos não influenciam consideravelmente, pode-se considerar que os mesmos já se encontram em regime permanente (para o caso de constantes de tempo rápidas) ou que simplesmente ainda não atuaram (em equipamentos com constantes de tempo lentas). Esta consideração reduz a dimensão do problema e, conseqüentemente, o tempo necessário para executar a simulação. Diante do exposto, fica evidente que a divisão das simulações dinâmicas em escalas de tempo é uma atitude inteligente e necessária.

2.4 O Modelo Algébrico-Diferencial

Antes de discutir como é realizada a simulação ao longo do tempo, deve-se definir o conjunto de equações representativas do sistema. Se os modelos dos componentes do sistema elétrico, apresentados no Apêndice A forem considerados, obtém-se o seguinte conjunto algébrico-diferencial (DAE) [49][52]:

$$\dot{x} = f(x, y, z, w) \quad (2.1)$$

$$0 = g(x, y, z, w) \quad (2.2)$$

$$z(k + 1) = h(x, y, z(k), w) \quad (2.3)$$

$$w = \phi(t) \quad (2.4)$$

sendo x um vetor composto pelas variáveis dinâmicas associadas aos equipamentos que possuem dinâmica na escala transitória; y o vetor das variáveis algébricas relacionadas ao comportamento da rede, z o vetor de variáveis discretas e w a evolução da carga ao longo do tempo. Observe que f representa um conjunto de equações diferenciais enquanto que g um conjunto algébrico, mas ambos se inter-relacionam com as diferentes escalas de tempo e suas variáveis.

Quando o foco da análise é o regime transitório, a simulação é realizada considerando apenas as equações (2.1)-(2.2). Isto porque o tempo de simulação é pequeno quando comparado ao tempo de atuação dos demais elementos, representados pelas equações (2.3) e (2.4).

Por outro lado, quando o estudo abrange o longo prazo, pode-se considerar que a dinâmica representada pela equação (2.1) já alcançou o regime permanente, ou seja, faz-se $\dot{x} =$

0. Neste caso, o conjunto de equações a ser resolvido torna-se puramente algébrico, tendo sua solução afetada pela atuação dos equipamentos representados nas equações (2.3) e (2.4). Entretanto, conforme será discutido na Seção 2.6, podem existir formulações de longo prazo em que todas as equações do conjunto (2.1) a (2.4) são consideradas. Esta formulação completa de longo prazo é adotada neste trabalho.

Note que no longo prazo as equações de natureza discreta (2.3), capturam a transição imposta por controles, proteção e limitadores em função de tempos bem conhecidos de atuação. Estes tempos são predefinidos pelos próprios elementos. Alguns exemplos de equipamentos que atuam nesta faixa de tempo são: transformadores comutados sob carga (LTC), limitadores de sobrecitação (OLX), entre outros. A Figura 2-3 esboça a modelagem dos sistemas de potência em múltiplas escalas de tempo consideradas em estudos de estabilidade [49][52][53].

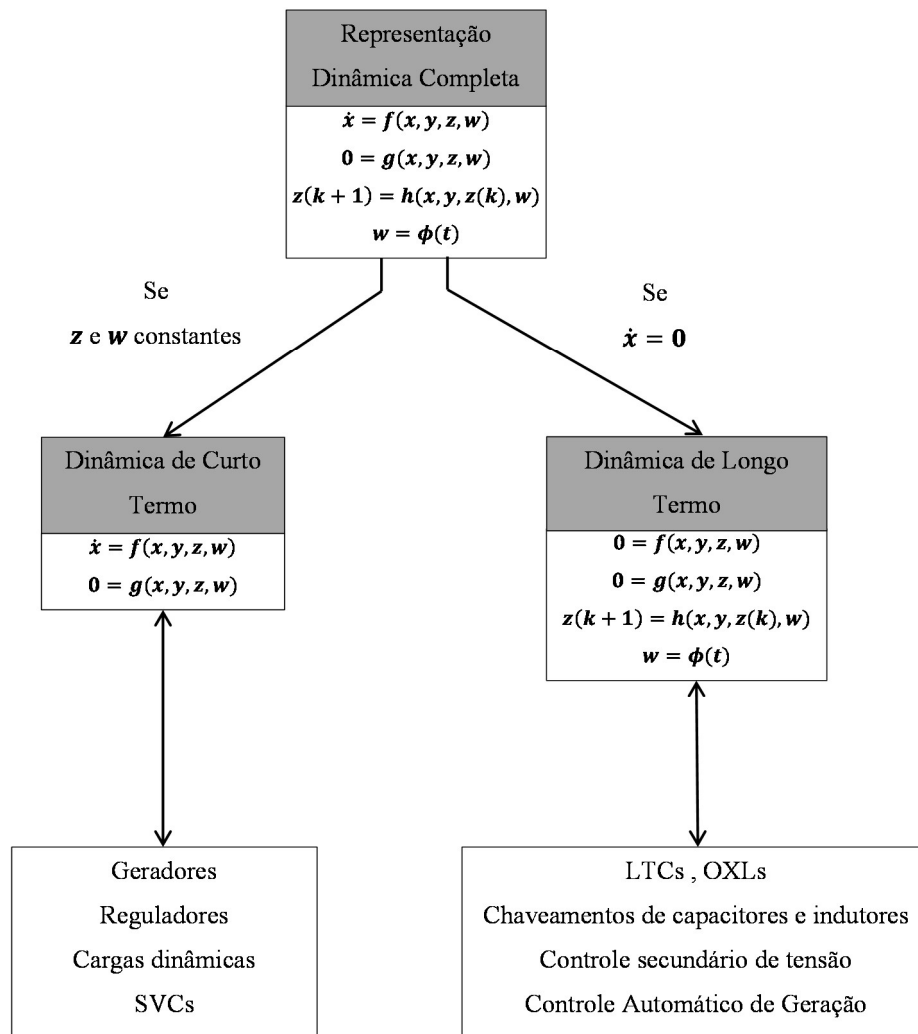


Figura 2-3 - Diagrama Esquemático de Escalas de Tempo

2.5 Simulação Dinâmica

Conforme abordado na Seção 2.4, os sistemas elétricos de potência são representados através de equações algébricas e diferenciais não lineares. Um dos maiores problemas está relacionado ao fato de que muitas destas equações não podem ser resolvidas analiticamente, sendo necessário buscar soluções numéricas. Por esta razão, são utilizados métodos de integração robustos.

O objetivo da solução passo-a-passo do conjunto algébrico-diferencial é computar a resposta dinâmica do sistema o mais rápido possível, respeitando os seguintes critérios [54]:

1. Manter uma precisão suficiente para estudos de engenharia: pequenos erros são tolerados em estudos de estabilidade transitória;
2. Confiabilidade: os métodos numéricos devem ser matematicamente estáveis e livres de problemas de convergência;
3. Econômicos: do ponto de vista de armazenamento e custo computacional (tempo de uso da CPU);
4. Flexíveis: permitir que novos equipamentos/modelos sejam adicionados, bem como permitir fácil manutenção do algoritmo implementado.

Existem diversos métodos disponíveis na literatura para a solução do conjunto de equações (2.1)-(2.4). Basicamente eles são classificados de acordo com os seguintes fatores [42]:

1. O modo como as equações algébricas e diferenciais são solucionadas, ou seja, de forma particionada ou simultânea;
2. O método de integração usado: implícito ou explícito;
3. A técnica usada para resolver as equações algébricas: Gauss-Seidel, Newton-Raphson, entre outros.

Entretanto, comumente são utilizadas duas abordagens em *softwares* de simulação de sistemas elétricos de potência: solução particionada, baseada em métodos explícitos de integração (PE); e a solução simultânea, utilizando métodos implícitos (SI). Por esta razão, ambos são apresentados com maiores detalhes a seguir.

2.5.1 Método PE

Na abordagem particionada, as equações algébricas e diferenciais são resolvidas separadamente. Como a solução é explícita, o valor da integral é aproximado, a partir de valores já conhecidos no instante anterior. Neste caso, o conjunto (2.1) é solucionado usando um método de integração para encontrar x e as equações algébricas (2.2) resolvidas separadamente para y . Quando o objetivo é determinar x , é necessário o conhecimento de y , mesmo que seja de forma aproximada. Da mesma forma, para o cálculo de y , é necessária uma estimativa de x [55]. Este processo pode levar ao surgimento de erros de método, como resultado da interação a cada passo de integração. Dentre os métodos explícitos, são mais conhecidos os de Runge-Kutta de ordem 2, 3 ou 4 [56][57].

O método PE é o mais utilizado em programas de análise transitória, principalmente pelo seu melhor desempenho computacional em relação ao simultâneo-implícito. Além disso, possui facilidade de programação, é simples e confiável. Como desvantagem destaca-se o fato de ser susceptível à instabilidade numérica.

2.5.2 Método SI

Neste método, as equações diferenciais dadas pela equação (2.1) são transformadas em equações algébricas, usando um método implícito, geralmente o trapezoidal. Como característica dos métodos implícitos, a integral é aproximada por funções de interpolação lineares, envolvendo não somente valores conhecidos, mas também valores ainda não determinados. Neste caso, as equações do conjunto (2.1), agora algébricas, são então resolvidas simultaneamente com as equações algébricas restantes, dadas pelo conjunto (2.2), utilizando um método de resolução de equações não lineares. O mais utilizado é o conhecido método de Newton-Raphson.

Como vantagem, este método não apresenta problemas de interface, além de ser numericamente mais estável que o PE. Por estas razões, é utilizado no conhecido programa ETMSP (*Extended Transient Midterm Stability Package*) [58]. Maiores detalhes da aplicação numérica deste método serão apresentados na próxima seção, quando serão abordadas as simulações quase-dinâmicas.

2.6 Análise Quase-Dinâmica

A análise de longo prazo de sistemas elétricos de potência pode ser realizada utilizando ferramentas de fluxo de potência ou de análise dinâmica. A análise estática requer um menor esforço computacional, além de uma quantidade reduzida de dados. Quando o foco é o estudo da estabilidade de tensão, a primeira abordagem é suficiente em muitos casos. Para a determinação da margem de carga [59], identificação de barras críticas [44], e a determinação de ações de controle [60] esta abordagem fornece informações suficientes e relevantes. Porém, não representam de forma adequada os efeitos cronológicos de ações de controle lentas [29].

Em [61], inclusive, o autor destaca que existem discrepâncias entre os resultados obtidos utilizando modelos estáticos e dinâmicos. Neste sentido, o modelo quase-dinâmico (QSS), também conhecido como quase-estático ou de longo prazo, mescla as potencialidades de busca da solução dos dois métodos anteriores, uma vez que preserva a velocidade de resolução do fluxo de potência com o modelo mais elaborado de simulação dinâmica.

2.6.1 Descrição e Características

Na simulação quase-dinâmica, considera-se que o sistema já atingiu uma condição de regime permanente, isto é, que a fase transitória já ocorreu. Neste caso, as derivadas das variáveis de estado podem ser consideradas nulas para um período maior que o transitório, sendo o conjunto algébrico-diferencial (2.1)-(2.4), substituído pelo conjunto de equações (2.5)-(2.8):

$$0 = f(x, y, z, w) \quad (2.5)$$

$$0 = g(x, y, z, w) \quad (2.6)$$

$$z(k + 1) = h(x, y, z(k), w) \quad (2.7)$$

$$w = \phi(t) \quad (2.8)$$

Note que, quando se considera o período transitório estável e rápido, o sistema passa a ser representado por um conjunto puramente algébrico, sem prejuízo na resposta de longo prazo, sendo desnecessária a utilização de métodos de integração. Neste caso, a solução é composta por uma sucessão de pontos de equilíbrio, obtidos por Newton Raphson. A cada

instante de tempo, o ponto de equilíbrio é então usado para avaliar se alguma das variáveis discretas precisa ser atualizada, por exemplo, um LTC ou o OXL de alguma máquina [30].

Se ocorrer alguma alteração nas variáveis discretas, um erro é gerado e, neste caso, a matriz jacobiana é atualizada. Caso contrário, o ponto de equilíbrio do instante t é igual ao do instante $t - 1$.

A representação do sistema apenas com equações algébricas aliada à variação suave da carga e simplificações na modelagem dos equipamentos torna esta abordagem mais atraente sob vários aspectos

Em resumo, as principais considerações e simplificações adotadas no modelo QSS são [62]:

- a) Nas análises da estabilidade de longo prazo, as dinâmicas transitórias têm pouca influência, sendo substituídas por equações de equilíbrio, ou seja, $\dot{x} = 0$;
- b) A dinâmica de longo prazo é determinada pelos últimos pontos de equilíbrio, até que uma nova transição ocorra. Os tempos de transição são determinados pelas dinâmicas discretas representadas pela equação (2.7);
- c) A simulação QSS é mais rápida em comparação à simulação dinâmica completa, uma vez que não é necessária a integração numérica das equações diferenciais;

Apesar das diversas vantagens do método QSS originalmente proposto, as simplificações consideradas podem resultar na perda de informações. Quando se considera que as dinâmicas lentas são nulas, algumas variáveis de estado são eliminadas. Na máquina síncrona, por exemplo, a representação completa do modelo E'_q é composta por três equações diferenciais e duas algébricas, totalizando cinco equações. Na análise QSS, após algumas manipulações, o modelo E'_q passa a ser representado por apenas três equações algébricas: uma que substitui as três equações diferenciais ($E_q = E_{fd}$) além das outras duas que fazem a conexão do gerador com a rede (I_d e I_q). Além dessa, outras simplificações são feitas nos demais dispositivos [44]. Como consequência, por alguns fenômenos que ocorrem dinamicamente no sistema elétrico de potência não são capturados.

Em programas de fluxo de potência, alguns fenômenos dinâmicos, como a bifurcação sela-nó, podem ser determinados de forma aproximada. Este tipo, caracterizado pela presença

de um autovalor nulo, determina o ponto de máximo carregamento, que representa a carga máxima que o sistema consegue suprir. Este é o limite de transmissão de potência do sistema para carga. Do ponto de vista do sistema, ela está associada a um perfil de tensão proibitivo (pode ser baixo ou alto) em uma barra ou grupo de barras. A grande limitação da abordagem estática é que apenas este tipo de bifurcação é identificado.

A análise dinâmica, por sua vez, permite que outros fenômenos dinâmicos possam ser observados, como a bifurcação Hopf, que causa uma forma oscilatória indesejável fisicamente levando à instabilidade de tensão (representado pela presença de um par de autovalores puramente imaginários) [62][63][64].

A partir deste contexto, o método QSS utilizado neste trabalho considera uma abordagem diferenciada ao QSS originalmente proposto, ou seja, todas as equações diferenciais são mantidas nessa abordagem que é utilizada. O conjunto de equações a ser resolvido é o mesmo que na análise dinâmica completa, porém considera-se aqui simplesmente as equações diferenciais nulas. Algumas referências utilizam esta formulação para manter as características dinâmicas do conjunto de equações [65][66]. Em [29], inclusive, os autores denominam este tipo de análise como “Simulação Rápida Modificada”.

2.6.2 Solução do Conjunto QSS

Considere novamente o conjunto de equações (2.1)-(2.4). A determinação dos sucessivos pontos de equilíbrio, a partir do método iterativo de Newton-Raphson, é obtida utilizando uma matriz jacobiana aumentada. Se o foco for o longo prazo, considerando constantes as variáveis discretas durante o processo iterativo, o conjunto (2.5)-(2.6) deve ser resolvido de tal forma que o novo ponto operativo é determinado conforme descrito a seguir.

$$\begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} -\Delta f(x, y, z, w) \\ -\Delta g(x, y, z, w) \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

sendo,

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x} & \frac{\partial f}{\partial y} \\ \frac{\partial g}{\partial x} & \frac{\partial g}{\partial y} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

onde J representa a jacobiana aumentada.

Observe na equação (2.9) que a cada iteração novos valores de x_i e y_i são adicionados aos valores iniciais de x_0 e y_0 , até que o valor do erro absoluto fique dentro de uma tolerância especificada. Após a convergência, ter-se-á a reposta em regime permanente do sistema. Entretanto, é possível determinar de forma combinada, as soluções transitórias e de regime permanente, simplesmente considerando algumas modificações na formulação original da análise QSS. Em [67] e [68] esta abordagem já é utilizada.

Já em [65] e [66] é proposto um método combinado que possibilita o chaveamento automático entre os períodos de análise, empregando uma mesma modelagem do sistema ao longo de toda a simulação. Neste método, parte-se da fórmula de recorrência para o método trapezoidal, dado pela equação (2.11), sendo h o passo de integração.

$$x_{n+1} = x_n + \frac{h}{2} [f(x_n, y_n, t_n) + f(x_{n+1}, y_{n+1}, t_{n+1})] \quad (2.11)$$

Após algumas manipulações, a equação (2.11) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$0 = F(x, y) = -x_{n+1} + x_n + \frac{h}{2} [f(x_n, y_n, t_n) + f(x_{n+1}, y_{n+1}, t_{n+1})] \quad (2.12)$$

Desta forma, pode-se escrever que:

$$\frac{\partial F(x, y)}{\partial x} = -1 + \frac{h}{2} \left[\frac{\partial f(x, y)}{\partial x} \right] \quad (2.13)$$

$$\frac{\partial F(x, y)}{\partial y} = \frac{h}{2} \left[\frac{\partial f(x, y)}{\partial y} \right] \quad (2.14)$$

sendo $\frac{\partial f(x, y)}{\partial x}$ e $\frac{\partial f(x, y)}{\partial y}$ as derivadas parciais que aparecem na matriz jacobiana dada pela equação (2.10) e utilizada na análise de longo prazo tradicional. É possível então optar pela determinação da solução transitória ou quase-dinâmica, sendo o processo alternado simplesmente multiplicando as derivadas parciais fora da diagonal principal e relacionadas às variáveis de estado por $2/h$ e subtraindo 1 na diagonal principal das derivadas parciais relacionadas às variáveis de estado. As derivadas das equações algébricas não sofrem quaisquer alterações,

sendo preservadas ao longo de todo o processo. Assim, a matriz jacobiana que permite a análise combinada é dada pela expressão abaixo [62].

$$J_{dyn} = \begin{bmatrix} 1 - \frac{h}{2} \frac{\partial f}{\partial x} & \frac{h}{2} \frac{\partial f}{\partial y} \\ \frac{\partial g}{\partial x} & \frac{\partial g}{\partial y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial x} & \frac{\partial F}{\partial y} \\ \frac{\partial G}{\partial x} & \frac{\partial G}{\partial y} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Do ponto de vista de implementação computacional, as duas soluções podem ser comutadas se for considerado $h = 2$ e adicionada à matriz J_{dyn} uma matriz cujos elementos da diagonal principal, associados às equações diferenciais, assumem valor unitário, enquanto os demais elementos são nulos.

Uma questão delicada nesta formulação combinada é determinar em quais instantes os métodos devem ser comutados. Em [29] e [67] são apresentadas algumas soluções. Outra metodologia semelhante às anteriores é apresentada em [65]. Neste caso, monitora-se o tamanho do passo (que é variável). Quando ele aumenta três ou quatro vezes o tamanho do passo anterior, o método migra diretamente da análise transitória para a quase-dinâmica. Segundo o autor, os resultados obtidos se mostraram satisfatórios considerando várias configurações do sistema, aumentos de carga, simulações de faltas e análises de autovalores.

Diante de tudo que foi exposto, percebe-se que esta formulação supera as limitações do método QSS original. A análise das principais bifurcações que ocorrem no sistema elétrico torna-se agora possível, pois a matriz jacobiana é idêntica à usada na análise modal. Para isto, avalia-se o comportamento dos autovalores da matriz de estados, obtida através de (2.16) [30]:

$$\tilde{A} = \left(\frac{\partial F}{\partial x} \right) - \left(\frac{\partial F}{\partial y} \right) \left(\frac{\partial G}{\partial y} \right)^{-1} \left(\frac{\partial G}{\partial x} \right) \quad (2.16)$$

Além disso, outras informações podem agora ser obtidas com as matrizes J_{dyn} e \tilde{A} , tais como: análise de sensibilidade e direções para determinação de ações de controle.

2.6.3 Exemplo de Aplicação

Para facilitar a compreensão do método de simulação quase-dinâmico, bem como sua utilização na análise de bifurcações em sistemas elétricos de potência, apresenta-se a seguir um

exemplo de aplicação. Considere o sistema de duas barras da Figura 2-4, composto por uma máquina síncrona conectada a uma carga através de uma linha de transmissão [63]:

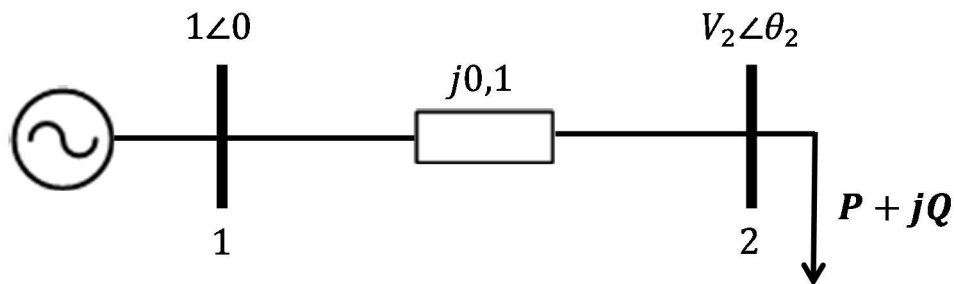


Figura 2-4 - Sistema Duas Barras

A máquina síncrona é representada pelo modelo de dois eixos, também conhecido como modelo E'_d . O controle de tensão é realizado utilizando um regulador de tensão de terceira ordem, conforme apresentado no Apêndice A. Os parâmetros da máquina síncrona e do regulador são mostrados na Tabela 2-2. A carga é modelada como potência constante, contemplando somente a parcela ativa, sendo assumido no caso base $P = 0,1 pu$. A linha de transmissão é representada somente por uma reatância (resistência nula).

Tabela 2-2 - Parâmetros do Sistema Duas Barras

| X_d [pu] | X_q [pu] | X'_d [pu] | X'_q [pu] | T'_d [s] | T'_q [s] | $M = 2H$ [s ² /rad] |
|---------------|---------------|----------------|----------------|---------------|---------------|-----------------------------------|
| 0,8958 | 0,8645 | 0,1198 | 0,1198 | 6,0 | 0,535 | 0,0637 |
| D [pu] | K_e [pu] | T_e [s] | K_f [pu] | T_f [s] | K_a [pu] | T_a [s] |
| 0,0 | 1,0 | 0,314 | 0,063 | 0,35 | 20,0 | 0,20 |

As equações representativas do gerador síncrono e do regulador de velocidade são aquelas já apresentadas no Apêndice A. Assim, o conjunto de equações algébrico-diferencial apresentado na forma matricial é descrito pela equação (2.17), considerando a rede modelada por injeções de potência (utilizada em [63]) ou por (2.18), injeções de correntes.

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{E}'_q \\ \Delta \dot{E}'_d \\ \Delta \dot{E}'_{fd} \\ \Delta \dot{V}_R \\ \Delta \dot{R}_f \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{7 \times 7} & \mathbf{B}_{7 \times 8} \\ \mathbf{C}_{8 \times 7} & \mathbf{D}_{8 \times 8} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E'_d \\ \Delta E'_{fd} \\ \Delta V_R \\ \Delta R_f \\ \Delta I_d \\ \Delta I_q \\ \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta V_1 \\ \Delta \theta_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta \theta_2 \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{E}'_q \\ \Delta \dot{E}'_d \\ \Delta \dot{E}'_{fd} \\ \Delta \dot{V}_R \\ \Delta \dot{R}_f \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{7 \times 7} & \mathbf{B}_{7 \times 6} \\ \mathbf{C}_{6 \times 7} & \mathbf{D}_{6 \times 6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E'_d \\ \Delta E'_{fd} \\ \Delta V_R \\ \Delta R_f \\ \Delta I_d \\ \Delta I_q \\ \Delta V_1 \\ \Delta \theta_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta \theta_2 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Note que (2.17) e (2.18) compreendem o conjunto de equações linearizadas em torno de um ponto de equilíbrio, obtidos através da expansão em Séries de Taylor, considerando apenas os termos lineares da série. No caso das simulações quase-dinâmicas, o vetor do lado esquerdo é nulo, isto é, considera-se $\Delta \dot{\delta} = \Delta \dot{\omega} = \Delta \dot{E}'_q = \Delta \dot{E}'_d = \Delta \dot{E}'_{fd} = \Delta \dot{V}_R = \Delta \dot{R}_f = 0$.

O primeiro passo no processo de simulação e análise dinâmicas de longo prazo é determinar as condições iniciais. A partir da solução de fluxo de potência convencional pode-se obter as variáveis de estado para aquela condição operativa. Em posse dos ângulos e tensões obtidos do fluxo de potência e considerando as condições de equilíbrio dinâmicas, ou seja,

equações diferenciais nulas (condição de regime permanente), pode-se estabelecer as condições iniciais [69][70]. Assim, após manipulações matemáticas, obtêm-se o conjunto de equações que inicializam as variáveis de estado dinâmicas:

$$I_G e^{j\gamma} = \frac{(P_{g1} - P_{L1}) - j(Q_{G1} - Q_{L1})}{V_1 e^{-j\theta_1}} \quad (2.19)$$

$$\delta = \angle(V_1 e^{j\theta_1} + jX_q I_G e^{j\gamma}) \quad (2.20)$$

$$I_d + jI_q = I_G e^{j(\gamma - \delta + \frac{\pi}{2})} \quad (2.21)$$

$$V_d + jV_q = V_1 e^{j(\theta_1 - \delta + \frac{\pi}{2})} \quad (2.22)$$

$$E'_d = V_d - X'_q I_q \quad (2.23)$$

$$E'_q = V_q + X'_d I_d \quad (2.24)$$

$$E_{fd} = E'_q + (X_d - X'_d) I_d \quad (2.25)$$

$$V_R = K_e E_{fd} \quad (2.26)$$

$$R_f = \left(\frac{K_f}{T_f} \right) E_{fd} \quad (2.27)$$

$$V_{ref} = V_1 + \frac{V_R}{K_a} \quad (2.28)$$

$$T_M = E'_d I_d + E'_q I_q + (X'_q - X'_d) I_d I_q \quad (2.29)$$

$$\omega = 1,0 \quad (2.30)$$

Para o sistema da Figura 2-4, as condições iniciais são mostradas na Tabela 2-3. Com exceção dos ângulos, que são expressos em graus, as demais grandezas estão todas em por unidade. Caso nenhum distúrbio ocorra no sistema, as variáveis de estado permanecerão iguais à condição inicial durante todo o tempo de simulação.

Uma falta ou um aumento de carga, por exemplo, resultará em um erro nas equações do conjunto algébrico-diferencial. Neste momento, o conjunto deve então ser resolvido por Newton-Rapshon, de modo que as variáveis de estados sejam atualizadas até que o vetor de erro ou *mismatch* esteja dentro de uma tolerância estabelecida. Maiores detalhes quanto à

simulação ao longo do tempo diante de perturbações serão descritos no Capítulo 3, considerando um sistema multimáquinas.

Tabela 2-3 - Condições Iniciais do Sistema

| I_G | δ | $I_d + jI_q$ | $V_d + jV_q$ | E'_d | E'_q |
|-------------------|----------|--------------------|--------------------|--------|----------|
| $0,1e^{-j0,5730}$ | 4,9389 | $0,0096 + j0,0995$ | $0,0861 + j0,9963$ | 0,0741 | 0,9974 |
| E_{fd} | V_R | R_f | V_{ref} | T_M | ω |
| 1,0049 | 1,0049 | 0,1809 | 1,0502 | 0,1 | 1,0 |

Como descrito anteriormente, outra vantagem desta formulação é a possibilidade de avaliar algumas bifurcações não observadas em estudos de fluxo de potência (análise estática). A abordagem via fluxo de potência fornece apenas informações relacionadas à estabilidade estática, ou seja, ocorrência do processo de instabilidade finalizando com a bifurcação sela-nó (ponto de máximo carregamento do sistema). Por exemplo, para o sistema de duas barras considerado, pode-se obter a curva PV para um fator de potência unitário utilizando o método da continuação [44][71], como mostra a Figura 2-5.

Note que o máximo carregamento do sistema é 5,0 pu. Neste ponto a matriz jacobiana é singular e apresenta um autovalor nulo, uma das características da bifurcação tipo sela-nó que ocorre em um sistema dinâmico. Portanto, mesmo as equações estáticas são suficientes para detectar um fenômeno puramente dinâmico do sistema elétrico de potência.

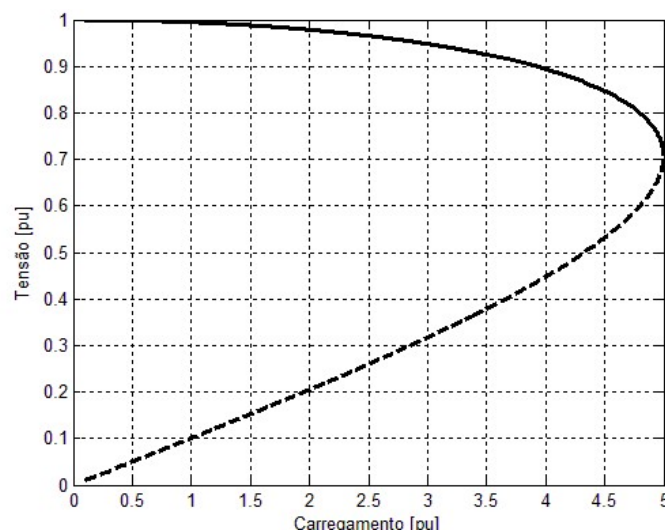


Figura 2-5 - Curva PV da Barra 2

Assim, em 5,0 pu o sistema tornar-se-ia instável dinamicamente. Contudo, pode-se estender a análise da estabilidade dinâmica do sistema. Cabe destacar que maiores detalhes dos resultados apresentados a seguir podem ser encontrados em [63].

Para avaliar a estabilidade em regime permanente do conjunto algébrico-diferencial que representa o sistema elétrico em torno do ponto operativo, considere que a equação (2.17) seja reduzida apenas às equações dinâmicas do sistema, conforme equação (2.31):

$$\tilde{A} = A - BD^{-1}C \quad (2.31)$$

A Figura 2-6 compara a parte real do autovalor crítico da matriz jacobiana do fluxo de potência e a parte real do autovalor crítico da matriz do sistema (\tilde{A}), ambas em função do fator de carregamento do sistema.

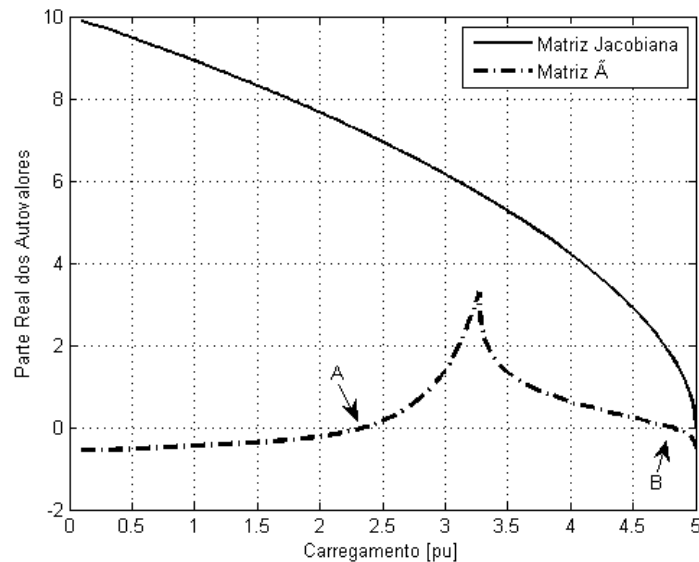


Figura 2-6 - Parte Real das Matriz Jacobiana do Fluxo de Potência e da Matriz Reduzida \tilde{A}

Do caso base até o fator de carregamento de 2,36 pu, nota-se que o sistema é estável dinamicamente já que o mesmo possui menor autovalor (autovalor crítico) sempre com a parte real negativa, conforme mostra o ponto A da Figura 2-6. O fator de carregamento 2,36 pu, representa a ocorrência de um outro fenômeno típico de sistemas dinâmicos, a bifurcação Hopf, conforme destacado em [63], onde dois autovalores dominantes se apresentam através de um par complexo conjugado com parte real nula. Para um determinado intervalo do fator de carregamento, percebe-se que o sistema se torna instável dinamicamente, pois a parte real do menor autovalor se torna positiva. Mais notável ainda é o fato de que a partir de 4,79 pu (ponto

B) o sistema volta a ser dinamicamente estável, com a parte real do autovalor crítico novamente negativa. Nota-se ainda que, como menciona [63], o autovalor crítico do sistema torna-se estável antes do menor autovalor do modelo estático obtido a partir da matriz jacobiana do fluxo de potência convencional, ou seja, o ponto de bifurcação sela-nó. Dessa forma, conclui-se que a curva P-V não fornece completamente a informação referente aos pontos de instabilidade dinâmica do sistema, deixando evidente a necessidade de se avaliar os autovalores da matriz \tilde{A} .

Outra forma de analisar o comportamento dinâmico do sistema e determinar bifurcações do tipo Hopf pode ser encontrada em [72]. Neste caso, o autor propõe dois índices denominados HBI_1 e HBI_2 . No primeiro deles, é utilizado o menor valor singular de uma matriz modificada A_m . Sua principal desvantagem está relacionada ao fato de que a matriz analisada é computacionalmente grande (pouco esparsa). O índice HBI_2 evita este problema. Este segundo índice é baseado no cálculo do menor valor singular de uma matriz jacobiana completa modificada J_m , que é bastante esparsa. Voltando ao sistema apresentado na Figura 2-4 e considerando as mesmas premissas, a Figura 2-7 mostra o comportamento dos índices HBI_1 e HBI_2 em relação fator de carregamento do sistema. Observe que os resultados e conclusões são as mesmas obtidas anteriormente, já que os índices são iguais a zero para os fatores de carregamento em que ocorre a bifurcação Hopf (2,36 pu).

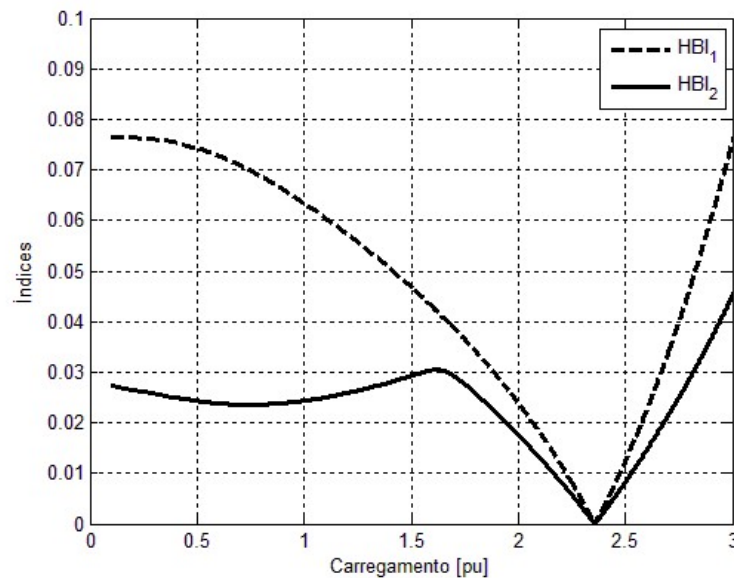


Figura 2-7 - Índices HBI_1 e HBI_2

Diante do exemplo apresentado, ficam claras as vantagens de se utilizar o modelo quase-dinâmico e as análises já sedimentadas na literatura, como o comportamento do menor autovalor da matriz jacobiana do fluxo de potência convencional ou a menor parte real da matriz jacobiana reduzida do sistema dinâmico completo. Lembrando que todas as equações usadas no processo de análise dinâmica são mantidas, não há qualquer simplificação no modelo. Portanto, o estudo das bifurcações no sistema elétrico, importantes em todas as fases desde o planejamento, operação e expansão são aplicáveis, simplesmente realizando uma redução na matriz J_{din} .

2.7 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados alguns conceitos relacionados à análise da estabilidade em sistemas elétricos de potência. Inicialmente foram definidos os tipos de estudos realizados, bem como as escalas temporais consideradas de acordo com o evento simulado e dos resultados esperados. Em seguida foram apresentados os métodos dinâmico e quase-dinâmico de simulação e análise, suas características e considerações. Por fim, apresentou-se um exemplo de aplicação mostrando os passos necessários para preparação do modelo quase-dinâmico.

Considerando os modelos apresentados no Apêndice A, assim como os conceitos e métodos mostrados no Capítulo 2, o próximo capítulo terá como foco validar e explorar algumas das potencialidades da ferramenta desenvolvida seja na análise estática, no comportamento dinâmico do sistema ou na consideração do modelo quase-dinâmico para o longo prazo.

CAPÍTULO 3 – VALIDAÇÃO DA FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO PROPOSTA

3.1 Considerações Iniciais

Quando se deseja avaliar a resposta de uma nova tecnologia ou componente em um sistema dinâmico, principalmente naqueles nos quais a aplicação prática é inviável, seja por questões técnicas ou econômicas, são utilizados programas que buscam emular o comportamento real do mesmo.

Nesta tese foi desenvolvida uma plataforma computacional em Matlab® que permite avaliar a estabilidade de sistemas elétricos de potência, com foco principal na análise da estabilidade de tensão do sistema elétrico. Este programa é dotado de seis módulos de simulação principais:

- Módulo de análise dinâmica (MAD);
- Módulo de análise quase-dinâmica (MQD);
- Fluxo de potência trifásico (FLUXO 3ph);
- Fluxo de potência monofásico (FLUXO 1ph);
- Fluxo de potência unificado (FLUXO UNIFICADO 1ph e 3ph);
- Módulo híbrido: quase-dinâmico combinado com o fluxo de potência unificado (MQD + FLUXO UNIFICADO 1ph e 3ph).

Um diagrama esquemático da plataforma de simulação desenvolvida é mostrado na Figura 3-1. Nos módulos MAD e MQD são utilizados os modelos apresentados no Apêndice A e os conceitos descritos no Capítulo 2. O MAD é indicado para avaliação da estabilidade transitória ao passo que o MQD pode ser usado para determinar a estabilidade de longo prazo.

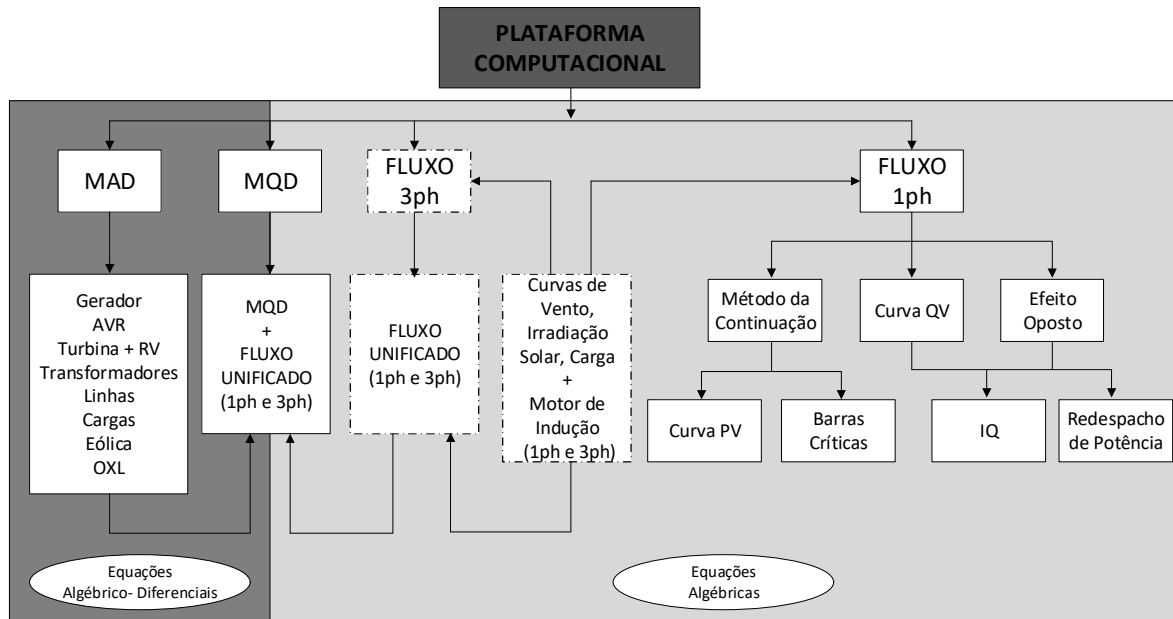


Figura 3-1 - Diagrama Esquemático da Plataforma de Simulação Desenvolvida

O fluxo de potência trifásico e o fluxo de potência unificado 1ph (monofásico) e 3ph (trifásico) foram desenvolvidos em [73]. Por este motivo são representados na Figura 3-1 por linhas tracejadas. O método adotado para solução do fluxo de potência trifásico desequilibrado considera as equações de injeção de corrente em coordenadas retangulares, cuja solução é obtida via Newton-Raphson. O fluxo de potência unificado, por sua vez, tem como principal característica a solução trifásica do fluxo de potência dos sistemas de distribuição e a solução monofásica do fluxo de potência do sistema de transmissão, com solução obtida de maneira simultânea. São considerados modelos de regime permanente para os sistemas de geração eólica e solar, tal que seja possível avaliar o impacto desses sistemas em função da variação das condições meteorológicas ou do comportamento da carga. Mais detalhes da metodologia serão discutidos no Capítulo 6.

Com fluxo de potência monofásico é possível determinar o estado do sistema, ou seja, as tensões e ângulos em todas as barras do sistema. O mesmo também é utilizado para determinar as condições iniciais do MAD e MQD. Incorporado ao fluxo de potência, tem-se ainda algoritmos estáticos de estabilidade de tensão, com maior destaque para os métodos da continuação e do vetor tangente. Estes permitem determinar as curvas PVs e/ou QVs, bem como apontar as barras críticas do sistema. Por fim, o fluxo de potência monofásico é dotado de um submódulo capaz de identificar as ações de controle inversas, bem como realizar o redespacho

de potência reativa visando à correção do problema. Mais detalhes sobre este submódulo serão apresentados no Capítulo 5.

O método híbrido, obtido a partir do módulo quase-dinâmico combinado com o fluxo de potência unificado, não será abordado neste capítulo, uma vez que o Capítulo 6 será inteiramente voltado para o mesmo.

Assim, este capítulo tem como objetivo apresentar alguns resultados obtidos utilizando a plataforma computacional desenvolvida. Como o fluxo de potência trifásico e o unificado já foram validados em [73], estes não serão novamente avaliados. Em contrapartida, o módulo dinâmico será validado considerando um sistema teste, quando perturbações são consideradas. Os resultados alcançados no programa serão confrontados com os obtidos por um *software* comercial. A partir da validação do módulo dinâmico, são então realizadas simulações quase-dinâmicas. Primeiramente, esta é comparada com a simulação dinâmica em termos de precisão e de tempo computacional. Em seguida é realizado um teste que permite avaliar uma de suas potenciais aplicações.

3.2 Descrição do Sistema Teste

Para validar e discutir as potencialidades da ferramenta desenvolvida é utilizado um sistema composto por nove barras [74][69]. A aplicação para um sistema relativamente pequeno é oportuna, pois facilita a compreensão dos fenômenos que ocorrem sem prejuízo para aplicação em sistemas maiores. Isto possibilita que, caso validado, o programa possa ser estendido para realizar análises em sistemas de grande porte, cuja representação envolve muitas equações e interações entre as grandezas, tornando a interpretação dos resultados e os estudos difíceis quanto à análise das grandezas e suas influências e interações com o sistema e demais grandezas de interesse.

O sistema teste é composto por três geradores conectados às Barras 1, 2 e 3, que se encontram posicionados nos extremos do sistema. O primeiro deles é considerado como a máquina de referência do sistema. Três transformadores elevadores são usados para interligar níveis de tensões diferentes, com valores primários de 16,5kV, 18 kV e 13,8 kV para as Barras 1, 2 e 3, respectivamente. Estes podem operar com *tap* fixo ou variável (LTC). Neste caso o controle de tensão é feito somente pelos geradores ou pelos transformadores quando os *taps* atuam, pois o sistema não apresenta nenhum componente em derivação para controle de tensão.

A interligação entre as barras é feita através de seis linhas de transmissão, todas em 230kV (tensão correspondente ao secundário dos transformadores). Cargas são conectadas às Barras 5, 6 e 8. O diagrama unifilar do sistema é mostrado na Figura 3-2.

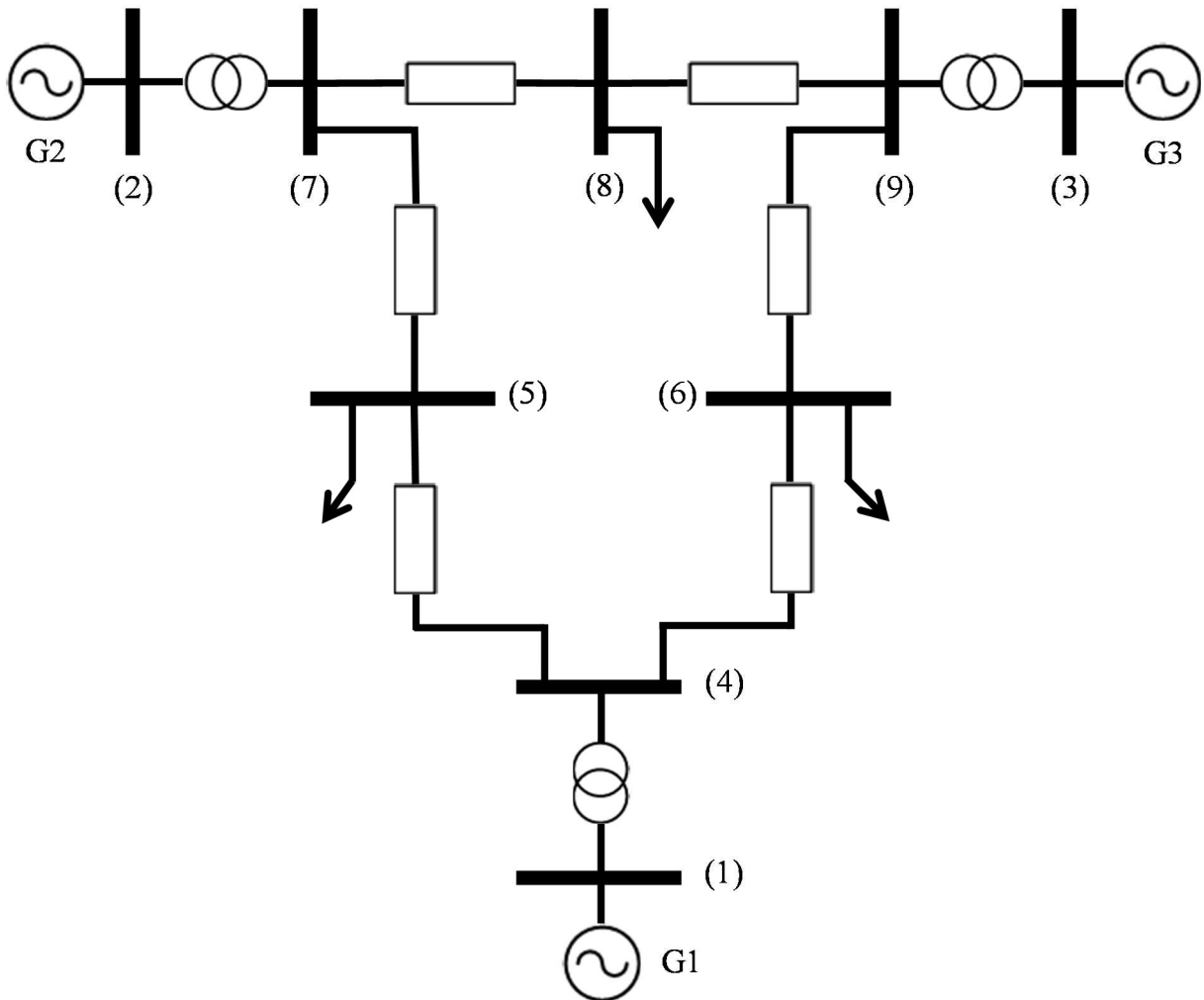


Figura 3-2 - Sistema 9 Barras

Os dados de linha e de barra referentes ao sistema da Figura 3-2 são mostrados na Tabela 3-1 e na Tabela 3-2, respectivamente. Todos os dados são representados na base de 100 MVA e frequência de 60Hz.

Tanto para a análise dinâmica quanto para a quase-dinâmica, cada uma das máquinas é representada pelo modelo E'_d , ou eja, por modelos de quarta ordem. Todas as máquinas são dotadas de reguladores de tensão IEEE Type DC1. A potência durante todo o processo varia através de conjuntos turbinas/reguladores de velocidade apropriados, de modo que a máquina

1 é representada por uma turbina hidráulica, enquanto as máquinas 2 e 3 por unidades térmicas. Os modelos desses componentes são aqueles definidos no Apêndice A. A Tabela 3-3, a Tabela 3-4 e a Tabela 3-5 mostram os dados utilizados para simulação destes componentes.

Tabela 3-1 - Dados de Linha do Sistema 9 Barras

| LT | Circuito | Resistência (p.u.) | Reatância (p.u.) | Suceptância (Mvar) | Tap |
|-----|----------|-----------------------|---------------------|-----------------------|-----|
| 1-4 | 1 | 0,0000 | 0,0576 | 0,000 | 1 |
| 2-7 | 1 | 0,0000 | 0,0625 | 0,000 | 1 |
| 3-9 | 1 | 0,0000 | 0,0586 | 0,000 | 1 |
| 4-5 | 1 | 0,0100 | 0,0850 | 0,176 | |
| 4-6 | 1 | 0,0170 | 0,0920 | 0,158 | |
| 5-7 | 1 | 0,0320 | 0,1610 | 0,306 | |
| 6-9 | 1 | 0,0390 | 0,1700 | 0,358 | |
| 7-8 | 1 | 0,0085 | 0,0720 | 0,149 | |
| 8-9 | 1 | 0,0119 | 0,1008 | 0,209 | |

Tabela 3-2 - Dados de Barra do Sistema 9 Barras

| Barra | Tipo | Tensão (p.u.) | Ângulo (graus) | Pg (MW) | Qg (Mvar) | Pl (MW) | Ql (Mvar) | Shunt (Mvar) |
|-------|-----------|------------------|-------------------|------------|--------------|------------|--------------|-----------------|
| 1 | $V\theta$ | 1,040 | 0,00 | 71,63 | 27,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2 | PV | 1,025 | 9,28 | 163,00 | 6,652 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 3 | PV | 1,025 | 4,67 | 85,00 | -10,9 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 4 | PQ | 1,026 | -2,20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 5 | PQ | 0,996 | -4,00 | 0,00 | 0,00 | 125,00 | 50,00 | 0,00 |
| 6 | PQ | 1,013 | -3,70 | 0,00 | 0,00 | 90,00 | 30,00 | 0,00 |
| 7 | PQ | 1,026 | 3,72 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 8 | PQ | 1,016 | 0,73 | 0,00 | 0,00 | 100,00 | 35,00 | 0,00 |
| 9 | PQ | 1,032 | 1,97 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Tabela 3-3 - Dados Dinâmicos das Máquinas

| Parâmetro | Máquina 1 | Máquina 2 | Máquina 3 |
|---------------|-----------|-----------|-----------|
| H [s] | 23,64 | 6,4 | 3,01 |
| X_d [pu] | 0,146 | 0,8958 | 1,3125 |
| X'_d [pu] | 0,0608 | 0,1198 | 0,1813 |
| X_q [pu] | 0,0969 | 0,8645 | 1,2578 |
| X'_q [pu] | 0,0969 | 0,1969 | 0,25 |
| T'_{d0} [s] | 8,96 | 6,0 | 5,89 |
| T'_{q0} [s] | 0,31 | 0,535 | 0,6 |

Tabela 3-4 - Dados dos Reguladores de Tensão

| Parâmetro | Regulador de Tensão 1 | Regulador de Tensão 2 | Regulador de Tensão 3 |
|-----------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| K_a | 20 | 20 | 20 |
| T_a [s] | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| K_e | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| T_e [s] | 0,314 | 0,314 | 0,314 |
| K_f | 0,063 | 0,063 | 0,063 |
| T_f [s] | 0,35 | 0,35 | 0,35 |

Tabela 3-5 - Dados das Turbinas e Reguladores de Velocidade

| Modelo Genérico | Hidráulica | | Térmica | | |
|-----------------|------------|-----------------|-----------|-----------------|-----------------|
| | Parâmetro | Turbina/RV 1 | Parâmetro | Turbina/RV 2 | Turbina/RV 3 |
| R_1 | R_P | 0,05 | R | 0,05 | 0,05 |
| T_1 | T_g | 0,20 | T_g | 0,20 | 0,20 |
| R_2 | R_T | 0,38 | K_{HP} | 0,3 | 0,3 |
| T_2 [s] | T_R | 5,0 | T_{CH} | 0,3 | 0,3 |
| T_3 [s] | T_w | 1,0 | T_{RH} | 7,0 | 7,0 |

A partir dos dados iniciais do fluxo de potência e dos modelos utilizados, podem ser calculados os valores iniciais das variáveis dinâmicas, ou seja, as condições iniciais (CI) do problema. Conforme discutido no Capítulo 2, estas são obtidas considerando nulas as equações diferenciais, isto é, uma condição de equilíbrio ou ponto operativo do sistema. Para o sistema nove barras, as CI são mostradas no Apêndice B.

3.3 Validação do Módulo para Análise Dinâmica

Após a fase de implementação, um dos principais desafios no processo de desenvolvimento de um *software* é avaliar as respostas obtidas a partir de sistemas testes conhecidos. Para o caso de *softwares* de simulação, a validação se torna indispensável. Geralmente, tem-se como base de comparação outros *softwares* disponíveis no mercado e de amplo uso no setor elétrico, portanto, esta etapa de validação torna-se mais simples. E, obviamente, podem ser necessários pequenos ajustes e correções de *bugs* eventuais.

No Brasil, o programa base para análise do comportamento dinâmico de curto prazo é o *software* de Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM®), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [75]. Seu foco é dirigido para simulação no domínio do tempo, visando à análise de estabilidade eletromecânica. Na versão acadêmica existe uma pequena limitação quanto à dimensão máxima dos sistemas que podem ser processadas pelo programa.

Desta forma, o módulo de análise dinâmica desenvolvido nesta tese é comparado com os resultados obtidos quando as mesmas condições e eventos são aplicados no ANATEM®. A validação é feita inicialmente através da análise da estabilidade angular do sistema. Neste tipo de análise, o objetivo é avaliar o sincronismo das unidades geradoras após um curto-circuito ou uma perturbação qualquer. Durante a fase transitória, as máquinas podem ou não manter o sincronismo. Dois casos são utilizados para validar o módulo desenvolvido: primeiramente, uma aplicação de um curto-circuito trifásico franco em uma linha de transmissão e, posteriormente, um segundo caso de aumento de carga em uma determinada barra do sistema teste.

3.3.1 Aplicação de Curto-Circuito

Como primeiro teste, é simulada a ocorrência de um curto-circuito trifásico franco na Barra 5 no instante de tempo $t=2$ s. O defeito é eliminado em 100ms, ou seja, no instante $t=2,1$ s, através da abertura de disjuntores que conectam a linha 5-7. A simulação é realizada durante 40 segundos, tempo suficiente para avaliar e validar de maneira satisfatória a resposta temporal e o comportamento completo do sistema diante da falta.

Na simulação no ANATEM® são considerados os modelos predefinidos de máquinas síncronas, isto é, elas foram representadas pelo modelo MD02. Em relação aos controles, os mesmos são implementados via CDU (Controladores Definidos pelo Usuário), uma vez que não é possível transformar os modelos predefinidos naqueles mostrados no Apêndice A. A variação da tensão na Barra 5 frente à perturbação para o módulo desenvolvido e o obtido pelo ANATEM® é apresentada na Figura 3-3.

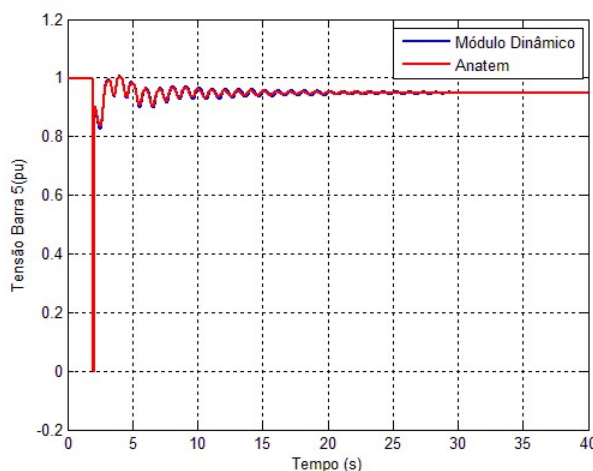


Figura 3-3 - CC3F: Tensão na Barra 5

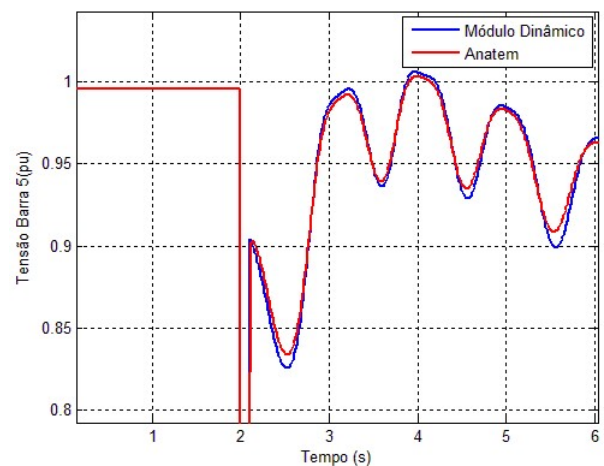


Figura 3-4 - CC3F: Zoom da Tensão na Barra 5 no instante do evento

Analisando a Figura 3-3, observa-se que o resultado obtido com o módulo dinâmico do *software* desenvolvido é praticamente idêntico ao resultado obtido pelo ANATEM®. Esta afirmação fica ainda mais clara quando se observa a Figura 3-4, que mostra em detalhes a tensão na barra num período de tempo ainda mais restrito àquele em que o evento ocorre.

Para avaliar a estabilidade angular do sistema diante do curto-circuito, são traçadas as curvas dos deslocamentos angulares das máquinas 2 e 3 em relação ao ângulo da máquina 1, como mostra a Figura 3-5 e a Figura 3-6, respectivamente.

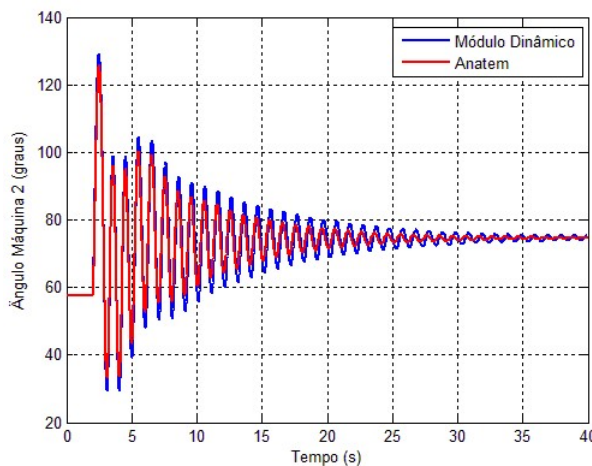


Figura 3-5 - CC3F: Deslocamento Angular Máquina 2

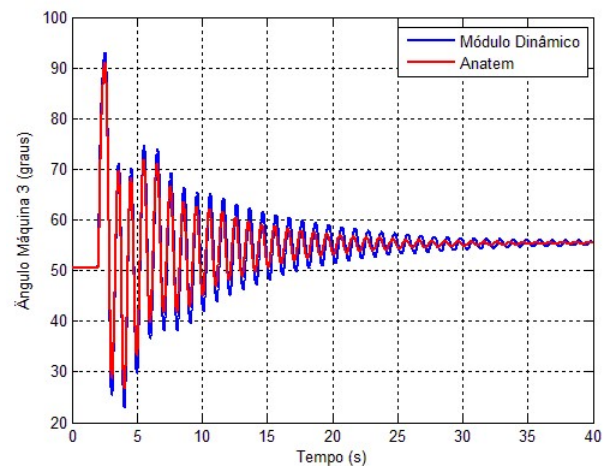


Figura 3-6 - CC3F: Deslocamento Angular Máquina 3

Note que o sistema é estável do ponto de vista de estabilidade angular transitória. Portanto, existe um ponto de equilíbrio pós-perturbação. Além disso, é possível observar uma pequena diferença entre os resultados obtidos. Isto já era esperado, tendo em vista que o modelo de máquina síncrona MD02 do ANATEM® apresenta algumas diferenças em relação ao modelo E'_d representado no módulo dinâmico do *software*, mas que de maneira alguma interfere nos resultados obtidos, sendo praticamente idênticos a menos de pequenos desvios naturais que surgem da diferença entre os modelos de máquinas e do processo numérico de integração assumido nos dois softwares. Em primeiro lugar, o modelo no ANATEM® considera a presença de três enrolamentos amortecedores, ao passo que o modelo de quarta ordem (E'_d) apresenta apenas um enrolamento amortecedor. Outra diferença está relacionada ao fato de que no ANATEM® é necessário inserir dados subtransitórios (reatância, constante de tempo de eixo direto e em quadratura), bem como a reatância de dispersão (X_l), dados estes que não são considerados no modelo E'_d .

Tendo conhecimento destas pequenas diferenças existentes entre os modelos de máquinas adotados nos dois *softwares*, podem ser avaliadas as demais grandezas de interesse sem quaisquer prejuízos ou discrepâncias nos resultados obtidos. A título de comparação, escolheu-se analisar o comportamento dinâmico das variáveis associadas à máquina 1. Contudo, resultados semelhantes são encontrados quando foram observadas as respostas das demais máquinas. A frequência, a potência mecânica e a tensão de campo, todas referentes à Máquina 1, são apresentadas na Figura 3-7, Figura 3-8 e Figura 3-9, respectivamente. Note que,

novamente, os resultados são praticamente idênticos, corroborando a qualidade do módulo de simulação dinâmica desenvolvido.

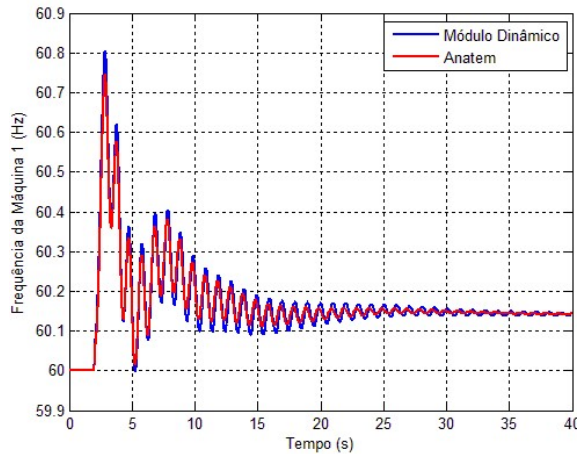


Figura 3-7 - CC3F: Frequência da Máquina 1

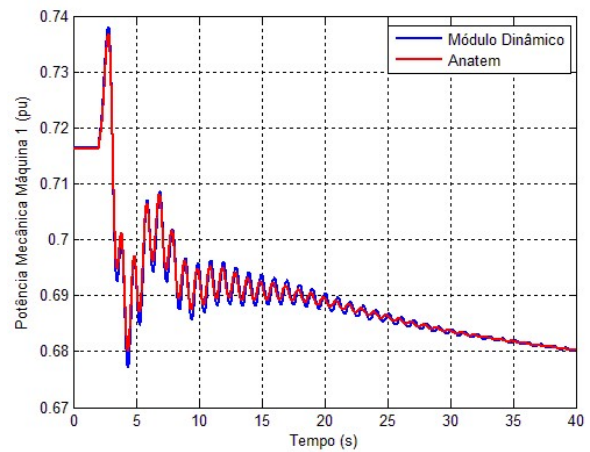


Figura 3-8 - CC3F: Potência Mecânica da Máquina 1

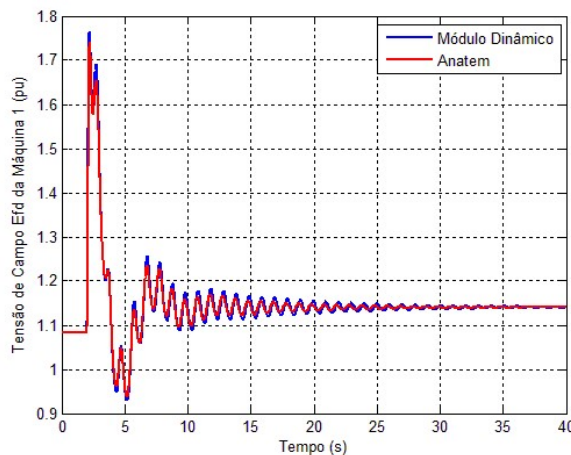


Figura 3-9 - CC3F: Tensão de Campo Efd da Máquina 1

3.3.2 Aumento de Carga

Em um segundo teste realizado para validar o módulo dinâmico, considerou-se um aumento súbito de 20% na parcela ativa da carga da Barra 8, no instante $t=2$ s. Neste caso o tempo de simulação considerado é de 30 segundos, suficiente para analisar o comportamento do sistema no curto e longo prazos.

A Figura 3-10 mostra o comportamento da tensão na Barra 8. É evidente que, quando o evento ocorre, a tensão oscila. Esta oscilação permanece durante alguns segundos, até que o sistema converge para um valor em regime permanente, com magnitude menor do que a inicial. Novamente os valores obtidos no módulo dinâmico são muito próximos aos do ANATEM®.

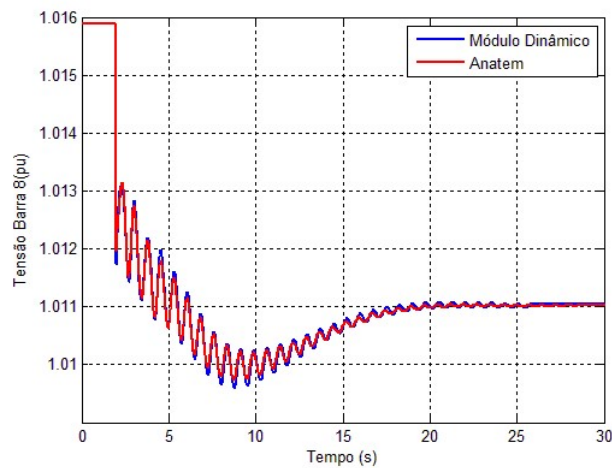


Figura 3-10 - Aumento de Carga: Tensão na Barra 8

Para analisar a estabilidade angular transitória considere a Figura 3-11 e Figura 3-12 que representam o deslocamento angular das máquinas 2 e 3 em relação à máquina 1. Observe que o sistema é estável do ponto de vista de estabilidade angular, pois existe um ponto de operação estável pós-perturbação.

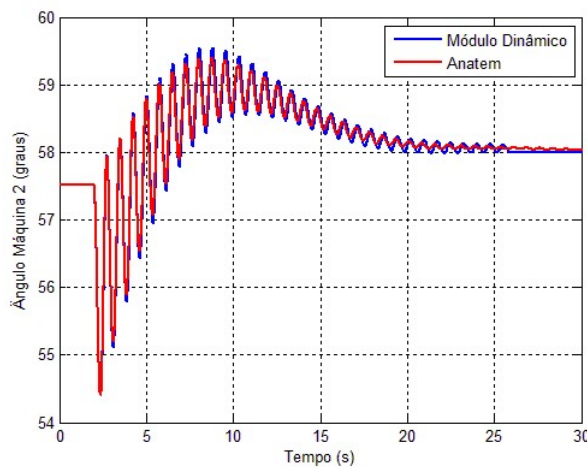


Figura 3-11 - Aumento de Carga: Deslocamento Angular Máquina 2

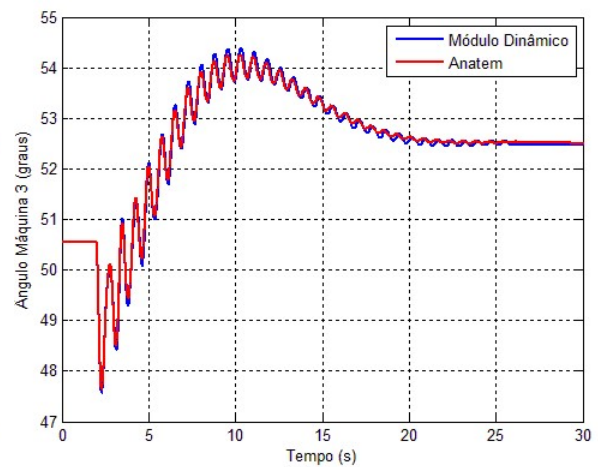


Figura 3-12 - Aumento de Carga: Deslocamento Angular Máquina 3

Além disso, os ângulos das máquinas aumentaram, tendo em vista que as máquinas devem fornecer uma quantidade maior de potência ao sistema. Este comportamento, que tem relação direta com acoplamento $P - \delta$, é mais claro se considerar a Figura 3-13, que mostra a potência mecânica fornecida pela máquina 2, escolhida por conveniência. De maneira análoga,

observa-se na Figura 3-14 que o aumento da carga resultou em queda na frequência da máquina 2 (que é a mesma do sistema).

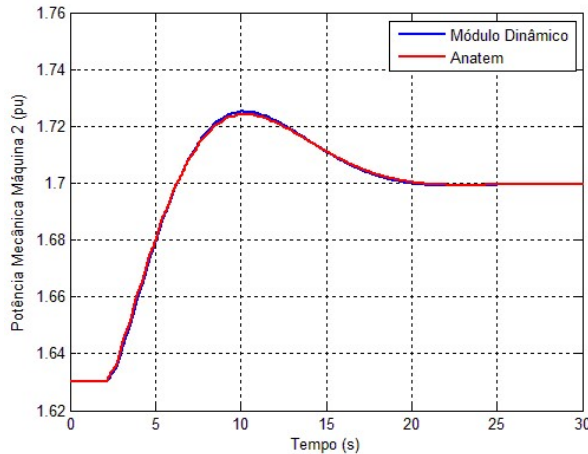


Figura 3-13 - Aumento de Carga: Potência Mecânica da Máquina 2

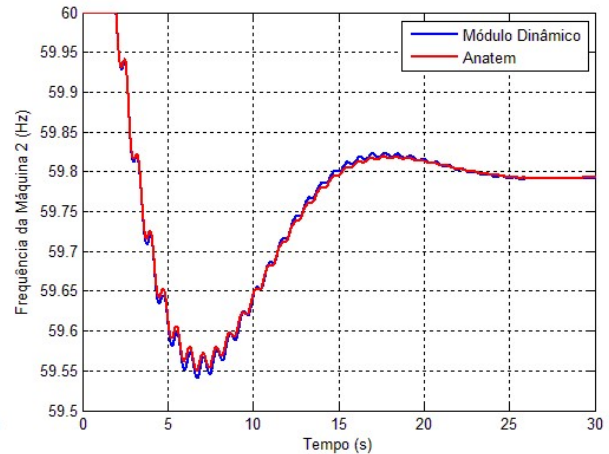


Figura 3-14 - Aumento de Carga: Frequência da Máquina 2

De acordo com os resultados obtidos nos dois testes realizados, o módulo dinâmico mostrou-se comparável ao programa ANATEM® amplamente utilizado no sistema elétrico brasileiro.

3.4 Módulo Quase-Dinâmico

Na seção anterior, o módulo dinâmico foi validado através da comparação dos resultados obtidos em relação ao encontrado com o *software* ANATEM®. O objetivo agora é abordar o desempenho do módulo de simulação quase-dinâmico. Esta etapa será dividida em duas partes. Na primeira delas, um evento é aplicado e os resultados da simulação quase-dinâmica são comparados com os obtidos na simulação dinâmica, considerando evidentemente, as mesmas condições já apresentadas nos testes de validação do módulo dinâmico proposto. Na segunda parte, um teste é feito para mostrar as potencialidades do MQD desenvolvido.

3.4.1 Comparação entre o Módulo Dinâmico e o Módulo Quase-Dinâmico

Para comparar o desempenho do MQD, o evento aplicado no item 4.3.1 é novamente considerado. É simulada a ocorrência de um curto-circuito trifásico na Barra 5 que se inicia em $t=2$ s e cuja eliminação ocorre após 100ms com a abertura da linha 5-7. O tempo total de simulação foi de 40 segundos.

Neste caso, a estabilidade angular do sistema não será avaliada, tendo em vista que está intimamente ligada com o período transitório, o qual é negligenciado em simulações QSS. A tensão na Barra 5 é mostrada na Figura 3-15.

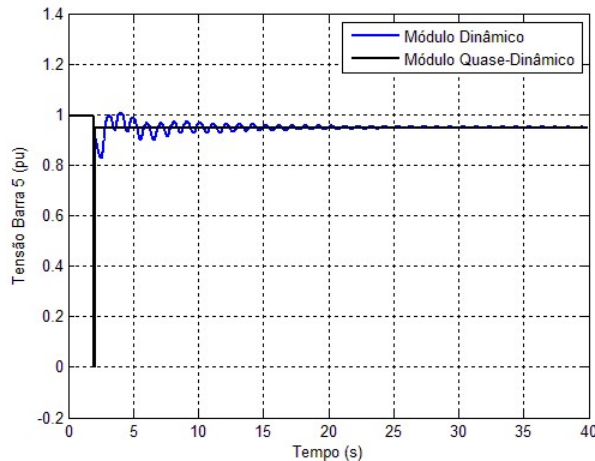


Figura 3-15 - QSS: Tensão na Barra 5

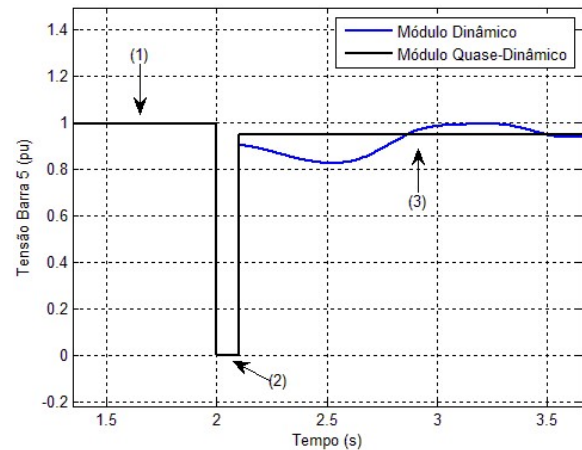


Figura 3-16 - QSS: Zoom da Tensão na Barra 5

Note que o comportamento em regime permanente da tensão na Barra 5 é idêntico utilizando ambos os módulos de simulação. Além disso, a análise quase-dinâmica mostra claramente a existência de três períodos distintos, destacados na Figura 3-16. Nos instantes iniciais, indicados como “(1)” na Figura 3-16, o sistema encontra-se em uma situação pré-perturbação (ponto de equilíbrio pré-distúrbio, por essa razão o comportamento “flat” da resposta até o instante da falta). Durante o evento a tensão na Barra 5 é reduzida a zero, já que a perturbação considerada é a aplicação de um curto-circuito trifásico franco na barra. Este instante é representado por “(2)”. Finalmente, após a abertura da linha, tem-se um novo ponto de equilíbrio pós-perturbação, cuja trajetória é apontada em “(3)”.

Outras variáveis também podem ser comparadas. A Figura 3-17 e a Figura 3-18 apresentam o comportamento da potência mecânica e da frequência da Máquina 2. De acordo com as respectivas figuras, conclui-se que os módulos apresentam resultados idênticos, permitindo assim os estudos e análises de longo prazo, obtidas diretamente das simulações quase-dinâmicas realizadas.

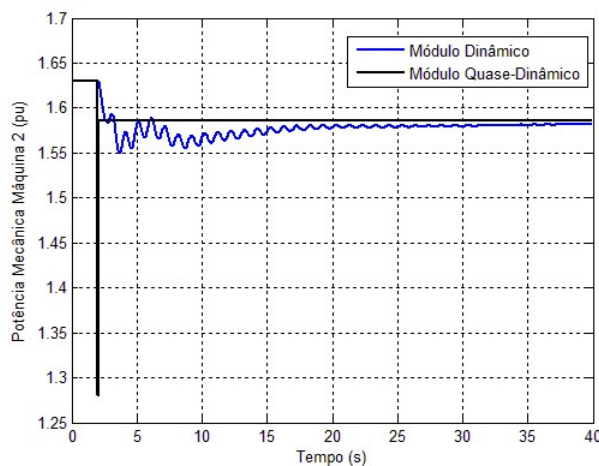


Figura 3-17 - QSS: Potência Mecânica da Máquina 2

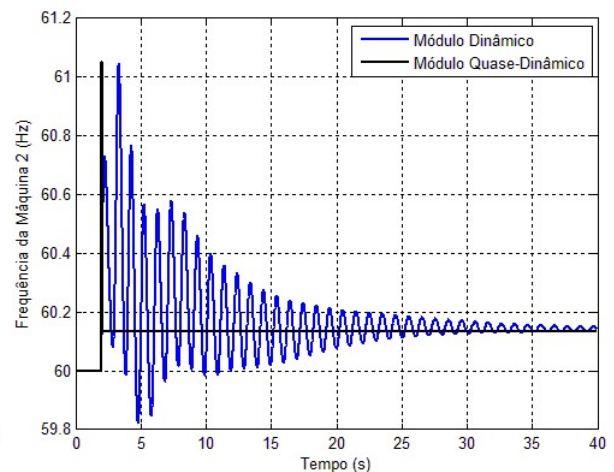


Figura 3-18 - QSS: Frequência da Máquina 2

Outro ponto que merece destaque na comparação entre as duas metodologias diz respeito ao esforço computacional requerido. Utilizando um computador com processador I3, 2,13 Ghz, e considerando que o tempo necessário para realizar todo o processo com o módulo dinâmico é de 1,0 pu (considerando uma determinada base de tempo comum), obtém-se uma melhora significativa no tempo de processamento com o MQD, pois este alcançou a solução de longo termo em apenas 0,2 pu na base de tempo adotada. Isto é, o mesmo teste é simulado em aproximadamente 1/5 do tempo. Além disso, adotou-se o mesmo “passo de integração” (ou passo de atualização para o processo QSS). Na prática, o método QSS utiliza passos maiores do que o dinâmico, diminuindo ainda mais o tempo requerido para simular e, conseqüentemente, aumentando a diferença entre eles.

É evidente que existem algumas limitações do método QSS. Quando grandes perturbações são aplicadas, podem ocorrer casos em que a trajetória dinâmica do sistema não consegue encontrar um ponto de equilíbrio pós-perturbação. Esta situação, denominada instabilidade transitória, pode conduzir a erros de interpretação, uma vez que apesar do MQD indicar a existência de um ponto de operação no longo prazo, o período transitório pode não ter sido suportado pelo sistema. Isto confronta diretamente com uma das premissas básicas do método: o ponto de operação no longo prazo é determinado considerando que o sistema suporta o período transitório, ou seja, é transitoriamente estável.

Como mencionado no Capítulo 2, alguns autores utilizam uma estratégia na qual a simulação é realizada utilizando o módulo dinâmico durante o evento e, em seguida, a

metodologia é chaveada para a quase-dinâmica, cuja resposta é muito mais rápida. Entretanto, determinar de maneira ótima o instante no qual este chaveamento deve ser realizado ainda é uma tarefa bastante complexa. Uma estratégia seria utilizar métodos diretos; outras são abordadas na referência [30] e [65].

3.4.2 Análise da Simulação Quase-Dinâmica

O desempenho dos transformadores comutados sob carga como dispositivos de controle de tensão é de extrema importância em estudos de estabilidade de tensão. Em geral, a potência consumida pelas cargas tende a diminuir com a queda de tensão. A atuação dos LTC's em condições normais tem por objetivo manter a tensão dentro de valores aceitáveis para a carga, tal que a potência da carga seja aproximadamente constante, o que é mais severo para a operação do sistema, pois não ocorre o alívio de carregamento quando da redução da tensão.

Em algumas situações, a atuação do *tap* pode ser inversa à desejada, podendo levá-lo a um processo de instabilidade da tensão por falta de suporte de potência reativa e, finalmente, ao colapso da tensão local e, posteriormente, do sistema inteiro. Esta atuação contrária à esperada já foi observada em um evento que ocorreu na área do Rio de Janeiro em 1999 [76]. As sucessivas manobras do *tap* acabaram deteriorando ainda mais o perfil de tensão local e posteriormente afetando o sistema completo da área Rio, com consequente perda do controle de tensão e redução da margem de carga da área. Devido a sua importância, a seguir é apresentado um estudo de caso via simulação QSS, que aborda a atuação de LTC's quando o sistema sofre uma perturbação qualquer.

Os transformadores ligados às linhas 1-4 e 2-7 operam agora como LTC's. O outro, correspondente à linha 3-9, é mantido com *tap* fixo. Neste caso, a tensão nas barras 4 e 7 são controladas, sendo ambas ajustadas para serem mantidas em 1,025 pu.

Considerando a modelagem discreta dos LTC's mostrada no Apêndice A, são adotados tempos de atuação de 10 segundos, correspondentes à soma do tempo fixo intencional (T_f) e do tempo mecânico necessário para realizar a mudança de *tap* (T_m). O máximo tempo de atraso da característica de tempo inverso (T_d) é considerado nulo. Além disso, a banda morta (d) para o ajuste de tensão é de 0,005 tanto para o limite superior, quanto para o limite inferior.

Considerando uma perturbação aplicada ao sistema, o comportamento dos transformadores é então avaliado e os seguintes eventos destacados:

- Em 7 s, ocorre um aumento de 20% na parcela de potência ativa da Barra 8;
- Em 35 s, a potência ativa na Barra 5 é aumentada em 30%;
- Em 70 s, ocorre um aumento simultâneo da parcela ativa nas Barras 5 e 8 de 30% e 15%, respectivamente.

A simulação é realizada durante 150 s. As tensões nas Barras 4 e 7 são apresentadas na Figura 3-19 e na Figura 3-20, respectivamente. Alguns pontos, considerados importantes, são destacados. Estes foram enumerados de (1)-(8) no gráfico da Barra 4 e de (9)-(16) para a Barra 7. Como os eventos e atuações impactaram ambas as tensões, na descrição feita a seguir, estes pontos são discutidos sempre referenciando dois números, sendo cada um deles correspondente a uma das figuras.

Inicialmente, o sistema encontra-se em um ponto de equilíbrio, com as tensões sendo mantidas nos valores determinados pelas condições iniciais, isto é, ambas estão em 1,025 pu. Em 7 s, ocorre um aumento de carga de 20% na parcela de potência ativa da Barra 8. Consequentemente, observa-se uma redução na tensão, conforme indicado pelos pontos (1) e (9). Como esta redução não é tão elevada, os LTC's não atuam, pois, as tensões mantiveram-se dentro do valor especificado, de acordo com a banda morta considerada (0,005).

Em 35 s, um novo aumento de carga ocorre na Barra 5. A potência ativa da carga é aumentada em 30%, provocando uma nova queda na tensão. Nos instantes (2) e (10), as tensões que antes se encontravam dentro da margem especificada, ultrapassam-na. Depois de transcorridos 10s, tempo este ajustado *a priori*, ocorre a atuação dos LTC's, pontos (3) e (11), em uma tentativa de recuperar o nível de tensão. A primeira atuação não é suficiente, sendo necessária uma segunda que acontece 10s após a inicial, conforme destacado em (4) e (12). A tensão é restabelecida para a dentro da margem assumida.

Aos 70 s um aumento simultâneo de carga é realizado. A potência ativa das barras 5 e 8 são aumentadas em 30% e 15%, respectivamente. Novamente uma queda de tensão é observada, sendo esta mais brusca que as demais consideradas anteriormente. Para tentar reestabelecer as tensões aos valores de referência, o LTC atua por três vezes seguidas, nos instantes apontados

por (6)-(14), (7)-(15) e (8)-(16). A tensão em ambas as barras é então recuperada, assumindo valores pertencentes à margem estabelecida.

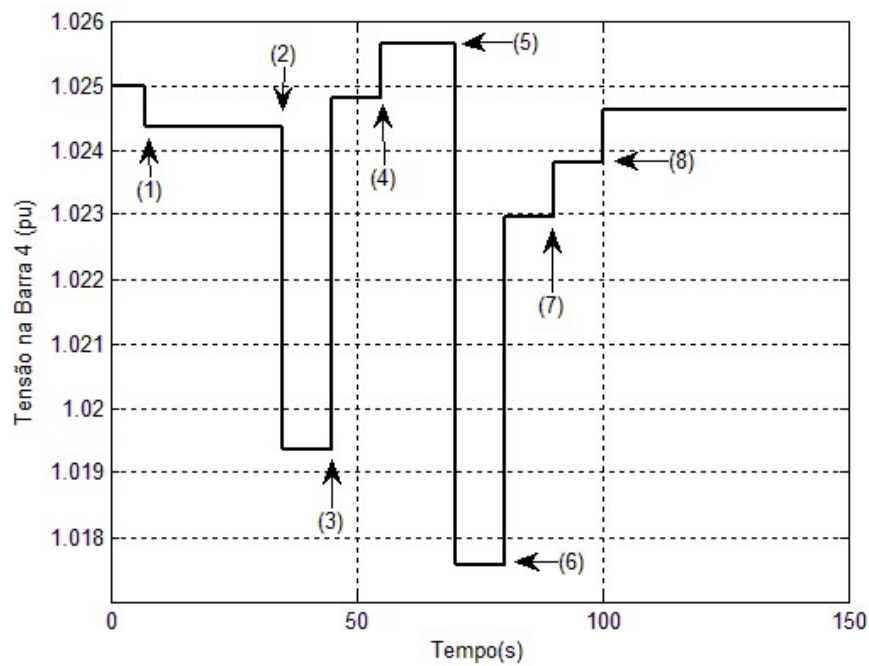


Figura 3-19 - Atuação do LTC: Tensão na Barra 4

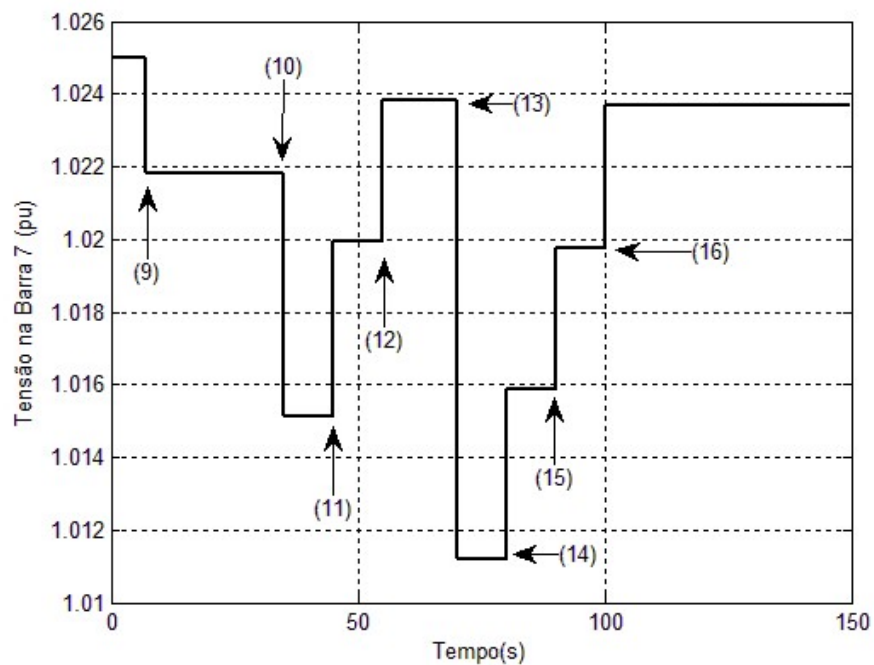


Figura 3-20 - Atuação do LTC: Tensão na Barra 7

A atuação individual dos LTC's e o momento em que estes operam podem ser visualizados na Figura 3-21 e na Figura 3-22. O LTC ligado entre as barras 1-4 é chamado de LTC 1, enquanto que o outro, ligado entre as barras 2-7, é denominado LTC 2.

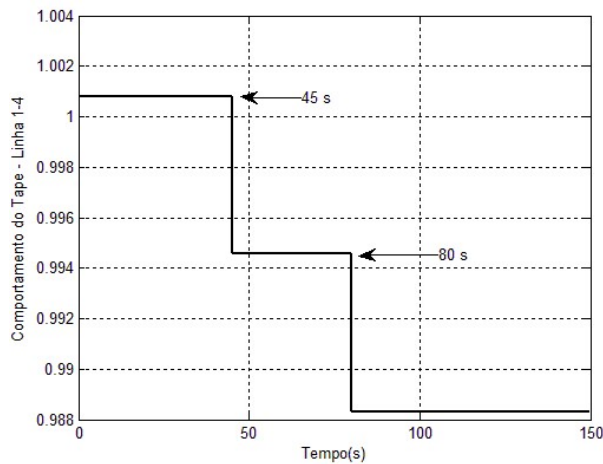


Figura 3-21 - Atuação do LTC: Tap Linha 1-4

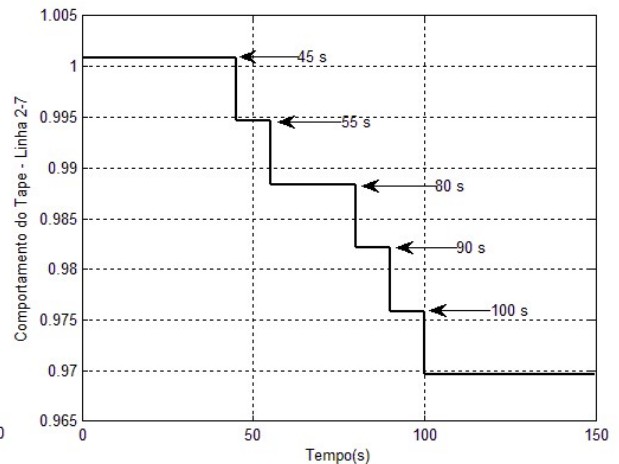


Figura 3-22 - Atuação do LTC: Tap Linha 2-7

Note que em 45 s, ambos os LTC's atuam, reduzindo o *tap* para elevar a tensão nas Barras 4 e 5. Enquanto o LTC 1 muda apenas uma posição, a mudança no outro é feita em dois *momentos* (um em 45s e o outro em 55s). A segunda atuação do LTC se inicia em 80s. Novamente ambos os LTC's atuam: o primeiro altera o *tap* em uma única posição e o LTC 2, por sua vez, localizado entre as barras 2-7, atua em três *momentos*, em 80s, 90s e 100 s. Do mesmo modo que na primeira atuação, os valores dos *taps* são reduzidos para elevar a tensão.

Com base nos testes realizados e nos resultados obtidos, pode-se afirmar que a plataforma desenvolvida pode ser utilizada para avaliar a estabilidade angular e de tensão em sistemas de potência. Em especial, o módulo quase-dinâmico possui um grande potencial para a avaliação do perfil de tensão ao longo do dia considerando a curva de carga.

Além disso, simulações QSS permitem uma visão mais ampla da atuação dos dispositivos de controle de longo prazo em comparação às análises em regime permanente baseadas apenas em fluxo de potência, considerando ainda um menor esforço computacional do que a simulação dinâmica completa. Conhecendo a característica de atuação dos controles, ajustes podem ser feitos, análises de riscos de instabilidades podem ser determinadas com antecedência e estratégias econômicas de operação podem ser propostas.

3.5 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada a plataforma de simulação desenvolvida para a análise da estabilidade de sistemas elétricos de potência. Utilizou-se um sistema de nove barras para avaliar o desempenho e a precisão dos módulos de simulação MAD e MQD inclusos na plataforma desenvolvida. Em um primeiro momento, o módulo dinâmico foi validado através da comparação com os resultados obtidos utilizando um *software* comercial amplamente usado no sistema elétrico brasileiro (ANATEM®). Em seguida foram comparados os módulos dinâmico e quase-dinâmico diante de perturbações comuns que ocorrem no sistema elétrico. Finalmente, apresentou-se uma aplicação da ferramenta quase-dinâmica.

Nos próximos capítulos, diversos estudos serão realizados utilizando os módulos desenvolvidos, assim como os outros módulos que compõem o *software* desenvolvido serão utilizados e validados.

CAPÍTULO 4 - IMPACTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS NA ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

4.1 Considerações Iniciais

Os sistemas de distribuição representam o estágio final da transferência de potência para os consumidores individuais. Antigamente, estes sistemas eram considerados passivos e radiais – a potência fluía em apenas uma direção: do sistema de transmissão para a distribuição, já que grande parte das fontes de geração estava localizada na transmissão. Nos últimos anos este cenário tem mudado, principalmente devido à integração cada vez maior de fontes de geração distribuída conectadas ao sistema de distribuição. A Figura 4-1 ilustra o *layout* destes novos sistemas elétricos.

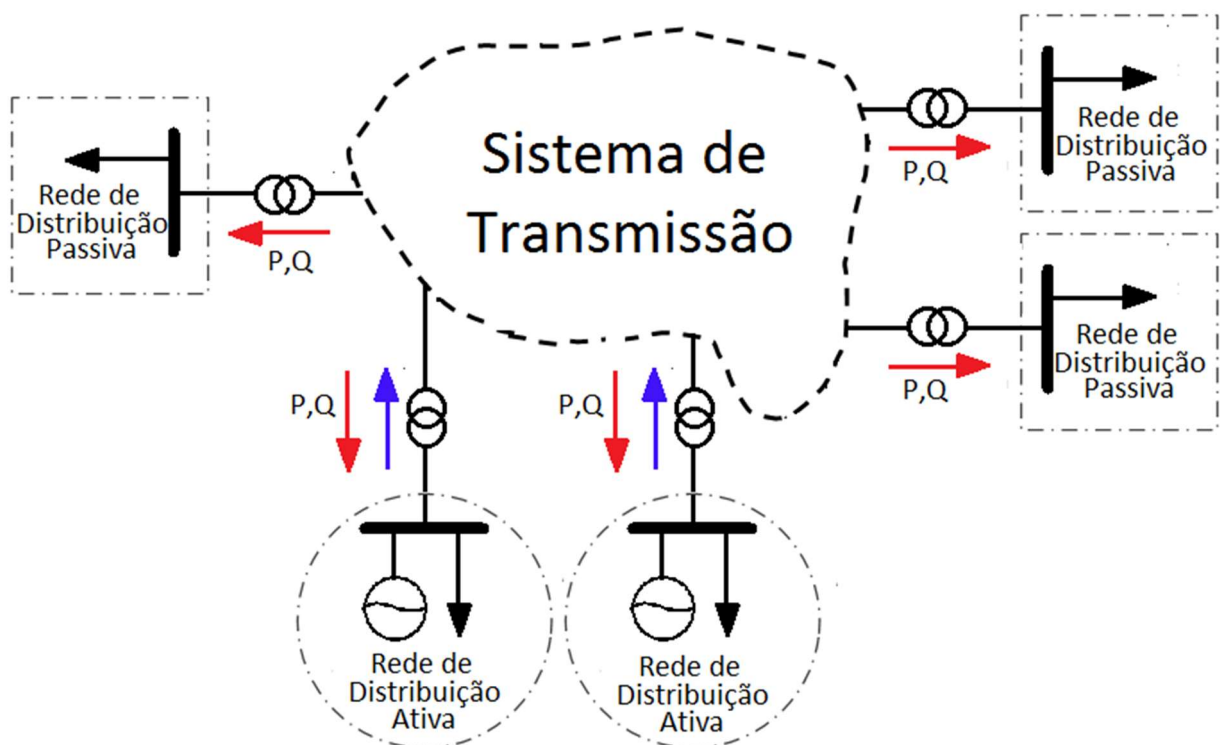


Figura 4-1 - Arquitetura dos Sistemas Elétricos de Potência Modernos

Na Figura 4-1 cinco sistemas de distribuição são conectados ao sistema de transmissão através de transformadores. Três destes sistemas são definidos como redes de Distribuição Passivas (RDP), representados por quadrados com linhas pontilhadas. Estas RDP's recebem energia elétrica da rede principal. Neste caso, o fluxo de potência é unidirecional (do ST para o SD). No entanto, quando o fluxo de potência é bidirecional, o SD é dito ativo e é comumente chamado de Rede de Distribuição Ativa (RDA) [2]. Esta situação ocorre durante certos períodos do dia nos quais o montante de potência gerado no SD é superior à carga local. Como consequência, a energia excedente é exportada do SD para o ST. As RDA's são representadas na Figura 4-1 por círculos com linhas pontilhadas.

Quando da existência de RDA com baixa penetração de geração distribuída, os impactos destas fontes no ST podem ser desprezados. À medida que esta inserção aumenta, o seu impacto deixa de ser restrito apenas à distribuição, passando a ter influência no sistema como um todo.

Do ponto de vista técnico, a integração de GD's pode resultar na melhoria das perdas elétricas, no suporte de potência reativa, no aumento da confiabilidade, na redução do congestionamento das linhas de transmissão. Entretanto, o aumento da penetração de GD's também pode resultar em problemas de instabilidade durante condições de faltas, mudanças de carga ou na direção do fluxo de potência. Além disso, a estabilidade transitória dos geradores conectados ao SD pode ser afetada, já que a inclusão de GD altera os tempos críticos eliminação de faltas assim como adiciona elementos conectados diretamente a rede (com de baixa resistência inercial).

O principal objetivo deste capítulo é avaliar, do ponto de vista estático e dinâmico, o impacto da conexão de GD em grande escala no sistema como um todo, isto é, no SD e ST, com foco no planejamento e na operação dos mesmos. Para isso, a interação entre as RDA's e os ST's será avaliada através de estudo de caso. Três hipóteses serão testadas:

- Hipótese 1) Estudar como a inclusão de GD no SD pode auxiliar na operação do ST. Com este objetivo é proposta uma metodologia de gerenciamento das fontes de geração disponíveis através de um processo de otimização. Pretende-se ainda mostrar que a inclusão de GD de maneira desordenada pode deteriorar as condições operativas do sistema de potência.

- Hipótese 2) Avaliar como a penetração de GD e como as RDA's podem afetar o comportamento dinâmico de um sistema de transmissão (ou parte dele), quando contingências nos SD's e no ST são consideradas.
- Hipótese 3) Avaliar o impacto em se considerar equivalentes elétricos dos SD's em vez da modelagem dinâmica detalhada (SD's e ST modelados dinamicamente) para representar a influência das RDA's na resposta de curto e longo prazos dos sistemas de transmissão. Espera-se que os equivalentes elétricos dos SD sejam suficientes quando o foco dos estudos é a estabilidade de longo prazo.

4.2 Descrição do Sistema Teste

Para avaliar os pontos destacados anteriormente, utilizou-se um sistema integrado, composto por um ST e um SD. A rede de transmissão é representada pelo sistema IEEE 9 barras, apresentando anteriormente na Figura 3-2, e cujas características já foram descritas do Capítulo 3.

Cargas concentradas são consideradas nas barras 5 e 8 do ST, já que os SD's a elas conectadas não possuem GD (são RDP). Por outro lado, a carga da Barra 6 é substituída por um SD de 11kV e de uma carga concentrada, com o objetivo de manter o carregamento original do ST. Os dados elétricos do SD podem ser encontrados em [77] e são reproduzidos no Apêndice C.

Cabe destacar que este SD possui GD tal que, durante alguns instantes do dia, este sistema tenha um excedente de geração, ou seja, energia superior a sua demanda, caracterizando uma RDA. Por esta razão, esta RDA é considerada em detalhes na modelagem do sistema. O ST combinado ao SD é mostrado na Figura 4-2.

Note que as Barras 1 a 9 representam o ST; as Barras 1100 a 1175 representam a RDA. A conexão entre o SD e o ST é realizado através de um LTC que conecta a Barra 6 (ST) à Barra 1100 (SD). Os dados referentes à GD são discutidos ao longo de cada seção.

Ao longo das simulações apresentadas neste capítulo, duas tecnologias de GD's serão consideradas: geradores síncronos, representando pequenas centrais hidroelétricas e turbinas eólicas tipo DFIG.

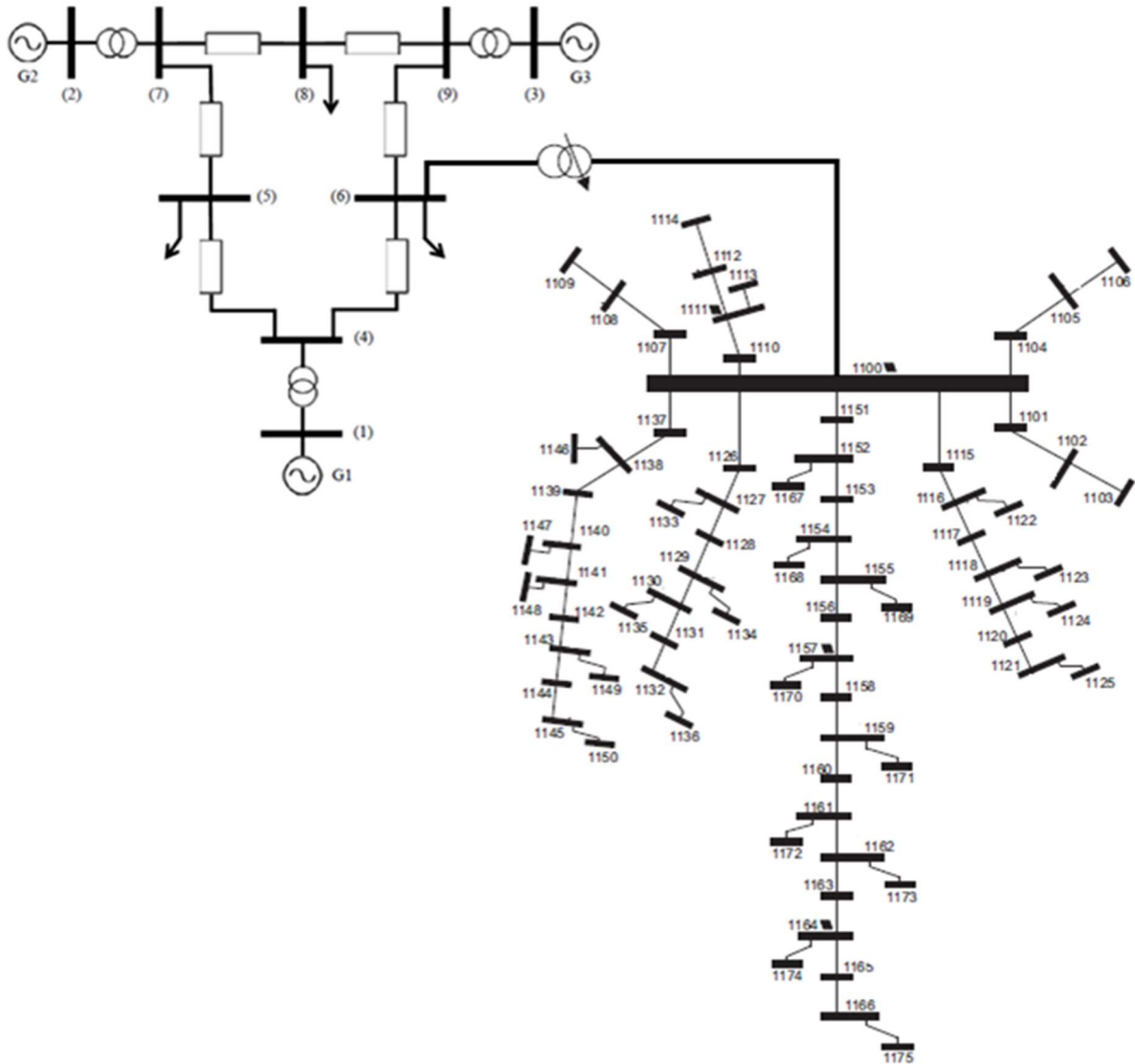


Figura 4-2 - Sistema Integrado Distribuição e Transmissão

4.3 Análises Estáticas

Esta seção tem como objetivo avaliar o impacto da conexão de GD no planejamento e operação do ST quando da presença de RDA, através de uma abordagem estática da estabilidade do sistema representado.

4.3.1 Estudo de Caso

Em relação à GD presente no SD conectado à Barra 6, três cenários com diferentes capacidades de GD's são considerados. São eles:

- Cenário 1: Conexão de oito geradores síncronos, despachando 6,0 MW cada um, conectados às Barras 1102, 1105, 1108, 1112, 1121, 1132, 1145 e 1166 (isto é, no final dos ramais). Este caso é considerado ao longo do texto como o **caso referência**;
- Cenário 2: Conexão de dois geradores síncronos, despachando 6,0 MW cada um, nas Barras 1102 e 1108;
- Cenário 3: Conexão de dois geradores síncronos, despachando 20MW cada um, nas Barras 1102 e 1108.

Como os casos analisados são avaliados, num primeiro estudo, a partir do ponto de vista estático, os resultados não dependem diretamente do tipo de fonte considerada. É evidente que, caso fontes eólicas ou painéis fotovoltaicos sejam considerados, a máxima potência ativa disponível é função das condições climáticas. Por esta razão, somente geradores síncronos foram considerados neste primeiro estudo. Em contrapartida, o tipo de tecnologia tem influência direta na análise dinâmica, conforme será abordado nas próximas seções.

Considerando os três cenários definidos acima, foram realizados alguns estudos relacionados à estabilidade de tensão do sistema. Os resultados são mostrados na Tabela 4-1. Para as grandezas mostradas em por unidade (pu), é utilizada a base de 100MVA. Cabe destacar que neste primeiro teste alguns limites foram desconsiderados, conforme será descrito a seguir.

Tabela 4-1 - Análises Estáticas Sem Limites

| | Sem GD | Cenário 1 | Cenário 2 | Cenário 3 |
|---|--------------|----------------|---------------|---------------|
| Fluxo de Potência do ST para o SD [pu] | 0,247+j0,056 | -0,228+j 0,037 | -0,129+j0,022 | -0,117+j0,254 |
| Carga Ativa Máxima [pu] | 8,20 | 8,34 | 8,19 | 7,94 |
| Carga Reativa Máxima [pu] | 3,00 | 3,05 | 2,99 | 2,90 |
| Barra Crítica | 1175 | 5 | 1165 | 1165 |
| Margem de Carga | 1,61 | 1,65 | 1,61 | 1,53 |

A linha 2 da Tabela 4-1 apresenta o fluxo de potência do ST (Barra 6) para o SD (Barra 1100). As linhas 3 e 4 representam a carga total do sistema no ponto de colapso de tensão (PCT). A barra crítica e a margem de carga são apresentadas nas linhas 5 e 6, respectivamente. Em comparação com o caso sem GD, as maiores margens de carga são obtidas no cenário 1 (como

esperado). Neste caso, as fontes de GD's estão espalhadas ao longo do SD, de forma que um melhor suporte de potência é alcançado. Além disso, o fluxo de potência proveniente do SD e com destino ao ST permite alcançar menor dependência das grandes fontes localizadas no ST.

De acordo com a Tabela 4-1, pode-se observar que o nível de penetração de GD muda a barra crítica do sistema. Por exemplo, a Barra 5, localizada no ST é considerada crítica do ponto de vista de estabilidade de tensão quando o cenário 1 é analisado; nos outros cenários, a barra crítica está localizada no SD. Este resultado é muito importante tendo em vista que muitas ações de controle são realizadas considerando a barra crítica, por exemplo, para a compensação de potência reativa.

Os resultados da Tabela 4-1 mostram ainda que somente a conexão de grandes montantes de GD's não garante um melhor desempenho da rede em relação a margem de carga. Por exemplo, o cenário 3 possui maior penetração de GD que o cenário 2, mas a margem de carga é menor. Neste sentido, estudos de planejamento energético devem ser realizados, visando determinar o montante e os locais mais adequados para conexão de GD. Entretanto, a área de planejamento não faz parte do escopo deste capítulo, cujo foco é a operação e o melhor aproveitamento de fontes já instaladas.

Em uma segunda análise, o estudo realizado anteriormente é repetido, porém considerando agora limites: *tap* máximo e mínimo dos LTCs, limites de geração de potência ativa e reativa dos geradores conectados ao sistema, e tensões máximas e mínimas de 1,05 e 0,9 pu, respectivamente. Os resultados são mostrados na Tabela 4-2.

Com base na Tabela 4-2, note que a maior margem de carga e o melhor perfil de tensão são obtidos no Cenário 1. Um fato importante é que este aumento de margem é alcançado a partir da redução das perdas em comparação ao caso sem GD. A barra crítica está localizada no ST para os casos sem GD, e nos Cenários 1 e 2. Por outro lado, a barra crítica encontra-se no SD para o Cenário 3. Desta forma, o Cenário 3 pode ser considerado como o pior caso com GD, já que este resultou na mesma margem de carga obtida para o caso sem GD, porém com maiores perdas, pior perfil de tensão e aumento nos custos, haja visto a necessidade de existirem mais geradores conectados ao sistema para que a mesma margem de carga seja obtida.

Tabela 4-2 - Análises Estáticas Com Limites

| | Sem GD | Cenário 1 | Cenário 2 | Cenário 3 |
|---|--------------|----------------|---------------|---------------|
| Fluxo de Potência do ST para o SD [pu] | 0,247+j0,056 | -0,228+j 0,037 | -0,129+j0,022 | -0,117+j0,254 |
| Carga Ativa Máxima [pu] | 3,60 | 3,64 | 3,60 | 3,59 |
| Carga Reativa Máxima[pu] | 1,32 | 1,33 | 1,32 | 1,31 |
| Barra Crítica | 2 | 2 | 2 | 1175 |
| Margem de Carga | 0,15 | 0,18 | 0,15 | 0,15 |
| Min. Tensão no PCT [pu] | 0,96 | 0,98 | 0,95 | 0,91 |
| Perdas no PCT [pu] | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,10 |

Em comparação com a análise em que os limites não são considerados, os resultados obtidos na Tabela 4-2, mantém a tendência anterior, isto é, com resultados qualitativamente similares. Entretanto, a maior diferença encontra-se na localização das barras críticas. Enquanto no caso sem limites a mesma se encontra em 75% dos casos no SD, para o caso com limites esta barra se encontra apenas em 25% dos testes no SD. Como dito anteriormente, esta localização influencia na determinação de ações de controle a serem tomadas.

De acordo com os resultados apresentados acima, fica evidente a importância de se determinar de maneira adequada a capacidade das GD's e de se controlar o fluxo de potência reativa. Em um cenário no qual as RDA's estão presentes, a penetração de GD pode melhorar as condições operativas do ST e do SD, mas também pode deteriorar a estabilidade quando realizado de maneira inapropriada. Neste sentido, é proposto a seguir um método de otimização cujo objetivo é encontrar uma maneira apropriada para despachar os GD's conectados às RDA's de tal modo que as mesmas possam servir de suporte na operação do ST.

4.3.2 Processo de Otimização

Nesta seção é apresentada método ótimo de gerenciamento dos GD's baseada em pontos interiores. A ideia principal da proposta é obter melhores índices de estabilidade de tensão sem

violar limites de tensão e de potência ativa e reativa. O principal objetivo é reduzir as perdas e maximizar a carga suprida pelo sistema. Desta forma, a seguinte função objetivo é definida:

$$\min \left[\sum_{i \in K} -PL_i + \sum_{(i,j) \in \Omega} (P_{ij} + P_{ji}) \right] \quad (4.1)$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} P_{G_i}^{\min} &\leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{\max}, \forall i \in S \\ Q_{G_i}^{\min} &\leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{\max}, \forall i \in S \\ V_i^{\min} &\leq V_i \leq V_i^{\max}, \forall i \in B \\ tap_i^{\max} &\leq tap_i \leq tap_i^{\max}, \forall i \in T \\ P_{ij} &\leq P_{ij}^{\max}, \forall i \in \Omega \end{aligned}$$

onde:

$P_{G_i}^{\max}, P_{G_i}^{\min}$: Geração máxima e mínima de potência ativa na barra i ;

$Q_{G_i}^{\max}, Q_{G_i}^{\min}$: Geração máxima e mínima de potência reativa na barra i ;

V_i^{\max}, V_i^{\min} : Tensão máxima e mínima na barra i ;

$tap_i^{\max}, tap_i^{\min}$: Tap máximo e mínimo no LTC i ;

P_{Li} : carga da barra i ;

P_{ij} : Fluxo de potência ativa da barra i para barra j ;

P_{ji} : Fluxo de potência ativa da barra j para barra i ;

P_{ij}^{\max} : Fluxo de potência ativa da barra i para barra j ;

Ω : Conjunto de circuitos na região de interesse;

K : Conjunto de barras que devem ter sua carga maximizada;

S, B, T : Número de fontes de geração, barras, e LTCs do sistema.

As variáveis de controle do problema são:

- Geração de potência ativa e reativa nas fontes de geração;
- Tensão terminal nas barras de tensão controlada;
- Tap dos LTCs.

A função objetivo representada pela Equação (4.1) tem como objetivo minimizar as perdas e aumentar a margem de carga do sistema, através do ajuste das variáveis de controle e considerando as restrições técnicas e operacionais. Para a solução da função objetivo foi utilizado o *software* FLUPOT® [78].

O processo de otimização é proposto de uma forma geral, tal que outros tipos de GD's possam ser considerados sem perda de generalidade da metodologia. Nas simulações a seguir, um ponto de operação é escolhido como caso base. Entretanto, a abordagem apresentada pode ser usada quando os pontos de operação são obtidos em função de curvas típicas de vento, de radiação solar e curvas de carga. Por exemplo, se turbinas eólicas são consideradas, a máxima potência ativa gerada será dependente da condição do vento naquele momento.

4.3.3 Estudo de Caso

Com o objetivo de avaliar as estratégias de operação associadas a conexão de GD no SD, a função objetivo definida na equação (4.1) é avaliada utilizando o caso referência (Cenário 1 da seção 4.3.1). Durante a simulação, três condições são avaliadas:

- Otimização 1 (OPT1): A variação da potência ativa gerada só é permitida nas fontes conectadas no SD.
- Otimização 2 (OPT2): A variação da potência ativa gerada só é permitida nas fontes conectadas no ST. As GD's conectadas ao SD operam com fator de potência unitário. O objetivo é extrair ao máximo a potência ativa disponibilizada pelos GD's, assim como reduzir o fluxo de potência reativa fluindo pelo sistema, já que este fluxo é indesejável.
- Otimização 3 (OPT3): A variação da potência ativa gerada é permitida tanto nas fontes conectadas no SD quanto no ST.

Os resultados dos três casos de otimização são apresentados na Tabela 4-3.

Tabela 4-3 - Análises Estáticas Considerando a Otimização

| | Cenário 1 | OPT 1 | OPT 2 | OPT 3 |
|---|---------------|---------------|--------------|---------------|
| Fluxo de Potência do ST para o SD [pu] | -0,228+j0,037 | -0,228-j0,063 | 0,229+j0,054 | -0,227-j0,099 |
| Carga Ativa Máxima [pu] | 3,64 | 5,24 | 5,38 | 5,87 |
| Carga Reativa Máxima [pu] | 1,33 | 1,93 | 2,15 | 2,17 |
| Barra Crítica | 2 | 8 | 8 | 1109 |
| Min. Tensão no PCT [pu] | 0,98 | 0,97 | 0,95 | 0,96 |
| Perdas no PCT [pu] | 0,07 | 0,07 | 0,09 | 0,09 |

Note que a metodologia proposta resulta em uma clara melhoria nas condições do sistema em relação à estabilidade de tensão em todos os casos estudados, quando comparados ao caso sem GD. Em relação a Tabela 4-3, alguns pontos são destacados:

- A melhoria nas condições operativas é obtida principalmente devido ao suporte de potência reativa no SD. Na melhor das soluções (OPT 3), no que diz respeito à máxima carga que o sistema pode atender, o fluxo de potência reativa muda de direção, fluindo do ST para o SD. Este resultado indica que quando apenas uma RDA é conectada ao ST, neste caso, a melhor alternativa do ponto de vista operativo é considerar que a mesma basicamente supra sua própria carga e injete o excedente no ST, fornecendo um serviço *ancilar não convencional*. Contudo, se várias RDAs são conectadas ao ST de tal forma que as mesmas estejam gerando montantes elevados de potência, podem ocorrer sobrecargas nos ramos do SD e na conexão com o ST, piorando assim a estabilidade dinâmica do sistema. Por outro lado, quando diversas RDA's são conectadas, cada uma fornecendo uma quantidade de potência adequada (obtida via otimização), pode-se obter melhorias nas condições operativas do sistema interligado.
- Em relação à barra crítica, a mesma se altera nos casos analisados. Enquanto nos três primeiros casos a barra crítica se encontra no ST, em OPT 3 a mesma está localizada no SD.
- Como a carga total que o sistema consegue suprir aumenta consideravelmente (em relação ao caso referência), é esperado que as perdas aumentassem e a tensão reduzisse no PCT. Entretanto, as perdas e a tensão mínima no PCT são praticamente as mesmas que aquelas obtidas no caso referência, o que indica uma melhoria nas condições operativas. Por exemplo, as perdas aumentaram 0,02 pu no PCT em OPT 3 em comparação com o caso referência. Contudo, a máxima carga ativa suprida aumentou em 2,27 pu, o que representa um aumento de aproximadamente 63%.
- A melhor solução (OPT 3) é aquela onde a operação do sistema é realizada de forma unificada, ou seja, é permitida a variação de potência ativa nas fontes de geração conectadas tanto ao SD, quanto ao ST.

A ideia principal em relação à proposição das otimizações 1 a 3 foi comparar o impacto das RDA's no problema de *unit commitment*. As abordagens OPT 1 e OPT 2 representam um “despacho local”, já que o ST e o SD são operados de maneira desacoplada. Por outro lado, a

OPT 3 pode ser visualizada como um “despacho global” – o ST e os SD’s são considerados no mesmo problema de *unit commitment*.

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 4-3, em um futuro próximo, com a presença cada vez maior de RDA’s, será necessário considerar os SD’s no problema de *unit commitment*. Alternativa será a proposição de alguns critérios/indicadores que apontem o *status* do SD sem que seja necessário modelá-lo de modo detalhado, mas que permitam obter um melhor aproveitamento das GD’s presentes no SD.

Neste sentido, a primeira das três hipóteses apresentadas no início do capítulo é sustentada: “ *A inclusão de GD em grande escala no SD pode servir de suporte na operação dos ST. Para isso é necessário realizar o gerenciamento adequado das fontes de geração disponíveis, pois a instalação de GD de maneira desordenada pode deteriorar as condições operativas do sistema*”.

4.4 Análises Dinâmicas

Nesta seção são avaliados alguns aspectos relacionados à integração de GD’s em um cenário de RDA, porém sob um ponto de vista de análise dinâmica do sistema. O objetivo é testar as duas últimas hipóteses apresentadas no início deste capítulo.

Tendo em vista que nesta seção tanto o ST quanto a RDA são modeladas detalhadamente, o MAD desenvolvido não é utilizado. A modelagem dinâmica do SD requer um tratamento específico no que diz respeito à convergência do processo pelo método de Newton-Raphson, ainda não implementado na plataforma proposta. Outras ferramentas de simulação dinâmica disponíveis como o PSAT® [79] e o Matdyn® [80] também não são adequadas, já que elas não conseguem obter um ponto de convergência. Neste sentido, é utilizado o programa ANATEM®, que possui intrinsecamente diversas técnicas que permitem melhorar e se obter um ponto de convergência.

4.4.1 Influência da Geração Distribuída nos Sistemas de Transmissão e de Distribuição

4.4.1.1 Caso A

Esta subseção tem por objetivo estudar a resposta transitória dos ST’s quando GD’s são conectados ao SD. O comportamento do sistema é comparado quando fontes de GD’s são

conectadas (geradores síncronos e turbinas eólicas) com o caso sem GD's. Assim, três casos são destacados:

- Caso referência, conforme apresentado no Cenário 1 da seção 4.3.1. Os dados dinâmicos do gerador são apresentados no Apêndice D;
- Conexão de oito parques eólicos nas Barras 1102, 1105, 1108, 1112, 1121, 1132, 1145 e 1166 do SD. Cada parque consiste de oito turbinas de 800kW com geradores do tipo DFIG. A potência ativa total gerada neste caso representa o mesmo montante considerado no caso referência. Os dados dinâmicos deste modelo podem ser encontrados em [75];
- Sem GD's.

Considera-se a ocorrência de uma falta trifásica franca próxima à Barra 5 no instante $t=2$ s. A falta é eliminada 100ms após o evento, com a abertura da linha 5-7 visando a isolar a falta. A Figura 4-3a mostra o desvio angular da Máquina 2 em relação a Máquina 1; a frequência do gerador 2 é mostrada na Figura 4-3b; e a tensão na Barra 5 é apresentada na Figura 4-3c.

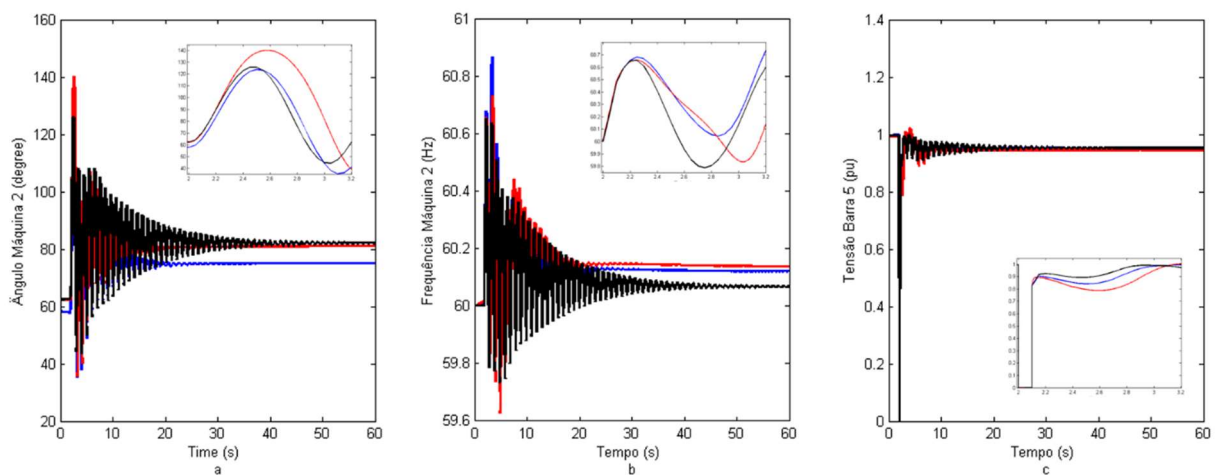


Figura 4-3 - CASO A: Sem GD (Azul), Turbina Eólica (Vermelho) e Gerador Síncrono (Preto):
 (a) Ângulo da máquina 2 em relação a máquina 1;
 (b) Frequência da Máquina 2;
 (c) Tensão na Barra 5

Alguns dos pontos mais relevantes em relação às respostas apresentadas na Figura 4-3 são destacados na Tabela 4-4. São comparadas as curvas obtidas em termos de máximo *overshooting*, tempo de acomodação e valor em regime permanente. Para isso, são confrontados os casos com GD's considerando o caso sem GD's como referência.

Tabela 4-4 - Comparação da Resposta no Tempo da Presença de GD

| Figura | Máximo Overshooting | | Tempo de Acomodação | | Valor em Regime Permanente | |
|--------|----------------------|---------------------|----------------------|---------------------|----------------------------|---------------------|
| | Turbina | Gerador | Turbina | Gerador | Turbina | Gerador |
| | Eólica (Vermelho) | Síncrono (Preto) | Eólica (Vermelho) | Síncrono (Preto) | Eólica (Vermelho) | Síncrono (Preto) |
| 5.3a | Maior | Maior | Menor | Maior | Maior | Maior |
| 5.3b | Menor | Menor | Menor | Maior | Maior | Menor |
| 5.3c | Maior | Menor | Menor | Maior | Menor | Maior |

De acordo com a Tabela 4-4 é importante destacar alguns pontos, conforme apresentado a seguir. É evidente que estes variam de acordo com os parâmetros considerados na simulação, bem como o modo de operação das GD's.

- Em relação ao comportamento do ângulo da Máquina 2, pode-se observar que a conexão de GD aumenta o *overshooting* da resposta para ambas as fontes. O tempo de acomodação reduz (a resposta fica mais rápida) quando a turbina eólica é conectada e aumenta com os geradores síncronos. Em regime permanente ambas as fontes convergem para valores absolutos superiores.
- O *overshooting* diminui na curva que relaciona a frequência da Máquina 2 (Figura 4-3b) quando DG é conectada. De maneira similar ao caso da Figura 4-3a, o tempo de acomodação reduz com turbinas eólicas e aumenta como geradores síncronos. O valor absoluto da frequência é ligeiramente superior com turbinas eólicas e inferior com geradores síncronos.
- Na Figura 4-3c o *overshooting* aumenta com turbinas eólicas e reduz com geradores síncronos. O tempo de acomodação reduz com turbinas eólicas e aumenta com geradores síncronos. O nível de tensão reduz em regime permanente no caso das turbinas eólicas e aumenta no caso dos geradores síncronos.

Outro estudo realizado é a comparação entre os tempos máximos para eliminação da falta ou tempo crítico (t_c) sob o ponto de vista da estabilidade angular. Para isso são consideradas simulações no domínio do tempo. Os t_c obtidos foram de 192ms, 132ms e 214ms para os casos sem GD's, com turbinas eólicas e para o caso com geradores síncronos, respectivamente. Dessa maneira, neste caso estudado, a inclusão de geradores síncronos torna

o sistema mais robusto, de forma que seja capaz de suportar a ocorrência de uma falta por um tempo maior até a abertura dos disjuntores da linha. Por outro lado, o t_c é menor para a falta quando se considera a turbina eólica.

As considerações supracitadas tiveram por objetivo apresentar uma análise qualitativa da influência de GD na estabilidade dinâmica dos sistemas. Para que fosse obtida uma resposta definitiva seria necessário realizar outras simulações, considerando outros cenários de carga e modos de operação dos GD. Contudo, diante do foco traçado *a priori*, o presente estudo é suficiente para afirmar que a conexão de GDs nos SD pode afetar a estabilidade do ST.

4.4.1.2 Caso B

As RDA's possuem a capacidade de operar de maneira isolada do sistema interligado, ou seja, desconectada do ST, mesmo que por apenas alguns períodos do dia ou da necessidade de corte de cargas não-prioritárias. Este tipo de operação ilhada, característica de microrredes, é investigado nesta subseção.

Considerando novamente o caso referência, com uma falta trifásica franca ocorrendo em $t=2$ s nas proximidades da Barra 6 e eliminada em 100ms. De modo a isolar a falta e garantir o suprimento de forma contínua da RDA, a conexão entre o ST e a RDA é desfeita. Como o fluxo de potência ativa no caso referência é de 0,228 pu da RDA para o ST, esta perturbação é vista pelo ST como um aumento na carga ativa de 0,228 pu (ou equivalentemente como perda de geração), com pequena redução na carga reativa da ordem de 0,037 pu. Os resultados obtidos são apresentados na Figura 4-4 e na Figura 4-5.

Note que, após a ocorrência da perturbação, a geração de potência ativa na máquina localizada no ST aumenta sua geração para tentar suprir o aumento de carga proveniente do ilhamento da RDA. Por outro lado, a potência ativa gerada na Barra 1102 (localizada no SD) é reduzida, já que a carga no SD é menor que a capacidade das GD's. A Figura 4-4a e a Figura 4-4b mostram este comportamento. Consequentemente, novos valores de frequência são observados em regime permanente. De acordo com a Figura 4-5a, a frequência da Máquina 2 estabiliza em 59,8 Hz, seguindo o aumento de carga visto pelo ST. Devido ao excesso de geração na RDA ilhada, a frequência no SD estabiliza em 61,3 Hz (Figura 4-5b). Para evitar sub/sobretensões e sub/sobrefrequências, poderia ser usado o *droop method*, comumente utilizado em microrredes ilhadas [81].

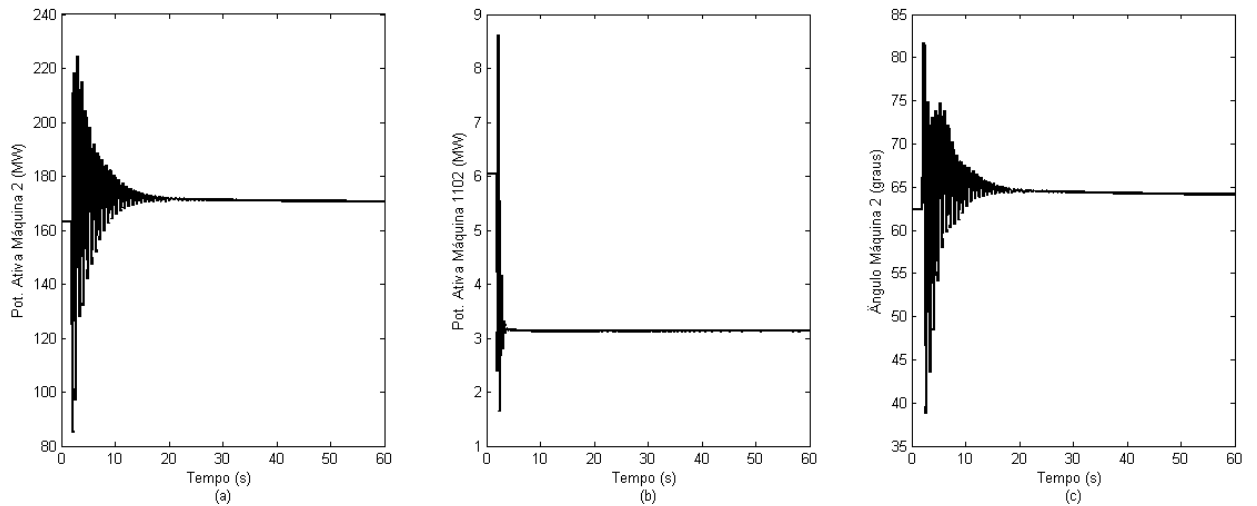


Figura 4-4 - CASO B: RDA Desconectada do ST

(a) Potência ativa gerada na Máquina 2 (localizada no ST)

(b) Potência ativa gerada na Máquina 1102 (localizada no SD)

(c) Ângulo da Máquina 2 em relação a Máquina 1 (localizada no ST)

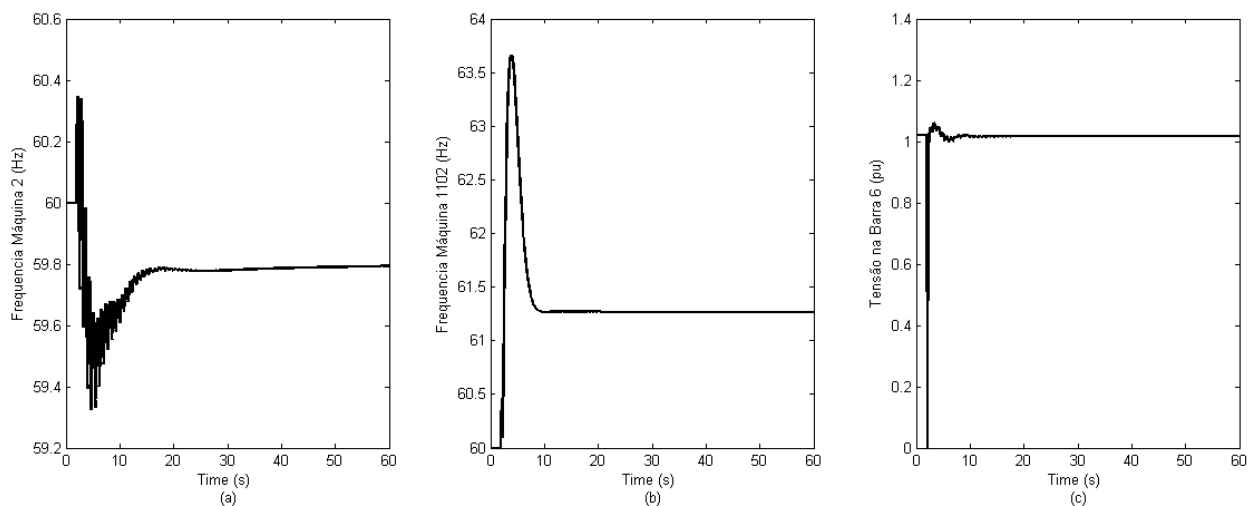


Figura 4-5 - CASO B: RDA Desconectada do ST (continuação)

(a) Frequência da Máquina 2 (localizada no ST)

(b) Frequência da Máquina 1102 (localizada no SD)

(c) Tensão na Barra 6 (localizada no ST)

A desconexão da RDA do ST também pode afetar a estabilidade angular do ST, como pode ser observado na Figura 4-4c. Após oscilações durante o período transitório, o ângulo pós-falta da Máquina 2 estabiliza-se em um valor ligeiramente superior ao ângulo pré-falta. Este comportamento está diretamente associado à curva potência elétrica versus ângulo da máquina (curva $P - \delta$). Apesar de este caso ser estável, a saída de várias RDA's, assim com a intermitência no que diz respeito à conexão/desconexão das RDA's, poderia levar o sistema à instabilidade.

Em relação à tensão na Barra 6 (que conecta o ST a RDA), pode-se observar que, após oscilações transitórias, a tensão estabiliza em um ponto operativo de regime permanente ligeiramente superior ao nível de tensão pré-falta. Desta forma, do ponto de vista da estabilidade de tensão, as tensões no ST são menos afetadas pela perda de geração resultante da desconexão da RDA. Isto ocorre principalmente porque a potência reativa no instante pré-falta está fluindo do ST para o SD. Neste caso, a perturbação é vista pelo ST como uma redução no consumo de potência reativa do mesmo. Entretanto, o fluxo de potência ativa/reactiva do ST para o SD (e vice-versa) considerando a RDA é dinâmico, já que as fontes de GD's não-despacháveis possuem geração intermitente, assim como a carga, que varia ao longo dia, mês ou ano. Deste modo, a direção do fluxo de potência pode ser variável ao longo do dia.

Com base nos resultados apresentados nos casos A e B, sustenta-se a segunda hipótese: *“RDA's com alta penetração de GD's podem afetar o comportamento dinâmico do ST (ou parte dele), quando contingências no SD e no ST são consideradas”*.

4.4.2 Modelagem Completa versus Equivalente do Sistema de Distribuição

Atualmente, as simulações dinâmicas de sistemas de potência de grande porte consideram o ST em detalhes, isto é, os dispositivos e fontes de geração a ele conectada são modelados considerando equações algébrico-diferenciais. Por outro lado, equivalentes costumam ser utilizados para representar o SD. Quando o foco da análise é a estabilidade do SD, o ST é representado através de um equivalente de Thévenin. Apesar de esta simplificação ter sido suficiente no passado, dado que o reduzido esforço computacional não comprometia a exatidão da resposta, a grande penetração de GD's no SD e o surgimento das RDA's têm mudado este paradigma. Em um futuro próximo, tanto o SD quando o ST serão representados por meio de modelos mais elaborados e muito bem detalhados, principalmente em estudos dinâmicos do sistema interligado.

Esta seção tem por objetivo avaliar a influência na estabilidade do ST quando os SD's são considerados através de duas abordagens:

1. Modelagem completa: O SD é modelado em detalhes, através de equações algébrico-diferenciais;

2. Modelagem Equivalente: O efeito do SD no ST é considerado através de injeções de potência ativa e reativa. Esta abordagem constitui a metodologia comumente utilizada atualmente.

Para realizar o presente estudo, novamente se considera o caso referência. As modelagens são comparadas sob o ponto de vista de estabilidade angular, de tensão e de frequência, nas escalas de tempo de curto e longo prazos. São consideradas pequenas e grandes perturbações.

4.4.2.1 Caso C

A comparação entre as abordagens supracitadas se inicia através da análise de uma pequena perturbação, tal como uma mudança de carga, que ocorre regularmente durante a operação normal do sistema. Assim, considera-se o chaveamento de 10MW de carga na Barra 8, localizada no ST, no instante de tempo de $t=2$ s. Este evento, apesar de ser uma pequena perturbação, representa um aumento de 10% na carga da barra em análise. A comparação entre a modelagem completa e equivalente é apresentada na Figura 4-6.

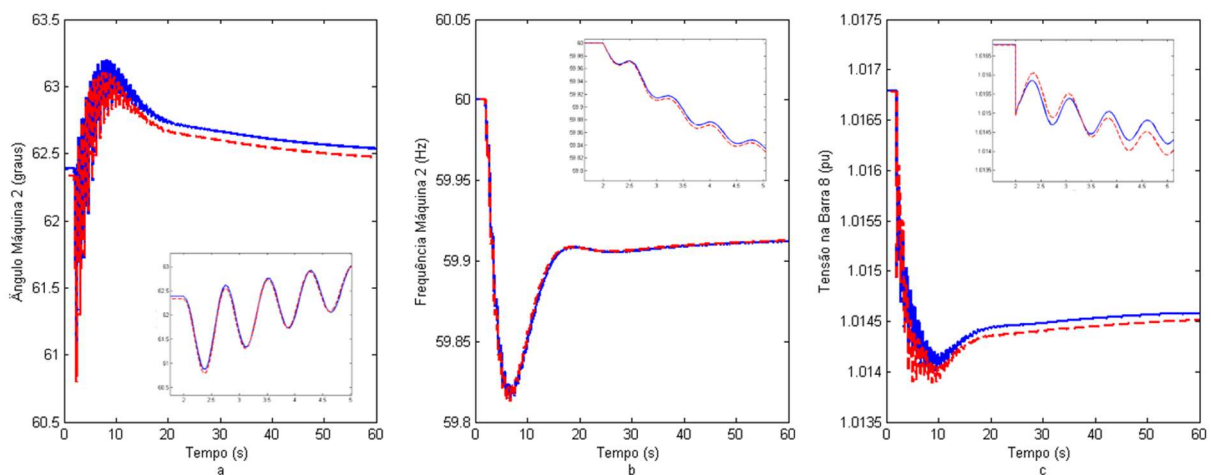


Figura 4-6 - CASO C: Modelo Completo do SD (Azul) e Modelo Equivalente do SD (Vermelho)

- (a) Ângulo da Máquina 2 em relação à Máquina 1(localizada no ST)
 (b) Frequência da Máquina 2 (localizada no ST)
 (c) Tensão na Barra 8 (localizada no ST)

A Figura 4-6a mostra o comportamento do ângulo da Máquina 2 em relação a Máquina 1. Para facilitar a visualização do comportamento transitório, os primeiros segundos são ampliados na figura, de maneira a destacar com mais clareza o máximo *overshooting*. Note que o comportamento transitório é similar quando ambos os modelos são usados. Em regime

permanente o ângulo da máquina é ligeiramente superior quando o modelo completo é usado. Um comportamento similar é observado na curva de frequência da Máquina 2 e na tensão da Barra 8, conforme mostrado na Figura 4-6b e na Figura 4-6c.

A similaridade entre as respostas obtidas com o modelo completo e o equivalente pode ser avaliada considerando os autovalores dominantes em ambos os casos. Como a perturbação analisada nesta seção é pequena, o conjunto algébrico-diferencial que representa o sistema pode ser linearizado considerando um ponto de equilíbrio. Assim, pode-se realizar uma análise de estabilidade a pequenos sinais [42], conforme apresentado na Tabela 4-5.

Tabela 4-5 – CASO C: Análise de Pequenos Sinais

| | Modelagem Completa | Modelagem Equivalente |
|-------------------------------|---------------------------|------------------------------|
| Autovalores Dominantes | $-0,2492 \pm j8,2636$ | $-0,2771 \pm j8,3250$ |
| Módulo | 8,2674 | 8,3296 |
| Frequência [Hz] | 1,3152 | 1,3250 |
| Amortecimento [%] | 3,0137 | 3,3261 |
| Fator de Participação | ω_2 | ω_2 |

De acordo com a Tabela 4-5, pode-se observar que os autovalores dominantes são complexos conjugados, caracterizando um caso subamortecido. A comparação entre o modelo completo e o modelo equivalente, da análise a pequenos sinais, tem-se que os autovalores se encontram próximos ao eixo imaginário do plano complexo. Como resultado dessa proximidade, os módulos, as frequências e os amortecimentos são similares, o que justifica também a resposta similar no domínio do tempo.

Para este cenário, pequenas perturbações conduzem a respostas similares no domínio do tempo tanto na modelagem completa, como no equivalente do SD. Como consequência, quando o estudo é a estabilidade do ST, o aumento do esforço computacional requerido para simular o SD de forma detalhada pode não compensar o ganho na precisão da resposta.

4.4.2.2 Caso D

Neste caso o sistema em análise é submetido a uma condição de curto-circuito. Em $t=2$ s ocorre uma falta trifásica franca próxima à Barra 5 durante 100ms. Visando isolar a falta, a linha 5-7 é desconectada. Este evento já foi previamente estudado no CASO A e representa uma

grande perturbação. A comparação entre a modelagem completa e a equivalente é mostrada na Figura 4-7.

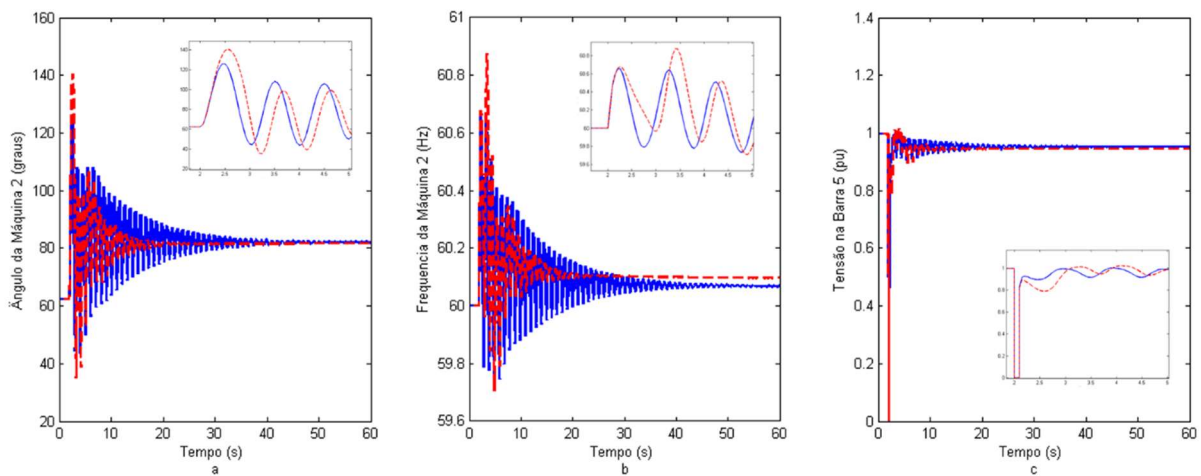


Figura 4-7 - CASO D: Modelo Completo do SD (Azul) e Modelo Equivalente do SD (Vermelho)
 (a) Ângulo da Máquina 2 em relação a Máquina 1 (localizada no ST)
 (b) Freqüência da Máquina 2 (localizada no ST)
 (c) Tensão na Barra 8 (localizada no ST)

A Figura 4-7a mostra o comportamento do ângulo da Máquina 2 em relação à Máquina 1. Comparando as curvas obtidas para ambos os modelos, é evidente que existem diferenças no comportamento transitório das respostas. Na primeira oscilação a partir da ocorrência do evento, nota-se que o modelo equivalente apresenta maior *overshooting*. Entretanto, o modelo equivalente é mais amortecido, pois o tempo de acomodação é menor (como já observado no caso C). No longo prazo os resultados são idênticos. A partir de simulações no domínio do tempo constatou-se ainda que o t_c para eliminação da falta é de 210ms e 140ms para o modelo completo e o equivalente, respectivamente. Este último resultado indica que o modelo equivalente é mais conservador, já que o sistema suporta a perturbação em um intervalo de tempo menor antes da perda de estabilidade angular.

A frequência da Máquina 2 é mostrada na Figura 4-7b. Novamente são observadas diferenças no período transitório - em regime permanente o comportamento é idêntico, e as considerações em relação à acomodação e *overshooting* são as mesmas citadas para o caso do ângulo da máquina.

O comportamento da tensão na Barra 5 pode ser observado na Figura 4-7c. Como é considerada a ocorrência de uma falta trifásica franca em $t=2$ s, a tensão vai a zero neste instante. Em seguida, após a eliminação da falta, a curva de tensão oscila até que atinge um novo ponto

de equilíbrio. Novamente o *overshooting* é maior quando o modelo equivalente é usado. Ademais, a resposta mais rápida é aquela na qual se emprega o modelo equivalente. Em regime permanente, ambos os modelos convergem para níveis de tensão próximos. Esta característica será explorada com maiores detalhes no Capítulo 6.

De acordo com os resultados apresentados nos Casos C e D, sustenta-se a terceira abordagem do capítulo: *“Utilizar modelos equivalentes dos SD’s em vez da modelagem dinâmica detalhada (com os SDs e ST’s modelados dinamicamente) para representar RDA’s têm influência na resposta transitória do ST. Entretanto, modelos equivalentes dos SD’s são suficientes quando os estudos tem como foco a estabilidade de longo prazo”*

4.5 Considerações Finais

Este capítulo investigou alguns aspectos relacionados à estabilidade dos ST’s considerando a presença de RDA’s. A interação entre o ST e o SD foi avaliada através de três abordagens que se confirmaram ao longo do texto e dos testes realizados. Inicialmente, foram realizadas análises estáticas cujo objetivo era demonstrar a necessidade de um gerenciamento adequado e de forma global do ST com a presença de RDA’s. Uma metodologia de otimização foi então proposta visando emular o esquema de gerenciamento. Em seguida, foram realizadas simulações dinâmicas. Estas avaliaram a influência de perturbações em um cenário de RDA’s, a operação ilhada de RDA’s, todas sob o ponto de vista da estabilidade do ST. Por fim, foi avaliada a influência da modelagem completa e equivalente de RDA na estabilidade angular, de frequência e de tensão durante os períodos curto e longo prazos.

CAPÍTULO 5 – AÇÕES DE CONTROLE INVERSAS

5.1 Considerações Iniciais

A análise da segurança de tensão em sistemas elétricos de potência é fortemente dependente do suporte de potência reativa. Em geral, existem três razões principais para gerenciar o controle de tensão e potência reativa [42]:

- i. As tensões devem estar dentro de limites aceitáveis. Baixas tensões podem resultar em desempenho insatisfatório de equipamentos; altas tensões podem reduzir o ciclo de vida ou mesmo danificar o dispositivo;
- ii. Para maximizar a quantidade de potência ativa que pode ser entregue através de uma linha de transmissão congestionada, é necessário reduzir os fluxos de potência reativa. Do mesmo modo, a produção de energia reativa pode limitar a capacidade de produção de potência ativa de um gerador;
- iii. O fluxo de potência reativa no sistema de transmissão resulta em perdas. Deste modo, uma quantidade adicional de potência deve ser fornecida para suprir tais perdas.

Caso ocorra uma contingência, a saída de linhas/geradores ou um aumento de carga é normal que seja observada uma redução no perfil de tensão. Para tentar restaurar a tensão para um valor adequado (e que esteja dentro de uma margem adotada), são necessárias ações associadas ao controle de tensão e potência reativa, através de manobras no *tap* dos LTC, alteração da tensão terminal em geradores e compensadores síncronos, chaveamento de capacitores e reatores ou utilização de compensadores estáticos e dispositivos FACTS [82]. No entanto, em alguns casos, os controles disponíveis não são suficientes para corrigir essas tensões que fogem da margem assumida, e ainda podem deteriorar mais o nível de tensão do sistema. Em casos extremos, a atuação destes dispositivos de controle pode levar o sistema à instabilidade e finalmente ao colapso de tensão.

Este capítulo analisa o efeito contrário ao esperado (ou efeito oposto) no controle da tensão e potência reativa dos geradores e compensadores síncronos [83]. Dois aspectos principais são abordados:

- *Índice de Adequação do Controle de Tensão e Potência Reativa*: Destina-se a identificar as condições de operação indesejáveis. O índice apresentado é baseado no comportamento das curvas QV's [44]. A fim de acelerar o processo, a curva não precisa ser traçada, já que o ponto de operação é classificado de acordo com um indicador de sensibilidade. Se o sistema estiver operando em uma região coerente, nenhuma ação é necessária. Caso contrário, ações de controle devem ser realizadas.
- *Determinação de Ações de Controle*: Se existirem barras apresentando efeito contrário ao esperado no que diz respeito ao controle de tensão e potência reativa, ações devem ser tomadas. A fim de levar o sistema para uma região normal de operação, é apresentada uma metodologia de redespacho de potência reativa.

Desta forma, este capítulo tem por objetivo avaliar a característica inversa que pode existir no controle de tensão e de potência reativa. Dentre outras causas possíveis para o aparecimento desta anomalia, explorar-se-á aquela associada a variabilidade no montante de geração do ST resultante da presença de RDA's.

5.2 O Problema do Efeito Inverso no Controle de Tensão

O controle efetivo de geração de potência reativa e do nível de tensão está associado com a identificação correta de medidas que permitam melhorar o perfil de tensão. O Operador Nacional do Sistema (ONS) sugere uma hierarquia com esta finalidade [62]:

- i. Chaveamento local de capacitores;
- ii. Comutação de LTCs;
- iii. Ajuste do *setpoint* dos AVRs;
- iv. Corte de Carga.

A literatura aborda alguns casos em que as ações de controle supracitadas são acompanhadas por um efeito inverso ao esperado. Tem-se observado que tal condição está associada com condições operativas anômalas. Para compreender este fenômeno, considere a Figura 5-1, que mostra uma curva QV dividida em duas regiões de operação [82]-[84]:

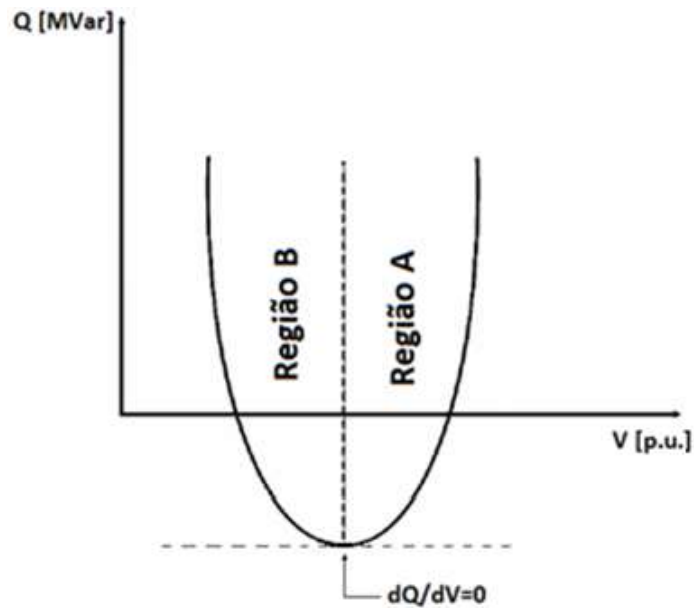


Figura 5-1 - Regiões de Operação da Curva QV

Com base na eficiência das ações de controle de potência reativa em lidar com os níveis de tensão, as duas regiões mostradas na Figura 5-1 podem ser definidas como [84]:

- Região A: Localizada no lado direito da curva QV (estável do ponto de vista da tensão). É a região de operação onde as ações corretivas de controle de tensão operam de maneira desejada. Nesta região, equipamentos para compensação de potência reativa são úteis para manter o controle da tensão, visto que um aumento na potência reativa gerada é acompanhado por um aumento da magnitude da tensão. Esta condição representa a situação desejada de operação.
- Região B: Caracteriza o lado esquerdo da curva QV (lado instável do ponto de vista da tensão), definindo uma região anormal de operação, onde as ações corretivas de tensão operam de maneira inversa ao esperado. Nesta região, a injeção de potência reativa resulta numa redução do nível de tensão, isto é, o controle de tensão e potência reativa atua de maneira oposta a usual.

Portanto, caso um equipamento de compensação de potência reativa esteja trabalhando na região B da curva QV, sua capacidade de fornecer potência reativa não seria útil para manter a tensão terminal especificada. Para o caso de um gerador síncrono, por exemplo, uma maior corrente de excitação da máquina iria reduzir ainda mais o nível de tensão, o controle automático de tensão continuaria agindo de maneira a tentar restabelecer o perfil de tensão.

Porém de maneira contrária, obter-se-ia uma redução na tensão. Este mecanismo poderia levar o sistema à instabilidade da tensão e ao colapso definitivo do sistema.

O ponto intermediário entre as duas regiões (ponto de mínimo da curva QV), onde a derivada dQ/dV é nula, além de representar o limite de estabilidade de tensão, define o ponto limite entre as regiões A e B. Este ponto pode mudar de acordo com o carregamento e potências ativas e reativas geradas no sistema.

A Figura 5-2 mostra as curvas QV's de uma barra de tensão controlada, considerando vários cenários de carga, descrito como L1 a L6, sendo a curva L6 aquela que representa o maior carregamento do sistema. No caso base a tensão é ajustada em 1,0 pu. Note-se que o caso base situa-se na Região A (curva L1). Este ponto é obtido pela interseção da linha vertical (pontilhada) com a curva L1. Quando a carga aumenta, as curvas QV's (e o ponto de operação) são movidas para a direita. Conseqüentemente, a partir de um determinado carregamento, alguns pontos de operação encontram-se na Região B. Este comportamento evidencia a mudança na região de operação de acordo com aumento de carga.

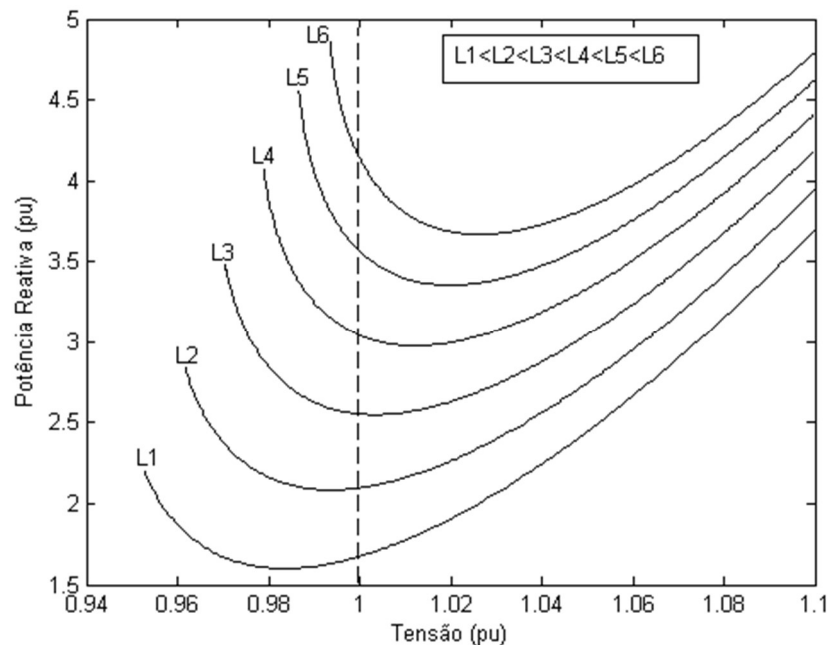


Figura 5-2 - Aumento de Carga e seus Efeitos na Região de Operação

A partir da Figura 5-2, pode-se ainda concluir que, para um mesmo carregamento, aumentar o nível de tensão terminal da barra controlada desloca o ponto de operação para a direita; e reduzir o nível de tensão desloca o ponto de operação para a esquerda. Portanto, além

do corte de carga, o redespacho de potência reativa também representa uma medida corretiva capaz de mudar a região de operação. Uma metodologia de redespacho de potência reativa será apresentada na seção 5.4.

No que diz respeito ao redespacho de potência ativa frente à curva QV da barra cuja potência foi redespachada, seu comportamento pode ser observado na Figura 5-3. Nas curvas QV's, Pg1 indica a maior geração de potência ativa em uma determinada barra de geração, enquanto Pg5 a mínima. Note que a variação da potência ativa gerada em uma determina barra desloca a curva e, conseqüentemente, pode resultar na mudança da região de operação. Assim, reduzir o valor da potência ativa gerada desloca o ponto de mínimo da curva para a esquerda. A utilização do redespacho de potência já foi abordada em [84], portanto, não será utilizada neste trabalho. Ademais, a mesma representa uma medida drástica, muito mais complexa para o operador do sistema que o redespacho de potência reativa.

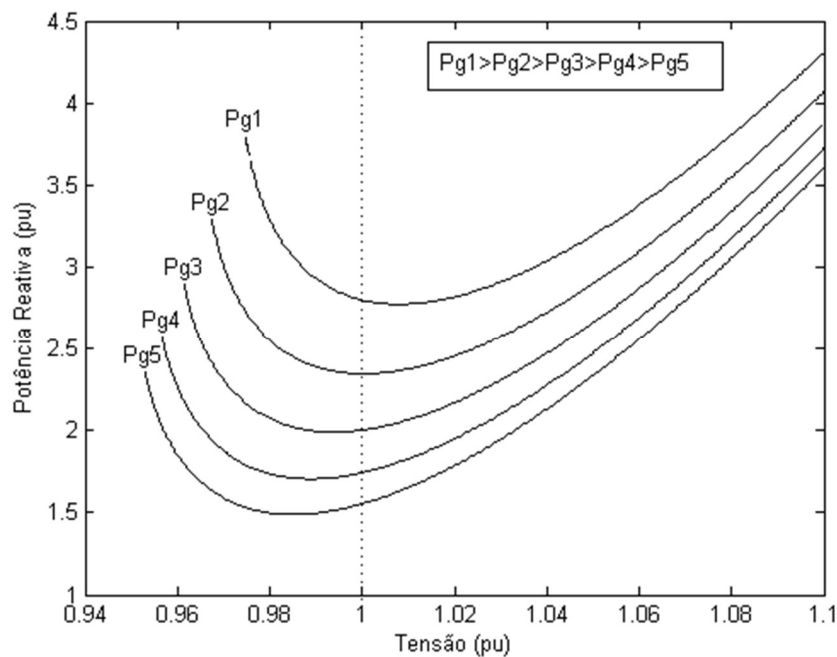


Figura 5-3 - Mudança na Região de Operação através do Redespacho de Potência Ativa

De acordo com os resultados da Figura 5-2 e da Figura 5-3, pode-se concluir que tanto o carregamento do sistema quanto o montante gerado pelas máquinas presentes no ST influenciam nas regiões de operação. Desta forma, a presença de GD e conseqüente formação de RDA's pode resultar na mudança da região de operação das barras conectadas no ST [85]. Quando uma RDA está fornecendo potência para o ST, a presença desta rede resulta na redução

do carregamento do sistema já que, além da amortização da carga presente no próprio SD, a mesma ainda pode fornecer o excedente de potência para o ST. Como consequência, os reguladores de velocidade e tensão das máquinas ligadas ao ST atuam de modo a reduzir o montante gerado. Neste sentido, a RDA atua reduzindo tanto o carregamento quando a geração de potência ativa nas máquinas. Caso a RDA esteja também fornecendo potência reativa, a mesma é vista pelo ST como uma compensação local de potência reativa. Isto implica no redespacho de potência reativa do sistema.

5.3 Índice de Adequação do Controle de Tensão

Conforme apresentado na seção anterior, a identificação de regiões de operação pode ser realizada através de curvas QV's. Por observação, pode-se determinar se o ponto de operação encontra-se na região A ou B. No entanto, este procedimento é relativamente lento para o caso de grandes sistemas. Isto ocorre especialmente devido ao grande número de barras que devem ser analisadas, bem como o elevado número de casos de fluxo de potência necessários para a determinação daquelas curvas [41]. Como solução, este esforço computacional pode ser reduzido através da proposta de utilização de um indicador, obtido através de manipulações na matriz jacobiana do sistema. Anteriormente, este índice foi proposto em [86] como critério de parada no método continuado QV. Contudo, não foram encontradas aplicações do mesmo na identificação de regiões de operação. Desta forma, propõe-se utilizar o índice para determinar rapidamente a região de operação na curva QV, definido-o pela Equação (5.1).

$$I_Q = \frac{TV_Q^t}{\|TV_Q\|} J_Q \frac{TV_Q}{\|TV_Q\|} \quad (5.1)$$

Na equação (5.1), TV_Q representa o vetor tangente modificado e TV_Q^t o seu transposto. Este vetor tem como principal característica antecipar o comportamento do autovalor que tende para zero na vizinhança do ponto de mínimo da curva QV. Uma breve discussão em relação a essa afirmação pode ser encontrada em [83]. Matematicamente TV_Q é calculado de acordo com a Equação (5.2).

$$TV_Q = J_Q^{-1} Q_1 \quad (5.2)$$

sendo J_Q a matriz jacobiana do sistema, considerando a equação de potência reativa da barra em análise. Q_1 é um vetor com todos os elementos nulos, exceto para a posição referente a potência reativa da barra em questão, que é considerada sofrer uma pequena variação, portanto, assume-se o valor unitário:

$$Q_1 = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

O sinal e a magnitude do índice I_Q indicam a adequação das ações de controle em uma determinada barra do sistema. Um sinal positivo aponta para a operação na região A e com ações de controle naturalmente esperadas; o sinal negativo indica operação na região B e com efeito oposto ao controle de tensão e potência reativa, ou seja, contrária ao naturalmente esperado. A magnitude do índice indica a robustez da barra ou, em outras palavras, o quão distante o ponto de operação desta barra encontra-se do ponto de mínimo da curva QV. A demonstração do índice I_Q encontra-se em [83] e no Apêndice E.

5.4 Redespacho de Potência Reativa

Um ponto de operação é considerado seguro do ponto de vista estático da estabilidade de tensão quando todas as barras do sistema encontram-se operando na Região A [42]. Caso existam barras de tensão controlada operando na Região B, ações de controle devem ser tomadas. De modo geral, ações de controle têm como principal objetivo evitar alguns fenômenos que geralmente precedem o colapso de tensão, como perdas elevadas e baixo perfil de tensão. Neste sentido, estas ações buscam reduzir as perdas, elevar o nível de tensão e maximizar a margem de carga do sistema.

Em [84] são discutidas algumas ações de controle que buscam mover o ponto de operação da Região B para a Região A. Devido a sua grande capacidade de geração de potência reativa, o foco principal é a atuação de geradores e compensadores síncronos. Como continuidade, esta seção apresenta uma proposta de redespacho de potência reativa visando deslocar o ponto de operação da região B para A.

A proposta de ação de controle apresentada nesta seção baseia-se na redução do fluxo de potência ao longo da trajetória de transmissão dos equipamentos que possuem curva QV na região B. No caso de geradores e compensadores síncronos, esta ação de controle é realizada através do ajuste do *setpoint* e variação do montante de potência reativa gerada. Para isso, é proposta uma abordagem de redespacho de potência reativa baseada em uma matriz jacobiana aumentada do fluxo de potência, cuja solução é obtida por Newton-Raphson. A matriz jacobiana é modificada em relação ao fluxo de potência convencional, através da inclusão de novas linhas relacionadas com as barras cuja operação encontra-se na Região B, e colunas associadas aos geradores que realizarão o redespacho. A matriz jacobiana aumentada com as restrições de redespacho é representada pela equação (5.4):

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta I_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N & \\ M & L & gen \\ ID & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta R \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

O valor do *mismatch* ΔI_Q é calculado pela diferença entre o valor atual e da iteração anterior. As matrizes H , N , M e L representam as derivadas parciais das equações de potência ativa e reativa em relação às tensões e ângulos. Como as tensões das barras de tensão controladas que participam do redespacho são agora calculadas, as equações de potência reativa destas barras são consideradas no equacionamento.

O vetor linha ID é composto pelas derivadas parciais do índice I_Q em função das variáveis de estado, conforme a equação (5.5)

$$ID = (2 J_Q TV_Q)^t \quad (5.5)$$

Como TV_Q é calculado de acordo com a equação (5.2), a equação (5.5) pode ser reescrita como:

$$ID = (Q_1)^t \quad (5.6)$$

A equação (5.6) indica que o ID representa um vetor nulo, exceto na posição referente à potência reativa da barra operando na região B, na qual se considera uma variação. Cabe destacar ainda que o vetor Q_1 já foi definido anteriormente na equação (5.3). A dedução de ID pode ser visualizada no Apêndice F.

As novas colunas "*gen*" estão associadas com os geradores/compensadores que participarão do redespacho de potência reativa. Os elementos deste vetor são valores normalizados que são obtidos através de análises de sensibilidade. Esta análise de sensibilidade é aplicada para determinar quais são os geradores/compensadores mais adequados para participar do redespacho, isto é, aqueles que mais contribuem para mover o ponto de operação da Região B para Região A. A equação (5.7) apresenta a análise de sensibilidade utilizada para seleção dos geradores/compensadores.

$$S_{G_i} = \frac{\Delta I_Q}{\Delta Q_{G_i}} \quad (5.7)$$

Onde ΔI_Q representa a variação do índice I_Q em função de uma variação na potência reativa do gerador i (ΔQ_{G_i}). Este processo é repetido para todos os geradores/compensadores.

Os geradores/compensadores cuja sensibilidade S_{G_i} é positiva são os mais propensos a realizar o redespacho, uma vez que o aumento na injeção de potência reativa destes geradores resultam na melhoria do índice I_Q (o torna mais positivo) nas barras sob análise. Estas sensibilidades são representadas por $S_{G_i}^*$. Assim, os valores não nulos do(s) vetor(es) *gen* da equação (5.4) são os valores normalizados de α_i , obtidos de acordo com a equação (5.8):

$$\alpha_i = \frac{S_{G_i}^*}{\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq m}}^{n^*} (S_{G_i}^*)} \quad (5.8)$$

sendo n^* o número de geradores que participam do redespacho e m os geradores na Região B.

O conjunto de equações de potência reativa nas barras PV's que participam do redespacho são atualizadas a cada iteração do método de convergência a partir da equação (5.9).

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i + \alpha_i \Delta R \quad (5.9)$$

Onde Q_i^{esp} representa a potência reativa especificada, Q_i a potência reativa calculada, e ΔR o montante de potência reativa redespachado.

O novo conjunto de equações é então solucionado por Newton-Raphson, resultando nas variáveis de estado do sistema (tensões e ângulos) e o redespacho de potência reativa nas

máquinas. O processo iterativo converge para um ponto de operação no qual o índice I_Q seja muito próximo de zero, isto é, o ponto de operação é posicionado nas proximidades do ponto de mínimo da curva QV nas barras que outrora operavam na região B, com índice I_Q pequeno, porém agora positivo. Esta solução quase ótima fornece resultados próximos aos obtidos com métodos de otimização baseados em pontos interiores, conforme discutido em [84]. Outras informações em relação ao redespacho de potência reativa podem ser encontradas em [83].

A implementação da proposta de redespacho de potência reativa em sistemas de excitação de máquinas síncronas é possível, tendo em vista os seguintes modos de operação dos AVR's [83]:

- Controle Automático de Tensão;
- Controle Automático do Fator de Potência;
- Controle Automático da Potência Reativa Gerada.

Embora a metodologia proposta nesta seção e os resultados apresentados na próxima tenham como foco a aplicação em geradores e compensadores síncronos, a mesma pode ser facilmente estendida para outros equipamentos. Como o índice I_Q indica a região de operação das barras, o mesmo pode ser usado com a mesma finalidade quando se considera o controle de tensão através de LTC's, capacitores, SVC's, dentre outros. Da mesma forma, o redespacho de potência reativa também pode ser estendido para estes outros equipamentos. Neste caso, são necessárias algumas adaptações na metodologia. Por exemplo, a variável de estado relacionada aos LTC's são a posição do *tap*; no caso de capacitores, o montante a ser chaveado.

5.5 Resultados

Nesta seção o índice I_Q e a ação de controle proposta são avaliados. Com esse objetivo, utiliza-se um equivalente de 107 barras do sistema brasileiro, composto por três áreas: Sul, Sudeste e Mato Grosso. Este sistema consiste de 23 geradores síncronos e 104 linhas de transmissão, conforme o diagrama unifilar mostrado na Figura 5-4. Buscando visualizar o fenômeno do efeito inverso descrito anteriormente, o sistema foi ligeiramente carregado. A capacidade total de geração é de 22.080 MW, dos quais 13.708 MW são despachados no caso base. A carga ativa total é de 13.265 MW e a potência base é 100 MVA. Os dados do sistema estão disponíveis em [84].

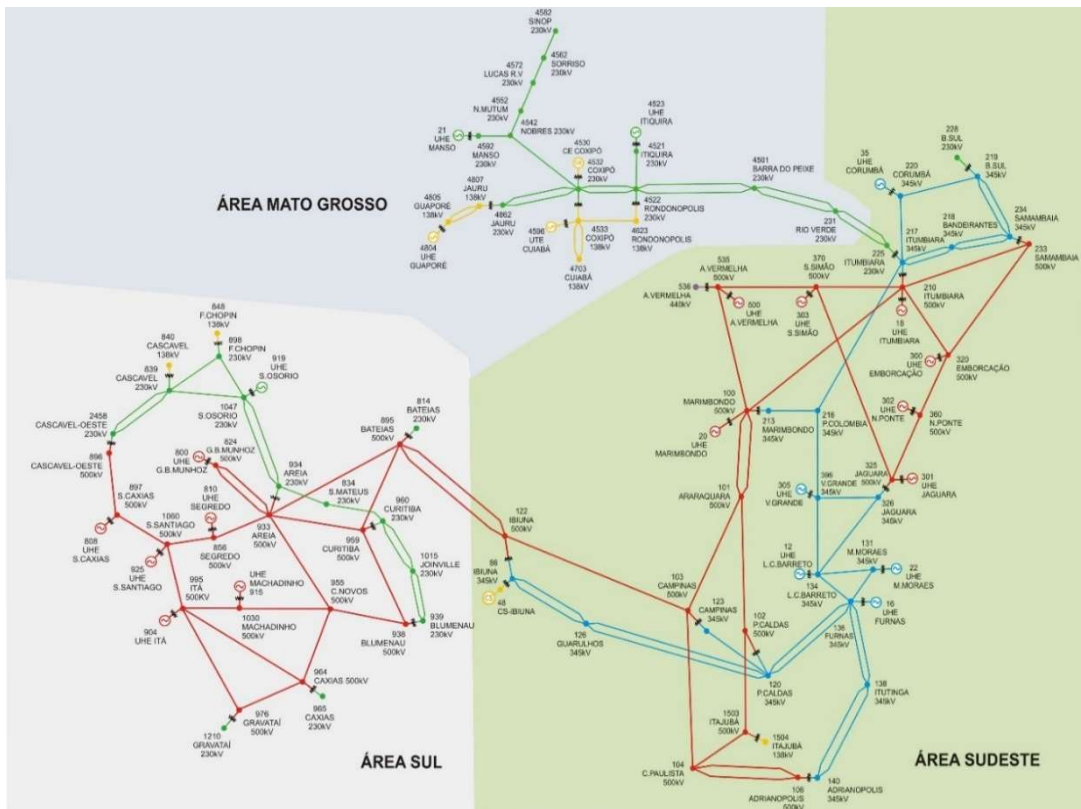


Figura 5-4 - Sistema 107 Barras

A partir do caso base, o índice I_Q é calculado para todas as barras de geração do sistema, uma a uma. Os resultados são mostrados na Tabela 5-1.

Tabela 5-1 - Índice I_Q no Caso Base

| Barra | Índice I_Q | Barra | Índice I_Q |
|-------|--------------|-------|--------------|
| 12 | 15,3558 | 500 | 17,1622 |
| 16 | 2,7678 | 800 | 0,5678 |
| 20 | 6,2099 | 808 | 5,0544 |
| 21 | 0,1803 | 810 | 1,1275 |
| 22 | 8,6868 | 904 | -0,2206 |
| 35 | 4,9266 | 915 | 0,6708 |
| 48 | 0,2731 | 919 | 2,3746 |
| 300 | 11,9681 | 925 | 4,5790 |
| 301 | 20,7731 | 4523 | 0,7811 |
| 302 | 20,7763 | 4596 | 0,2954 |
| 303 | 22,1517 | 4804 | 0,7880 |
| 305 | 15,5371 | | |

De acordo com a Tabela 5-1, o índice I_Q é negativo somente para a barra 904 (destacada na tabela). Isto indica uma atuação oposta ao esperado do controle de tensão e potência reativa nesta barra. Este resultado é comprovado observando a curva QV da Barra 904, mostrada na Figura 5-5. Note que o ponto de operação se encontra na Região B.

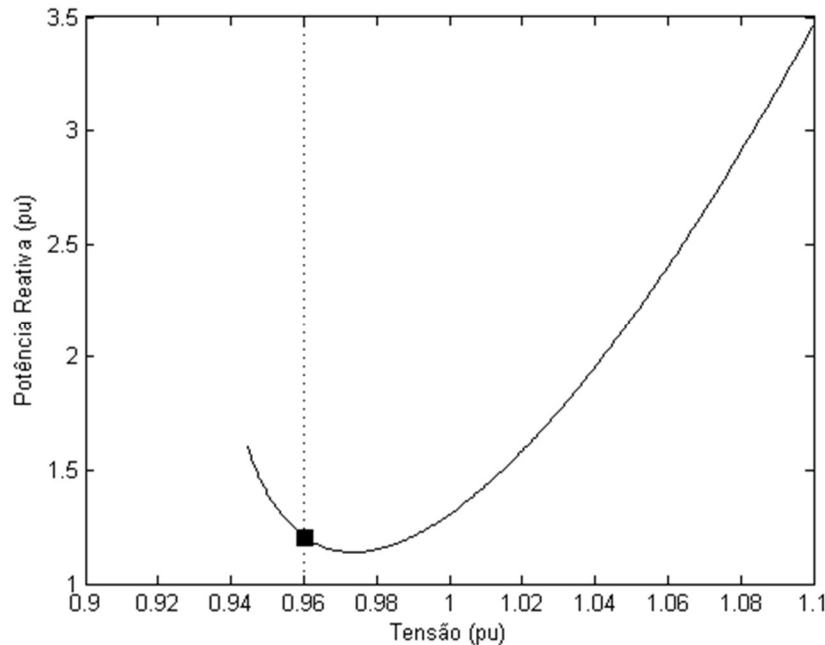


Figura 5-5 - Curva QV da Barra 904

Como a Barra 904 se encontra na Região B, ações de controle devem ser tomadas, visando a mudança da região de operação desta barra (da Região B para a Região A). Os geradores mais indicados para participar do redespacho são escolhidos de acordo com a sensibilidade indicada pela equação (5.7).

A Tabela 5-2 mostra o comportamento do índice I_Q para todas as barras de geração no case base e após a utilização do redespacho de potência reativa proposto. Pode-se observar que a metodologia apresentada é eficiente, visto que a mesma é capaz de deslocar o ponto de operação da Barra 904 da região B para a região A, sem alterar a região de operação de outras barras. Caso outras barras mudassem de região de operação, as mesmas seriam incluídas no processo. Cabe destacar ainda que as barras que participaram do redespacho reduziram o valor de I_Q , já que as mesmas contribuíram com mais potência reativa. Por outro lado, as demais barras aumentaram o valor de I_Q , pois as condições operativas do sistema melhoraram. Analisando os módulos de I_Q na Tabela 5-2, nota-se que, de modo geral, as barras que

participam do redespacho são aquelas com maiores valores de I_Q . Desta maneira, apesar do comportamento não linear do índice, o mesmo também pode ser utilizado para determinar os geradores mais indicados para realizar o redespacho de potência reativa, já que a mesma indica a robustez de cada barra.

Tabela 5-2 - Efeito da Ação de Controle Proposta

| Barra | Caso Base | Redespacho de Potência Reativa |
|--------------|------------------|---|
| 12 | 15,3558 | 12,4945 |
| 16 | 2,7678 | 1,7767 |
| 20 | 6,2099 | 4,6986 |
| 21 | 0,1803 | 0,2378 |
| 22 | 8,6868 | 7,9212 |
| 35 | 4,9266 | 4,2149 |
| 48 | 0,2731 | 0,5460 |
| 300 | 11,9681 | 10,0625 |
| 301 | 20,7731 | 19,0272 |
| 302 | 20,7763 | 18,8457 |
| 303 | 22,1517 | 19,6023 |
| 305 | 15,5371 | 13,8383 |
| 500 | 17,1622 | 15,0195 |
| 800 | 0,5678 | 1,6761 |
| 808 | 5,0544 | 8,5632 |
| 810 | 1,1275 | 3,0716 |
| 904 | -0,2206 | 0,3299 |
| 915 | 0,6708 | 2,1656 |
| 919 | 2,3746 | 3,4445 |
| 925 | 4,5790 | 9,7135 |
| 4523 | 0,7811 | 0,7384 |
| 4596 | 0,2954 | 0,3247 |
| 4804 | 0,7880 | 0,8214 |

Os impactos das ações de controle nas condições operativas do sistema são sumarizados na Tabela 5-3. A linha 2 mostra o somatório da parcela ativa das cargas no ponto de máximo carregamento. As perdas ativas totais são mostradas na linha 4. A variação percentual resultante das ações de controle frente ao caso base são destacados nas linhas 3 e 5.

Tabela 5-3 - Impactos das Ações de Controle nas Condições Operativas do Sistema

| | Caso Base | Redespacho de Potência Reativa |
|--------------------------------|------------------|---------------------------------------|
| Carga [pu] | 135,73 | 137,78 |
| Variação da Carga [%] | - | 1,51 |
| Perdas [pu] | 4,43 | 4,27 |
| Variação das Perdas [%] | - | -3,55 |

A partir da Tabela 5-3, pode-se observar que a ação de controle proposta melhora as condições operativas do sistema e, conseqüentemente, a segurança de tensão do mesmo. Após o redespacho de potência, o sistema supre uma carga 1,51% maior. Considerando a base de 100MVA do sistema, isto implica no aumento de 205 MW. Este resultado é alcançado tendo em vista a redução de 3,55% nas perdas ativas totais do sistema e na inexistência de barras operando na região B, o que permite alcançar um melhor suporte de potência reativa no sistema.

5.6 Considerações Finais

Este capítulo investigou o problema do efeito inverso no controle de tensão e potência reativa. Dentre outras razões, o mesmo pode estar associado à variabilidade no montante gerado pelo ST, tendo em vista o suporte de potência que pode ser fornecido pelas RDA's. Para identificar esta característica inversa, é proposto a utilização de um índice que monitora o comportamento da curva QV. O foco é identificar quais barras estão operando na Região B, para que ações de controle sejam efetivamente tomadas, e a instabilidade de tensão evitada. Como o índice requer baixo esforço computacional, diferentemente da obtenção das curvas QV's, o mesmo pode ser usado em tempo real.

Após a identificação rápida da região de operação, é proposta uma ação de controle baseada no redespacho de potência reativa em geradores e compensadores síncronos. Esta ação de controle tem como objetivo deslocar o ponto de operação da região B para a região A e,

consequentemente, melhorar as condições operativas do sistema. Tanto o índice, quanto a ação de controle foram validados considerando um equivalente de parte do sistema elétrico brasileiro.

CAPÍTULO 6 – MÉTODO HÍBRIDO PARA ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE LONGO PRAZO

6.1 Considerações Iniciais

A dependência crescente da população e dos processos produtivos pela energia elétrica, aliada à uma tendência mundial de geração de energia de uma forma menos agressiva ao meio ambiente tem motivado cada vez mais a utilização de recursos renováveis na geração primária de energia elétrica. A produção de energia proveniente de parques eólicos, energia solar, entre outras, já é uma realidade, sendo inclusive parte considerável da matriz energética de muitos países. Contudo, a integração destas fontes ao sistema elétrico representa desafios notáveis na operação e no planejamento do sistema elétrico interligado, devido à natureza variável da velocidade do vento ou da irradiação solar. Este comportamento introduz incertezas no campo de produção da energia elétrica, o que pode afetar o sistema de diferentes formas e em diferentes escalas de tempo, indo desde uma hora durante o dia até mesmo se estendendo ao dia seguinte.

A integração de geração distribuída em grande escala nos sistemas de distribuição pode influenciar na operação e planejamento dos sistemas de transmissão, conforme as análises realizadas no Capítulo 4. Tradicionalmente, quando o foco principal do estudo é o ST, considera-se que o SD é representado por uma injeção equivalente de potência. Por outro lado, se a análise é focada no SD, o ST é representado através de um equivalente de Thévenin. Evidentemente, a modelagem dinâmica completa tanto do ST quanto dos SD's representa a melhor abordagem no que diz respeito à representação mais fidedigna do comportamento do sistema elétrico na prática, quando foco da análise é a avaliação da estabilidade. Entretanto, um maior esforço computacional é exigido tanto relacionado à capacidade de armazenamento, quanto à velocidade de processamento do volume de dados e equações envolvidas. Ademais, muitas vezes alguns dados referentes aos SD são desconhecidos, fato este que, de modo geral, não ocorre no ST. Contudo, esta situação tende a ser solucionada no futuro com a presença dos medidores elétricos inteligentes (*smart meters*).

No que tange o impacto na estabilidade de curto e de longo prazos dos ST's, quando da presença de RDA's, algumas estratégias e metodologias foram apresentadas no Capítulo 4.

Assim, neste capítulo, apresentar-se-á uma abordagem alternativa àquela do Capítulo 4. A variabilidade dos recursos distribuídos bem como da carga ao longo do tempo será avaliada agora por meio de uma abordagem híbrida que combina o módulo de análise quase-dinâmica com o fluxo unificado (1ph e 3ph) (presente na plataforma de simulação apresentada no Capítulo 3). A proposição desta metodologia híbrida permitirá que estudos de estabilidade de longo prazo possam ser realizados ao durante de um longo período de tempo, por exemplo, durante as 24 horas de um dia, com redução do esforço computacional em comparação com a análise transitória detalhada dos ST's e SD's (que exige pequenos períodos de integração).

6.2 Fluxo Unificado (1ph e 3ph)

De modo geral, a análise do ST e dos SD's é realizada de maneira separada (por meio de dois sistemas desacoplados). Na referência [73] é proposta uma abordagem para o cálculo do fluxo de potência no qual o ST e os SD's a ele conectados são resolvidos simultaneamente como um único sistema, preservando as características de cada um - a transmissão possui representação monofásica de sequência positiva e a distribuição uma representação trifásica. Para isso, considera-se que "N" SD's estão conectados ao ST, como mostra a Figura 6-1.

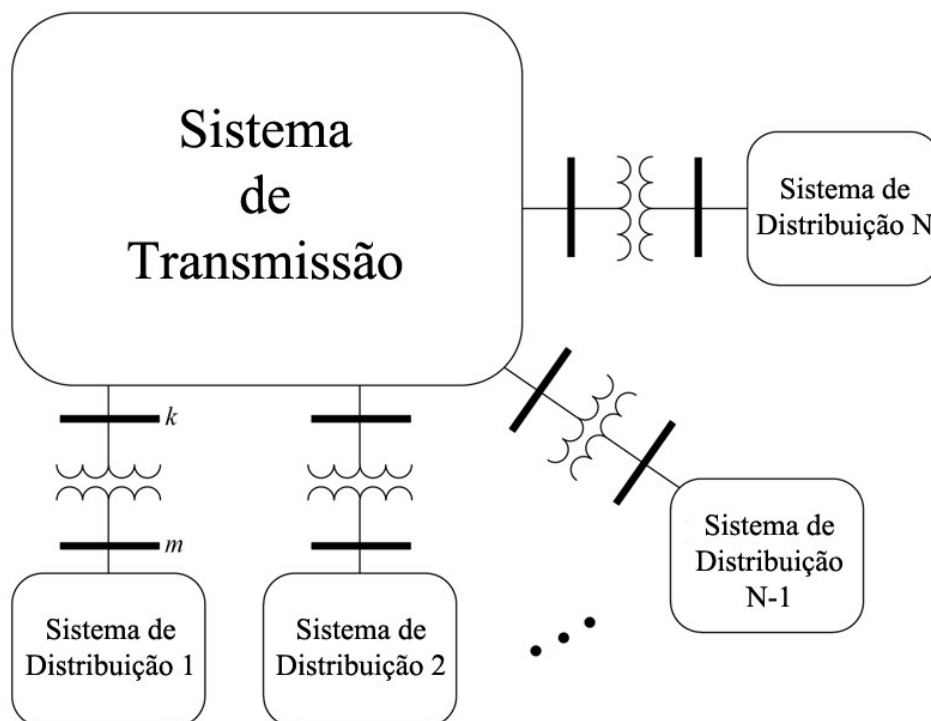


Figura 6-1 - Conexão entre os Sistemas de Transmissão e de Distribuição
FONTE: [73]

A ideia principal da metodologia está relacionada ao fato das k -ésimas barras serem representadas como barras PQ (carga) na formulação do fluxo de potência do ST e como barras $V\theta$ (*slack*) para os SD's. Note que o acoplamento entre os sistemas ocorre através das k -ésimas barras, que estão presentes em ambos os sistemas (ST e SD). Assim, a convergência de um sistema depende do resultado do outro. Neste processo, executa-se uma iteração dos "N" SD's para atualizar a carga das barras (neste caso a Barra k é tipo $V\theta$). Em seguida, executa-se uma iteração do ST (as k -ésimas barras são representadas como PQ 's). Este processo é repetido alternadamente até que a convergência seja alcançada. Percebe-se claramente o acoplamento entre os diversos níveis do sistema elétrico, pois a cada iteração as informações do ST e do SD são atualizadas. O fluxograma da Figura 6-2 descreve o processo de solução simultâneo descrito acima.

Como "N+1" sistemas pequenos são resolvidos ao invés de um único sistema maior, o esforço computacional é reduzido proporcionalmente. Pode-se então empregar processamento paralelo para resolver os "N" SD's, já que o resultado de um SD não depende da solução de outro entre as iterações.

A metodologia proposta em [73] incorpora ainda os modelos em regime permanente para energia eólica, painéis fotovoltaicos, motores de indução e curvas de carga. No que diz respeito às GD's, pode-se avaliar a influência no montante gerado por estas fontes devido às variações nas condições meteorológicas. A velocidade do vento em um dado instante de tempo indica o valor gerado pelo parque eólico de acordo com sua respectiva curva, que relaciona a velocidade do vento com o montante gerado. Da mesma forma, a radiação solar e temperatura ambiente fornecem o valor da geração do correspondente parque solar.

A formulação matemática do fluxo unificado, bem como dos modelos em regime permanente de painéis fotovoltaicos, geradores eólicos e motores de indução podem ser encontrados com maiores detalhes em [73].

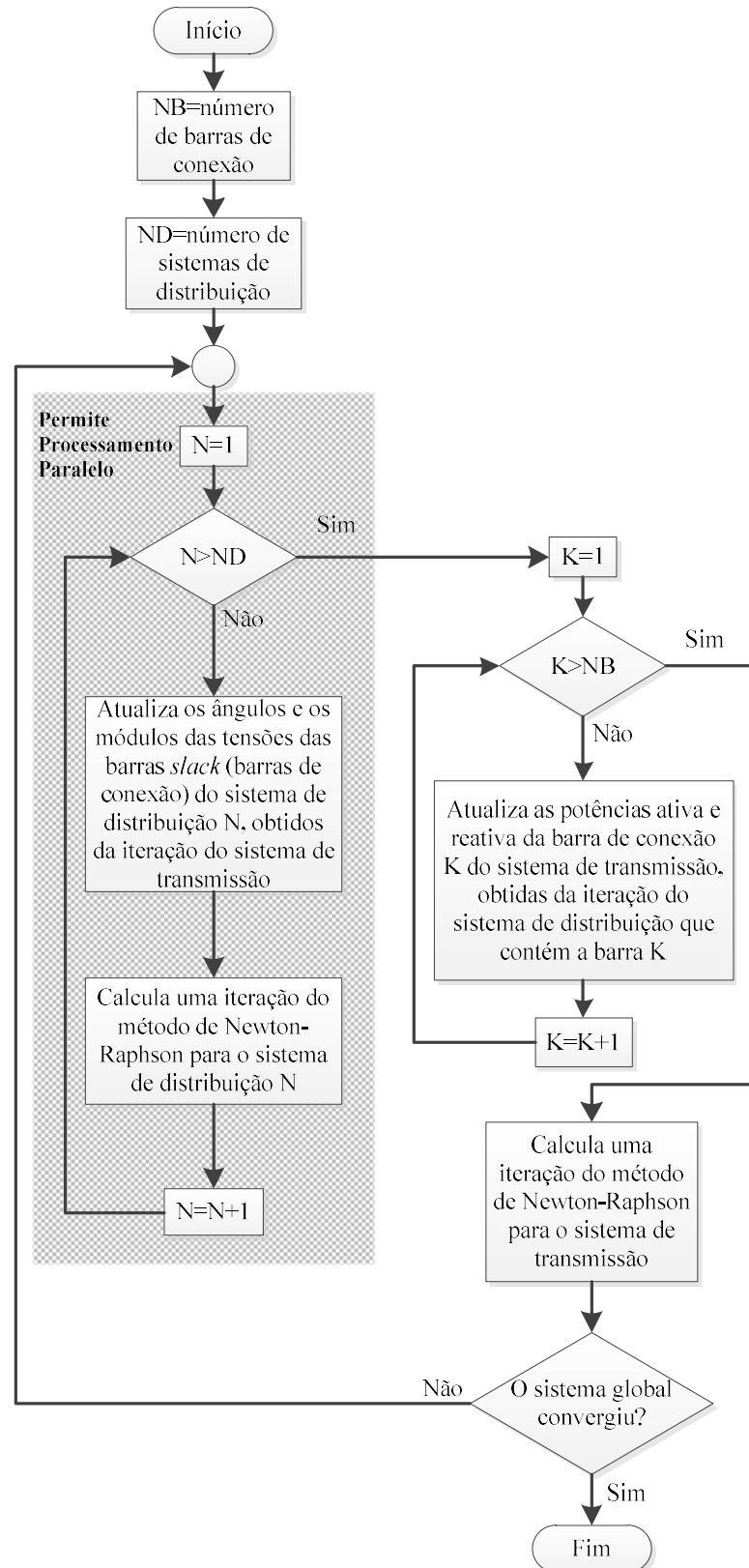


Figura 6-2 - Metodologia de Fluxo de Potência Unificado (1ph e 3ph)
 FONTE: [73]

6.3 Módulo Híbrido: Quase-Dinâmico e Fluxo Unificado (1ph e 3ph)

Nesta seção é proposta uma metodologia para a solução combinada entre o ST e os SD's por meio do intercâmbio de informações entre o módulo quase-dinâmico e o fluxo de potência unificado (1ph e 3ph), permitindo avaliar a estabilidade de longo prazo para o ST. Neste caso, duas abordagens distintas serão consideradas para o ST e os SD's, conforme descrito a seguir:

- i. A modelagem do ST, e seus componentes, é desenvolvida considerando uma abordagem dinâmica, através de um conjunto algébrico-diferencial. Neste caso, as fontes de geração estão localizadas somente na transmissão, resultando no equilíbrio entre as fases e possibilitando o emprego da modelagem monofásica do sistema. Como os fenômenos que ocorrem no sistema têm constantes de tempo distintas, uma metodologia quase-dinâmica é então utilizada para avaliar o comportamento de longo prazo.
- ii. Como o interesse do presente trabalho é o impacto das RDA's no ST, os SD's não são detalhados no nível dinâmico. Contudo, o desequilíbrio entre as fases, a alta relação R/X, presença de ramais monofásicos, bifásicos ou trifásicos, diferentes ligações e tipos de carga, característicos dos sistemas de distribuição, são considerados por meio do módulo de fluxo de potência unificado (1ph e 3ph), descrito na seção anterior. Esta hipótese é válida de acordo com os resultados obtidos na seção 4.4.2, em que é mostrado que análise da estabilidade de longo prazo com a utilização de equivalentes para os SD's é suficiente. Contudo, caso o interesse esteja nas análises de curto prazo, evidentemente há a necessidade de uma simulação dinâmica completa, detalhando tanto o ST quanto os SD's.

O acoplamento entre os sistemas, bem como a entrada/saída de fontes de geração e de cargas no SD dar-se-á por meio da variação na carga líquida observada pelo ST e da atualização dos *setpoints* dos equipamentos de regulação de tensão presentes no ST (capacitores, LTCs, e tensões terminais). A Figura 6-3 apresenta o fluxograma da proposta de solução híbrida, cujas tarefas realizadas em cada um dos blocos numerados são descritas a seguir:

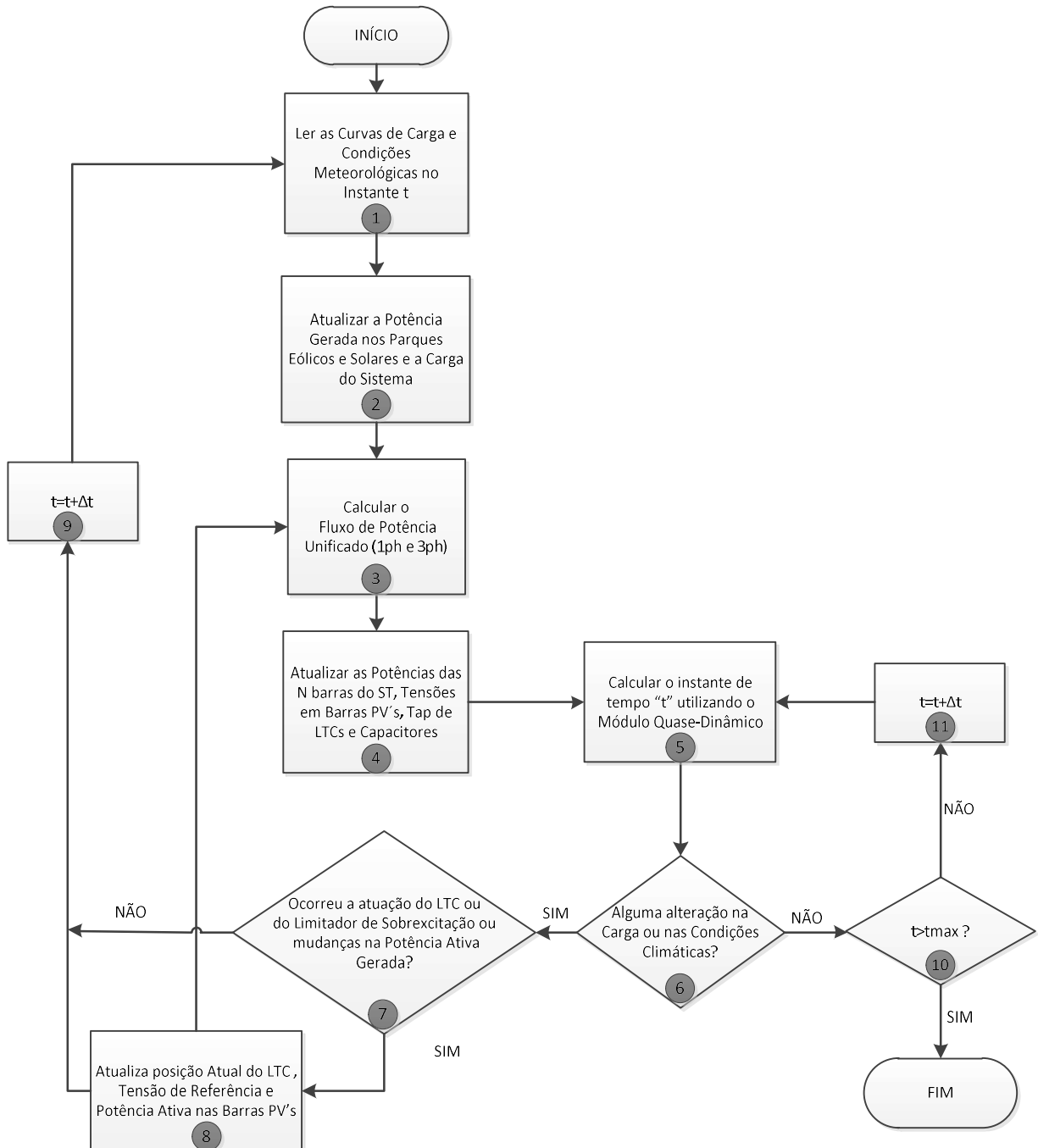


Figura 6-3 - Metodologia de Solução Combinada dos SD's e ST

Bloco 1) O processo se inicia através da leitura em um instante “t” das condições meteorológicas (velocidade do vento, irradiação solar, temperatura ambiente) bem como das curvas de carga das barras do ST e SD's;

Bloco 2) Um novo valor de geração é calculado e atualizado nos dados do fluxo de potência. Para um parque eólico, a velocidade do vento é usada como entrada para calcular o valor gerado pelo parque, enquanto a radiação solar e a temperatura ambiente são usadas para calcular a geração do parque solar. Da mesma maneira que os valores de geração, as cargas do sistema também podem seguir uma curva preestabelecida, onde seus valores são atualizados para cada novo ponto de operação;

Bloco 3) Calcular o Fluxo de Potência Unificado (1ph e 3ph) de acordo com a metodologia apresentada no fluxograma da Figura 6-2;

Bloco 4) Atualizar as potências ativas e reativas nas “N” barras ligadas ao ST, as tensões nas barras PV’s e PQ’s ligadas ao ST, no *tap* dos LTC’s, e na posição dos capacitores. Estas informações são então enviadas ao módulo quase-dinâmico. Se o instante de tempo “t” sob avaliação for o primeiro do processo, determinar as condições iniciais no módulo quase-dinâmico. Note que, nesta abordagem híbrida, caso ocorram violações de limites no ST (*tap* de LTC’s, geração de potência reativa), estas serão consideradas no ST. Isto não ocorre na abordagem tradicional, em que o ST e os SD’s são solucionados de forma desacoplada, já que durante a execução do fluxo de potência de cada SD, o ST é considerado como um equivalente de Thévenin (com tensão fixa), ou seja, por meio de uma barra *swing*.

Bloco 5) Calcular o instante “t” do módulo quase-dinâmico;

Bloco 6) Ocorram alterações na condições climáticas ou na carga do sistema?

Sim: Ir para o Bloco 7;

Não: Ir para o Bloco 10;

Bloco 7) Ocorram a atuações de LTC’s ou dos limitadores de sobreexcitação ou variação nas potências ativas geradas durante a execução do módulo quase-dinâmico?

Sim: Ir para o Bloco 8

Não: Ir para o Bloco 9

Bloco 8) A posição do *tap* dos LTC’s e novos valores de referência proveniente da atuação dos limitadores de sobreexcitação no MQD são enviados para o fluxo de potência unificado, Bloco 3. O mesmo ocorre para a potência ativa nas barras PV’s. O processo segue para o Bloco 9.

Bloco 9) O instante de tempo “t” é incrementando em Δt e o processo volta para o Bloco 1.

Bloco 10) O instante “t” é maior que o tempo máximo (t_{max}) definido para a simulação?

Sim: Os dados são armazenados e o processo termina;

Não: Ir para o Bloco 11.

Bloco 11) O instante de tempo “t” é incrementando em Δt e o processo volta para o Bloco 5.

Note que, como o foco da análise é a estabilidade de longo prazo a partir do módulo quase-dinâmico, o incremento de tempo Δt pode assumir valores maiores que aqueles utilizados na análise da estabilidade transitória. Como as equações são todas algébricas nesta abordagem, não se costuma utilizar o termo “passo ou período de integração”, sendo mais indicado o termo “taxa de atualização” ou “incremento de tempo”.

A premissa de que as condições climáticas e a carga não são atualizadas em todos os instantes de tempo baseia-se no fato de, para análise de longo prazo, as mesmas não variam instantaneamente. Por exemplo, os desvios típicos de produção de energia eólica variam [87]:

- 0,1 % a cada 1 segundo;
- 3% a cada 10 minutos;
- 10% a cada hora.

Assim, observa-se que impactos relevantes na produção de energia eólica são observados a partir de 10 minutos. Da mesma maneira, o comportamento da carga praticamente não varia no horizonte de poucos segundos.

Desta forma, a proposta supracitada representa uma solução intermediária para a obtenção da resposta de longo prazo, entre a modelagem em regime permanente (abordagem mais simples através do fluxo de potência) e a modelagem dinâmica completa do ST e dos SD's (mais complexa), de tal forma que se pode considerar a intermitência das fontes de geração conectadas ao SD.

A principal vantagem da metodologia proposta está associada à redução do esforço computacional, tendo em vista a modelagem em regime permanente dos SD's e de seus componentes, além da utilização de processamento paralelo durante o processo de simulação.

6.4 Sistema Proposto para Simulação

O sistema proposto para avaliar a metodologia apresentada na seção anterior é composto pelo sistema de transmissão IEEE 30 Barras [88] e pelos sistemas de distribuição IEEE 34 Barras [89] e 75 Barras [77] (este último sistema já foi utilizado no Capítulo 4). Os dados dinâmicos referentes ao sistema de transmissão podem ser encontrados em [90]. As seguintes premissas são consideradas:

- As Barras 31, 32 e 33 foram criadas no sistema IEEE 30 Barras, de modo a representar o secundário do transformador que interliga o sistema de transmissão aos sistemas de distribuição, permitindo avaliar a atuação discreta do LTC durante a simulação quase-dinâmica. Estas novas barras já existem nos SD's e representam as barras *swing* para os mesmos.
- O sistema 75 Barras-A é conectado ao IEEE30 por um transformador de 25-MVA, denominado LTC 1, conectando a Barra 7 do ST a Barra 31, que representa a barra 1100 do IEEE 75 Barras-A;
- O 75 Barras-B é conectado ao IEEE30 por um transformador de 25-MVA, denominado LTC 2, conectando a Barra 18 do ST a Barra 32, que representa a barra 1100 do IEEE 75 Barras-B;
- O IEEE34 é conectado ao IEEE30 por um transformador de 2.5-MVA (LTC 3), conectando a Barra 16 do ST a Barra 33, que representa a barra 800 do IEEE 34;
- Os transformadores que conectam o ST aos SD's operam com *tap* variável, isto é, são LTC's. Desta forma, o objetivo é manter a tensão terminal no lado da distribuição (secundário do LTC) em 1,0 pu. São adotados tempos de atuação de 10 s, correspondentes à soma do tempo fixo intencional e do tempo mecânico necessário para realizar a mudança de *tap*. A banda morta para o ajuste de tensão é de 0,01 pu, com *step* de 0.00625. O *tap* máximo e mínimo são definidos como 1,2 e 0,8.
- Os geradores ligados às Barras 1,2, 5, 8, 11 e 13 foram renomeados como “Gerador 1”, “Gerador 2”, “Gerador 3”, “Gerador 4”, “Gerador 5”, “Gerador 6”, respectivamente.
- Todas as unidades geradoras são dotadas de limitadores de sobreexcitação, conforme modelo apresentado no Apêndice A. As correntes de campo máximas consideradas

foram de 2,8 pu para os geradores 1,2,3 e 4 e de 3,0 pu para os geradores 5 e 6. A constante de tempo do limitador é de 10 s e o valor máximo do sinal é 0,05 pu.

- Os modelos de turbinas considerados são aqueles mostrados no Apêndice A, cujos parâmetros utilizados são aqueles apresentados na Tabela 3-5 do Capítulo 3. As Máquinas 1 e 2 foram representadas como turbinas hidráulicas, enquanto as demais são unidades térmicas.

A Figura 6-4 mostra um diagrama esquemático do novo sistema e suas conexões. Outro diagrama mais detalhado pode ser observado no Apêndice G.

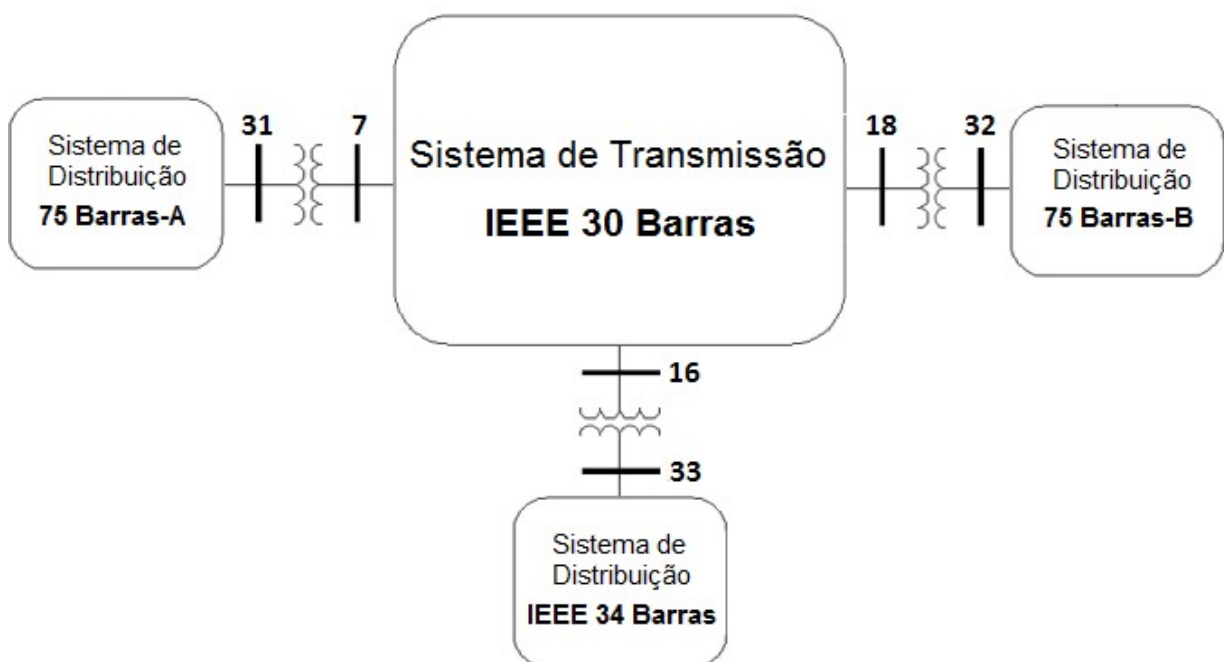


Figura 6-4 - Sistema IEEE 30 Barras Combinado

6.5 Resultados

Para avaliar o impacto da presença de geração distribuída na estabilidade de longo prazo do sistema de transmissão, considerou-se a presença de algumas das fontes conectadas ao sistema de distribuição. A disposição e as características das fontes ligadas podem ser encontradas na Tabela 6-1 e na Tabela 6-2 para os sistemas 75 Barras e IEEE 34 Barras, respectivamente.

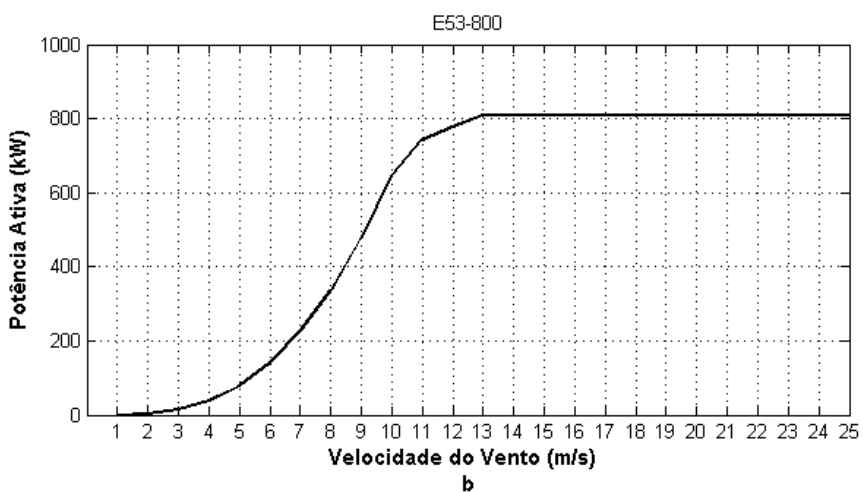
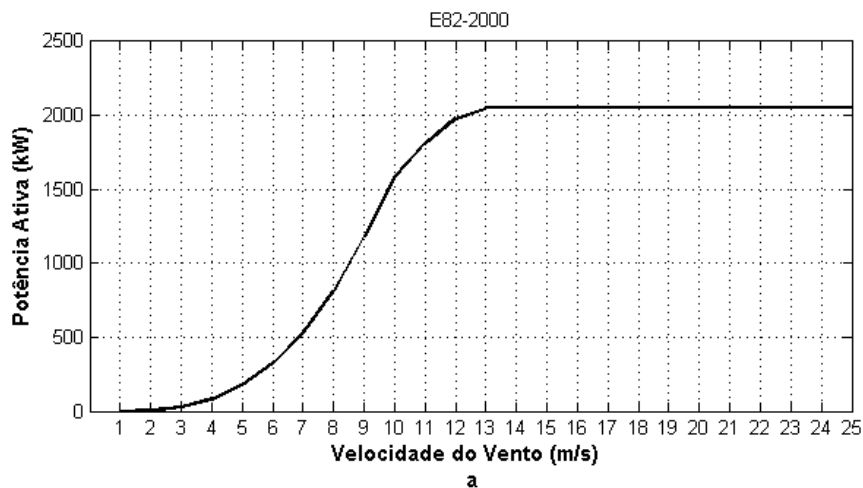
Tabela 6-1 - Características das Fontes Eólicas Conectadas aos Sistemas de 75 Barras

| Barra | Potência Gerador Eólico | | Curva de Potência | | Curva de Velocidade do Vento | |
|-------|-------------------------|-------------|-------------------|-------------|------------------------------|-------------|
| | 75 Barras-A | 75 Barras-B | 75 Barras-A | 75 Barras-B | 75 Barras-A | 75 Barras-B |
| 1102 | 2000 kW | 800 kW | Figura 6-5a | Figura 6-5b | Figura 6-6a | Figura 6-6d |
| 1105 | 800 kW | 2000 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5a | Figura 6-6b | Figura 6-6a |
| 1108 | 800 kW | 800 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5b | Figura 6-6a | Figura 6-6b |
| 1112 | 2000 kW | 800 kW | Figura 6-5a | Figura 6-5b | Figura 6-6c | Figura 6-6a |
| 1116 | 800 kW | 2000 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5a | Figura 6-6b | Figura 6-6c |
| 1118 | 800 kW | 800 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5b | Figura 6-6d | Figura 6-6b |
| 1119 | 2000 kW | 800 kW | Figura 6-5a | Figura 6-5b | Figura 6-6c | Figura 6-6d |
| 1121 | 800 kW | 2000 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5a | Figura 6-6d | Figura 6-6e |
| 1127 | 800 kW | 800 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5b | Figura 6-6c | Figura 6-6c |
| 1129 | 2000 kW | 2000 kW | Figura 6-5a | Figura 6-5a | Figura 6-6d | Figura 6-6d |
| 1130 | 800 kW | 800 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5b | Figura 6-6a | Figura 6-6a |
| 1132 | 800 kW | 800 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5b | Figura 6-6d | Figura 6-6a |
| 1138 | 2000 kW | 2000 kW | Figura 6-5a | Figura 6-5a | Figura 6-6a | Figura 6-6b |
| 1140 | 800 kW | 800 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5b | Figura 6-6b | Figura 6-6a |
| 1141 | 800 kW | 800 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5b | Figura 6-6a | Figura 6-6c |
| 1143 | 2000 kW | 2000 kW | Figura 6-5a | Figura 6-5a | Figura 6-6c | Figura 6-6b |
| 1145 | 800 kW | 800 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5b | Figura 6-6b | Figura 6-6d |
| 1152 | 800 kW | 800 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5b | Figura 6-6d | Figura 6-6e |
| 1155 | 2000 kW | 2000 kW | Figura 6-5a | Figura 6-5a | Figura 6-6e | Figura 6-6d |
| 1159 | 800 kW | 800 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5b | Figura 6-6c | Figura 6-6c |
| 1162 | 800 kW | 800 kW | Figura 6-5b | Figura 6-5b | Figura 6-6d | Figura 6-6d |
| 1166 | 2000 kW | 2000 kW | Figura 6-5a | Figura 6-5a | Figura 6-6a | Figura 6-6a |

Tabela 6-2 - Características das Fontes Eólicas Conectadas ao Sistema IEEE 34 Barras

| Barra | Potência Gerador Eólico | Curva de Potência | Curva de Velocidade do Vento |
|-------|-------------------------|-------------------|------------------------------|
| 848 | 330 kW | Figura 6-5c | Figura 6-6c |
| 828 | 330 kW | Figura 6-5c | Figura 6-6d |
| 836 | 330 kW | Figura 6-5c | Figura 6-6a |

Note que são conectados geradores eólicos de 2000 kW, 800 kW e 330 kW operando com fator de potência unitário. Para cada turbina eólica é associada uma curva de potência em função da velocidade do vento (Figura 6-5) e uma curva de velocidade do vento (Figura 6-6). A cada 10 min um novo valor instantâneo de velocidade do vento é observado. Este valor é então comparado com a curva de potência de tal forma que o novo montante de potência ativa gerado possa ser determinado.



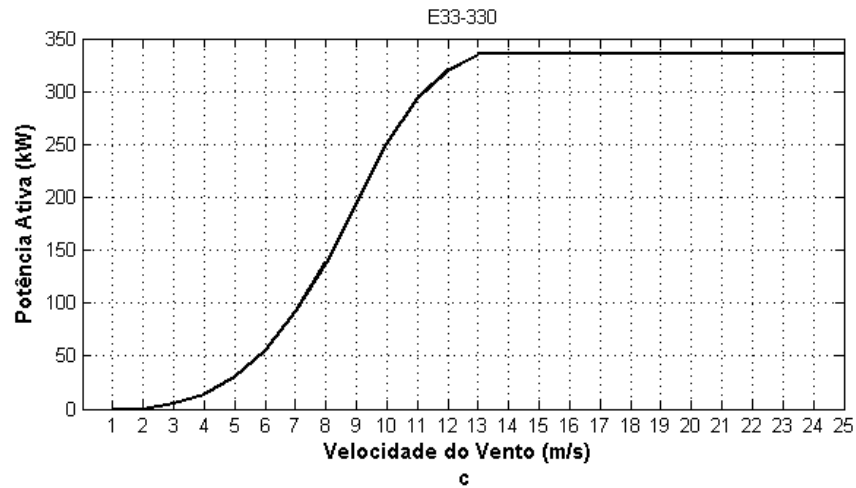
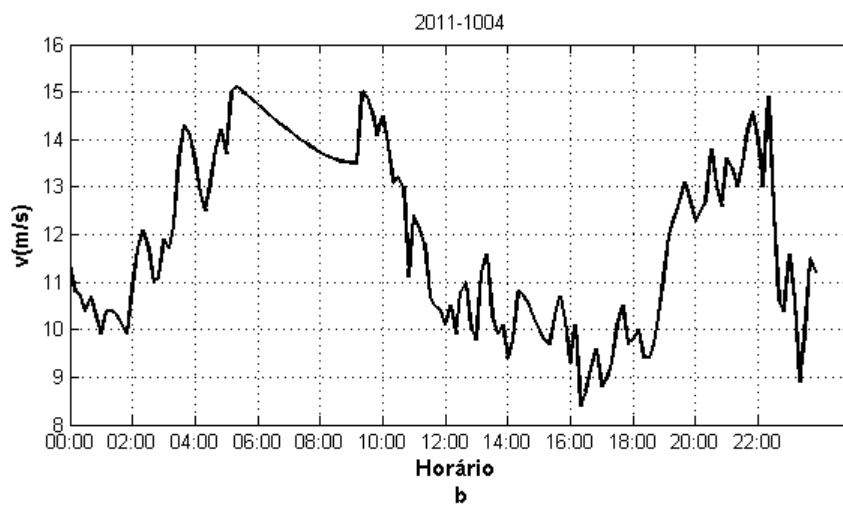
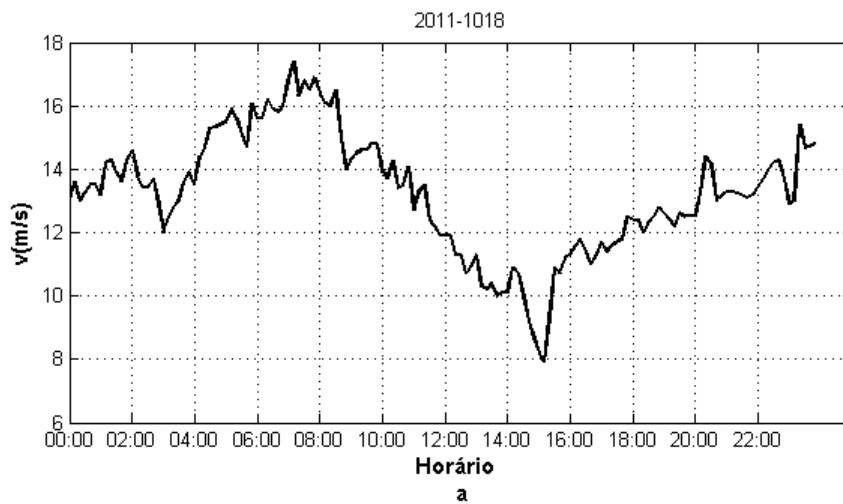


Figura 6-5 - Curvas de Potência do Geradores Eólicos



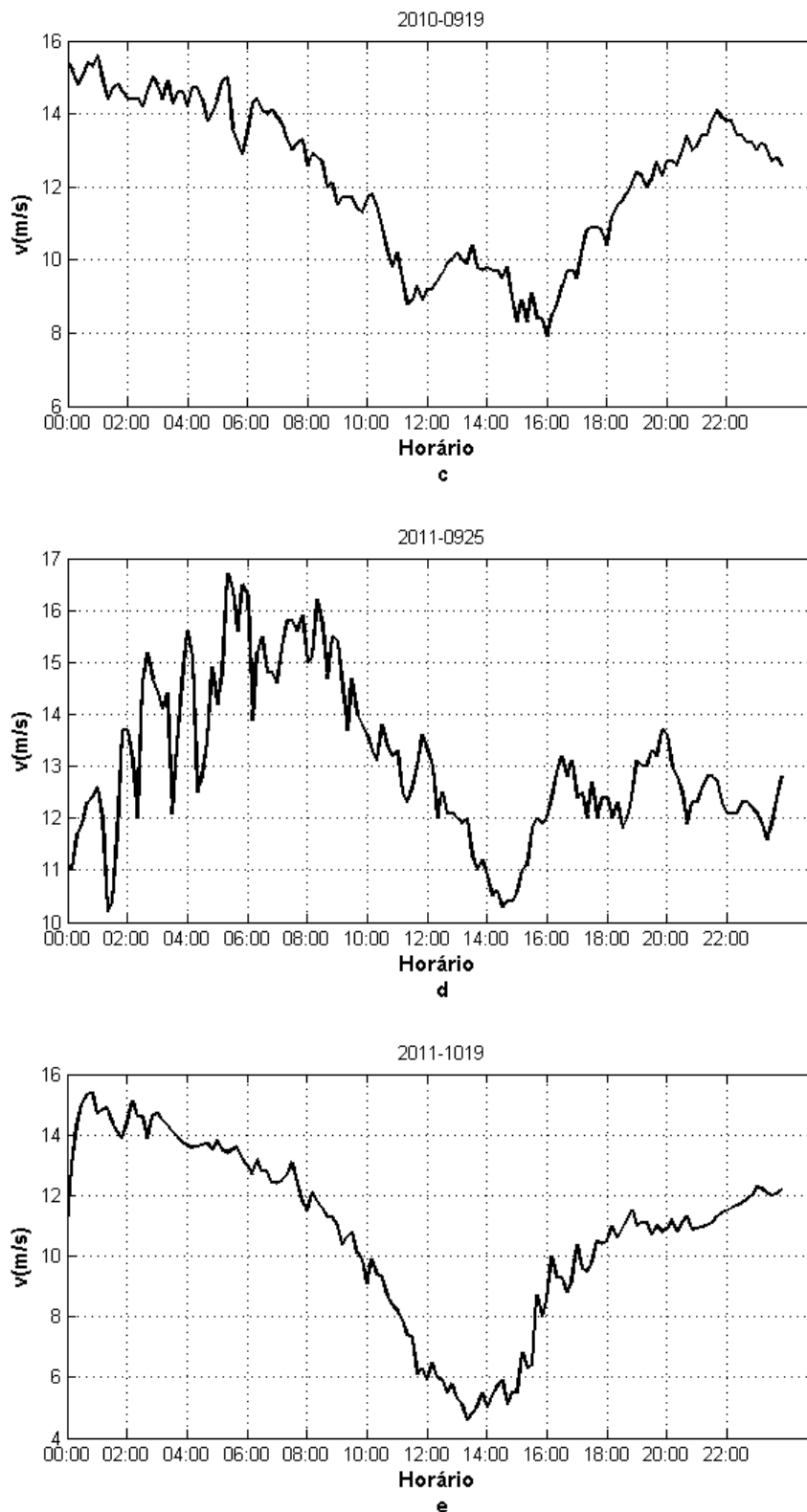


Figura 6-6 - Curvas de Velocidade do Vento

Curvas de carga são utilizadas para simular o comportamento do sistema em um período de 24 horas. Desta forma, algumas das cargas concentradas foram substituídas por curvas típicas de carga [73][91]. Estas foram divididas em comercial e residencial de alta renda, média renda e de baixa renda, conforme apresentado na Figura 6-7. Note que cada curva apresenta um fator base de carga, o qual é multiplicado pela carga original do sistema. Ao total, são consideradas 156 curvas de carga, divididas entre os tipos citados previamente.

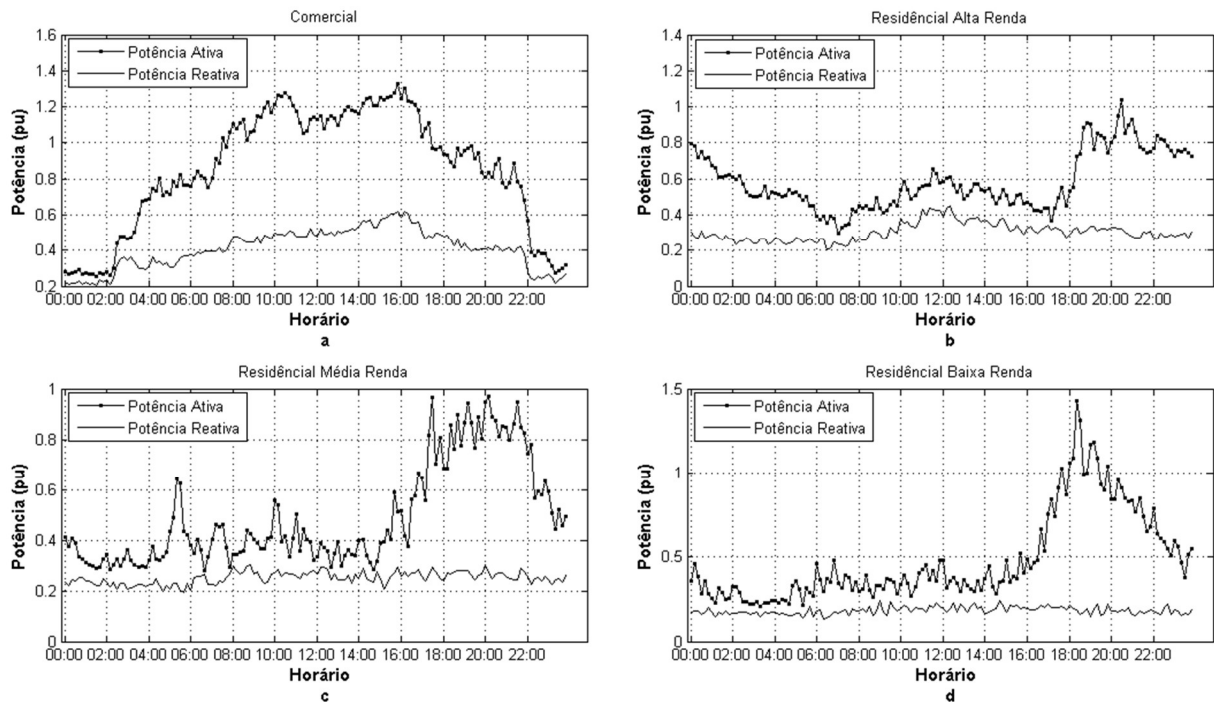


Figura 6-7 - Curvas de Carga

6.5.1 Caso I

A metodologia híbrida é utilizada para simular o sistema durante as 24 horas de um dia, considerando as curvas de potência dos geradores, velocidade do vento e curvas de carga supracitadas. No caso dos geradores eólicos, considera-se que os mesmos estão operando com fator de potência unitário.

As alterações nas condições climáticas e curvas de carga (Bloco 6 da Figura 6-3) são verificadas a cada 10 min, enquanto que a taxa de atualização do processo quase-dinâmico é de 10 s (que representa a menor constante de tempo dentre os equipamentos que influenciam na estabilidade de longo prazo).

A Figura 6-8 mostra o perfil de tensão em algumas barras de carga do sistema de transmissão. Estas foram escolhidas de modo a representar o sistema como um todo, isto é, estas barras estão localizadas eletricamente distantes entre si. Conforme pode ser observado, praticamente durante todo o dia, os níveis de tensão ficam dentro da faixa recomendável de 1,05 pu e 0,95 pu. A exceção ocorre na Barra 30 durante alguns instantes compreendidos entre 15:00h e 19:00 h. O comportamento das cargas neste período contribui para a ocorrência de tal violação. Entretanto, neste caso, a tensão desta barra está fora da faixa recomendável também devido ao montante de potência gerado nas redes de distribuição ativas neste período, conforme mostra a Figura 6-9 e a Figura 6-10.

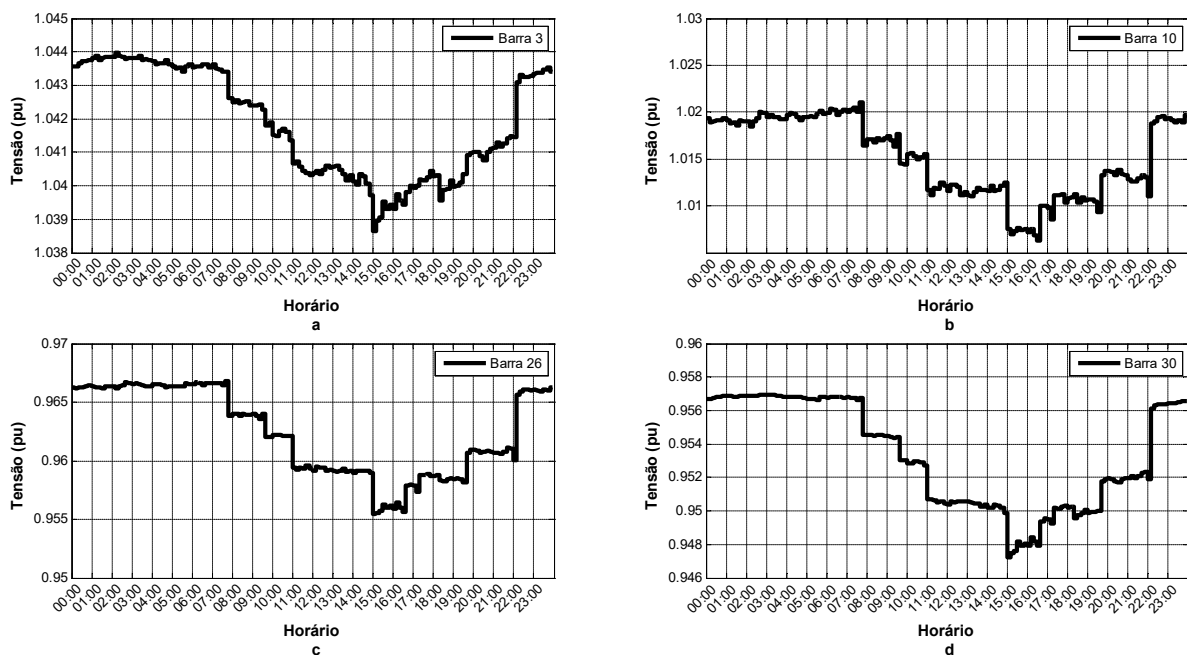


Figura 6-8 - Perfil de Tensão nas Barras de Carga 3, 10, 26 e 30

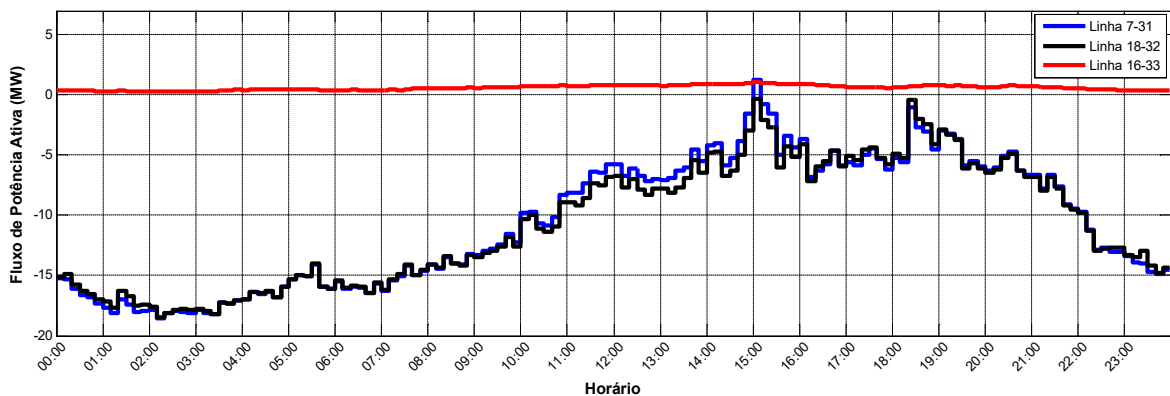


Figura 6-9 - Fluxo de Potência Ativa dos ST para o SD

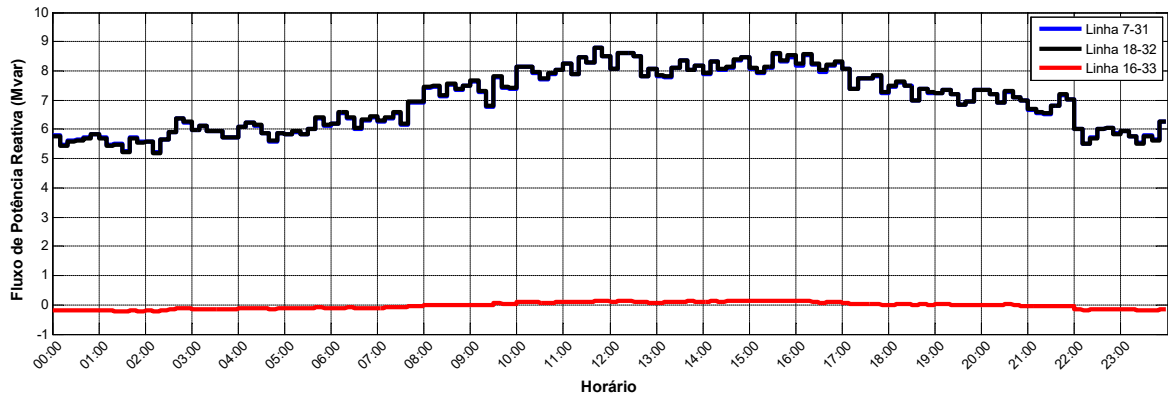


Figura 6-10 - Fluxo de Potência Reativa dos ST para o SD

A Figura 6-9 apresenta o fluxo de potência ativa do ST para as RDA's ligadas às Barras 31, 32 e 33. Durante a maior parte do dia, observa-se a inversão no sentido do fluxo de potência ativa nos sistemas ligados entre as Barras 31 e 32, ou seja, o mesmo ocorre do SD para o ST. Nos instantes iniciais do dia essa inversão atinge um valor máximo. Entretanto, este valor reduz-se ao longo do dia, de tal forma que às 15:00h o fluxo se torna nulo na Barra 32 e volta a fluir do ST para SD na Barra 31. Às 19:00h o fluxo inverso volta a aumentar. No que diz respeito à Barra 33, apesar de existirem fontes de geração distribuída conectadas, as mesmas não são suficientes para ocorrência de fluxo inverso de potência ativa. Contudo, a presença de GD resulta no alívio da carga presente neste SD.

O fluxos de potência reativa nas Barras 31, 32 e 33, mostrados na Figura 6-10, são condizentes com os resultados observados na Figura 6-8 e Figura 6-9. Note que, à medida que o fluxo inverso de potência ativa nas Barras 31 e 32 diminui, maior é a quantidade de potência reativa requerida pelo sistema de transmissão. Como consequência, menor tende a ser o nível de tensão nas barras de carga do sistema.

A redução do fluxo inverso de potência ativa se dá devido à redução na velocidade do vento durante certos períodos durante o dia. Neste caso, o montante gerado no SD é reduzido e, conseqüentemente, a potência ativa requisitada do ST aumenta. Isso implica no aumento das perdas ativas totais do sistema, como pode ser observado na Figura 6-11. Apesar de dependerem do carregamento total do sistema, pode-se notar que existe uma relação entre as perdas totais e o fluxo de potência ativa, já que os mesmos têm comportamento similar.

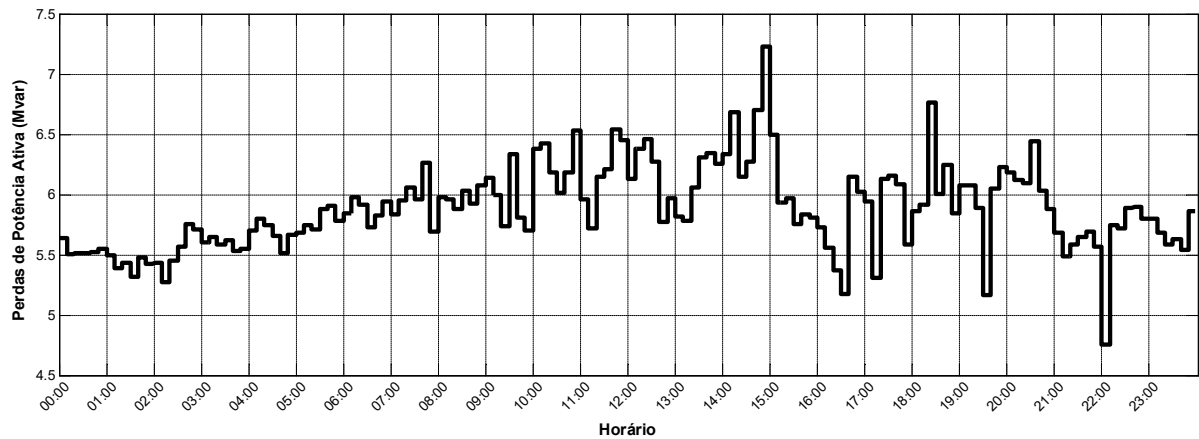


Figura 6-11- Perdas de Potência Ativa no Sistema de Transmissão

Além das questões relacionadas ao gerenciamento da energia, conforme apresentado no Capítulo 4, a presença de redes de distribuição ativas e a possibilidade de operação com fluxo inverso podem resultar em problemas relacionados aos ajustes de controles, coordenação do despacho e proteção do sistema [73].

As implicações associadas às redes de distribuição ativas também podem ser observadas na estabilidade de tensão de longo prazo. A Figura 6-12 ilustra o perfil de tensão nas Barras 31, 32 e 33, que fazem a conexão entre o sistema de transmissão e os sistemas de distribuição (correspondentes ao lado secundário dos LTC's).

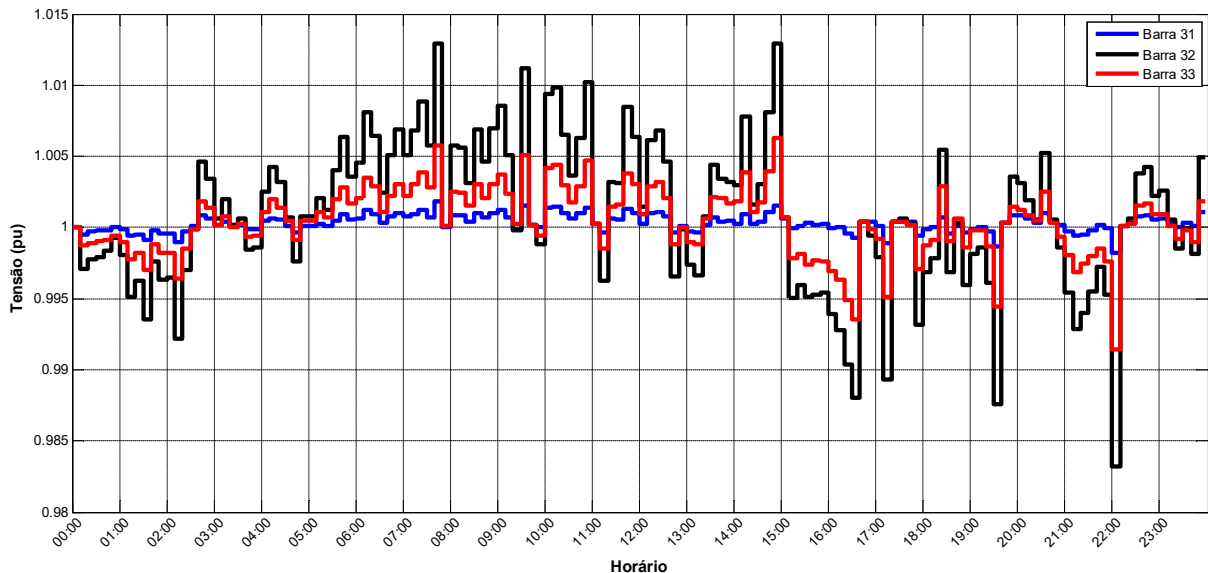


Figura 6-12 - Perfil de Tensão nas Barras 31, 32 e 33

Note na Figura 6-12 que os níveis de tensão nestas barras variam ao longo do dia, de acordo com o perfil de carga e geração do sistema. Como os LTC's são ajustados para manter a tensão terminal das Barras 31, 32 e 33 em 1,0 pu, caso ocorra alguma violação (superior ou inferior) já considerando a banda morta de 0,01 pu e passado o tempo de atuação de 10 s, então, são realizadas mudanças automáticas de *tap* para manter a tensão terminal compatível.

A Figura 6-13 ilustra o comportamento do *tap* dos LTC's ao longo do dia. Observe que o *tap* dos LTC's ligados entre as Barra 31 e 33 são mantidos no valor nominal já que, em nenhum momento, a tensão fica maior que 1,01 pu ou menor que 0,99 pu. Por outro lado, a tensão da Barra 32 viola os limites durante certos instantes do dia. Entre às 07:00h e 08:00h, a tensão da Barra 32 supera 1,01 pu (ver Figura 6-12). Transcorridos 10 s, ocorrem seis atuações sucessivas de aumento de *tap* visando a reduzir o nível de tensão (ver Figura 6-14). Cabe destacar que a redução de tensão é obtida através do aumento do *tap*, tendo em vista que o LTC é modelado com a relação $t:1$, conforme apresentado anteriormente no Apêndice A. Outros aumentos de *tap* ocorrem às 09:30h, 10:50h e 14:50h, visando à correção das violações no limite superior de tensão da barra.

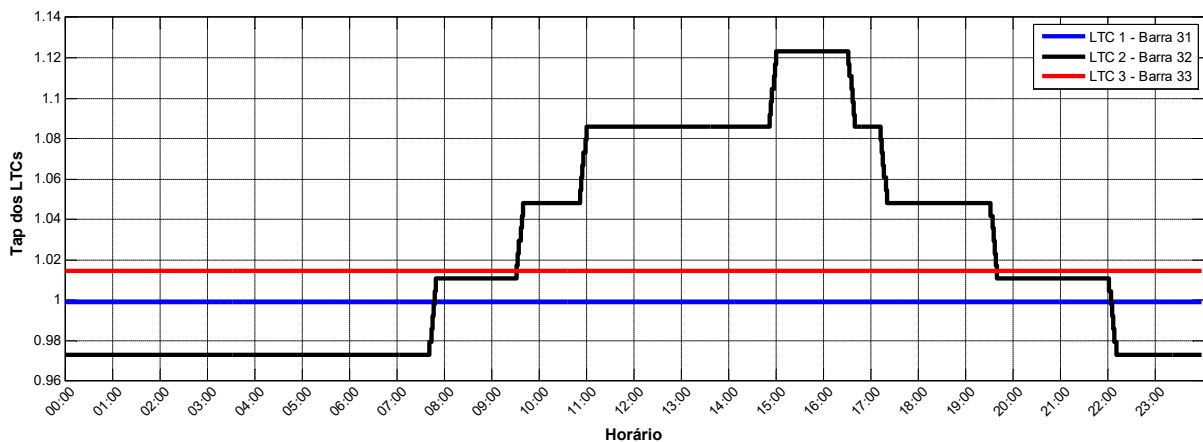


Figura 6-13 - Posição do Tap dos LTCs

A partir das 16:30h, aproximadamente, a tensão na Barra 32 começa a cair substancialmente, de forma que o LTC atua e eleva a tensão a partir da redução da posição do *tap*. Seis reduções de *tap* se iniciam às 16:30h, 17:10h, 19:40h e 22:10h, com o *tap* retornando à posição original. Note que a atuação do *tap* é efetiva na tarefa de restaurar o nível de tensão da Barra 32.

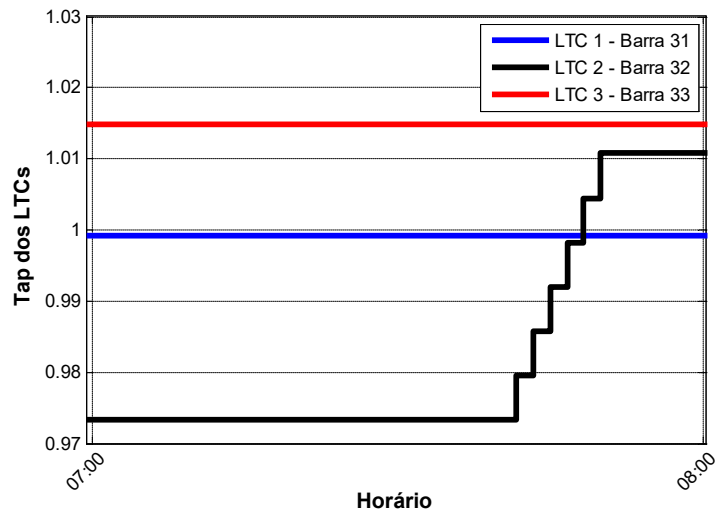


Figura 6-14 - Zoom da Atuação do Tap entre 07:00 e 08:00

Nos períodos de grande geração de potência ativa nos SD's, isto é, quando o fluxo de potência ativa é invertido, a tensão tende a se elevar (ver Figura 6-12). Isto pode resultar em sobretensões nas demais barras de carga do sistema. Em contrapartida, os períodos de baixa geração no SD demandam um maior suporte de potência reativa do ST. Este comportamento fica mais claro na Figura 6-15, que mostra a geração de potência reativa ao longo do dia nos geradores ligados ao ST. Note que a maior parte da potência reativa é gerada pelos Geradores 5 e 6, o que implica, consequentemente, em uma maior corrente de campo requisitada, conforme mostra a Figura 6-16.

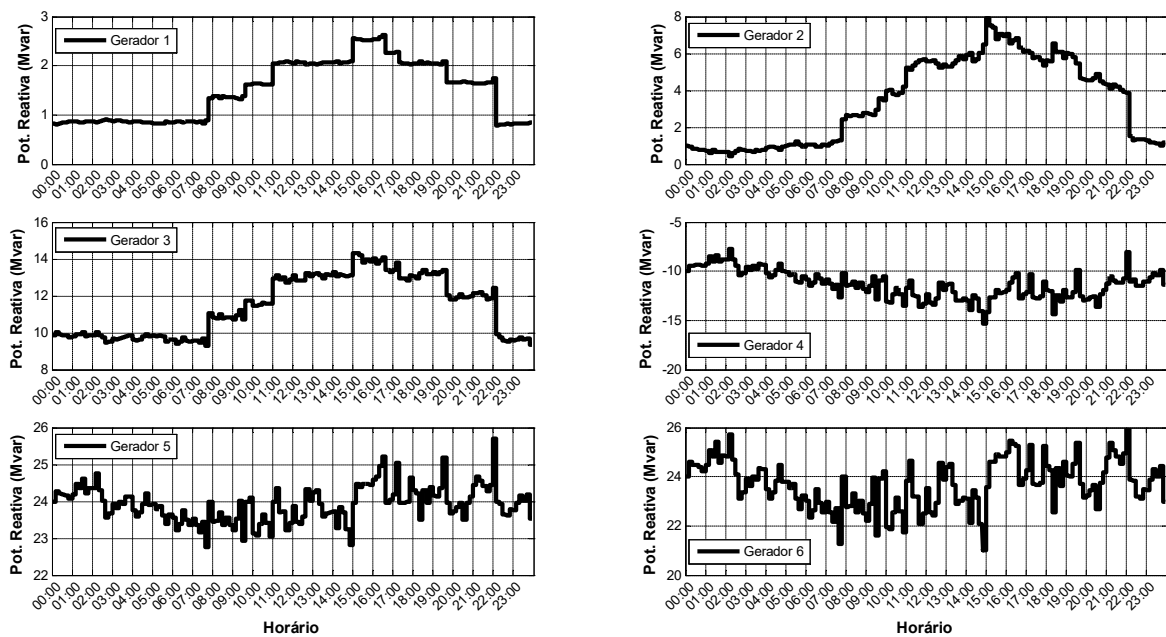


Figura 6-15 - Potência Reativa Gerada

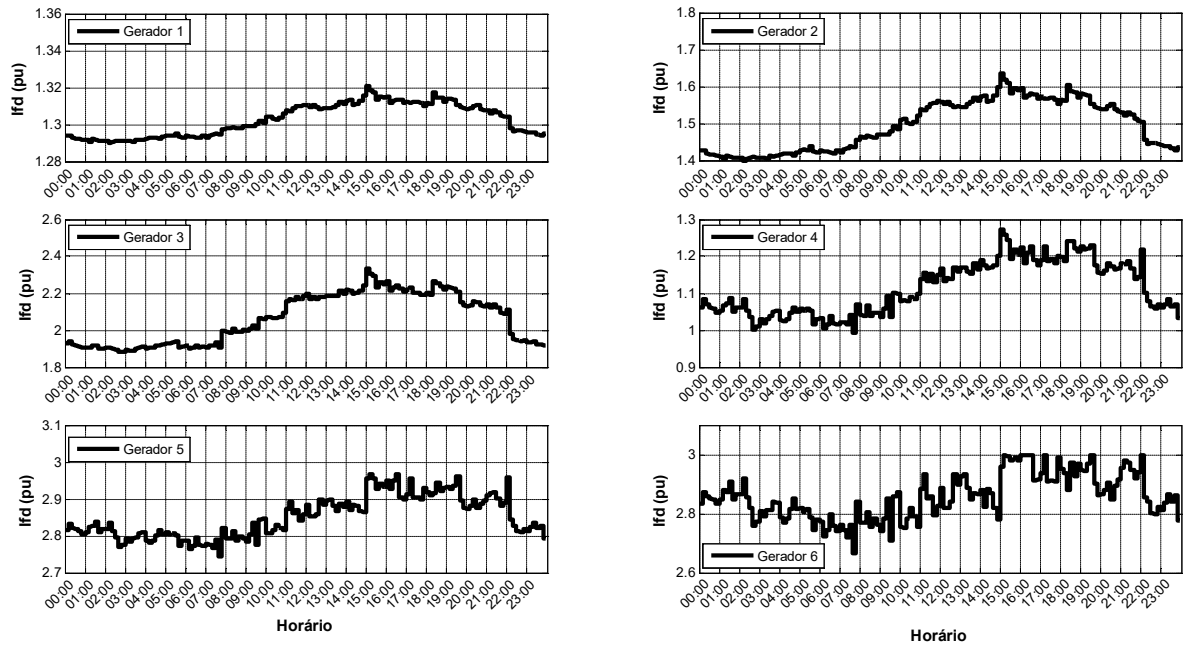


Figura 6-16 - Correntes de Campo dos Geradores

Considerando os limites máximos previamente definidos para a corrente de campo, observa-se na Figura 6-16 que o limitador de sobrecitação não atua nos geradores 1, 2, 3, 4 e 5. Apesar da corrente máxima no Gerador 5 chegar próxima ao valor limite de 3,0 pu, a mesma tem um valor de pico de 2,97 pu (abaixo do *setpoint*). Por outro lado, a corrente de campo do Gerador 6 excede o limite, sendo necessário a atuação do limitador de sobrecitação, conforme mostrado na Figura 6-17.

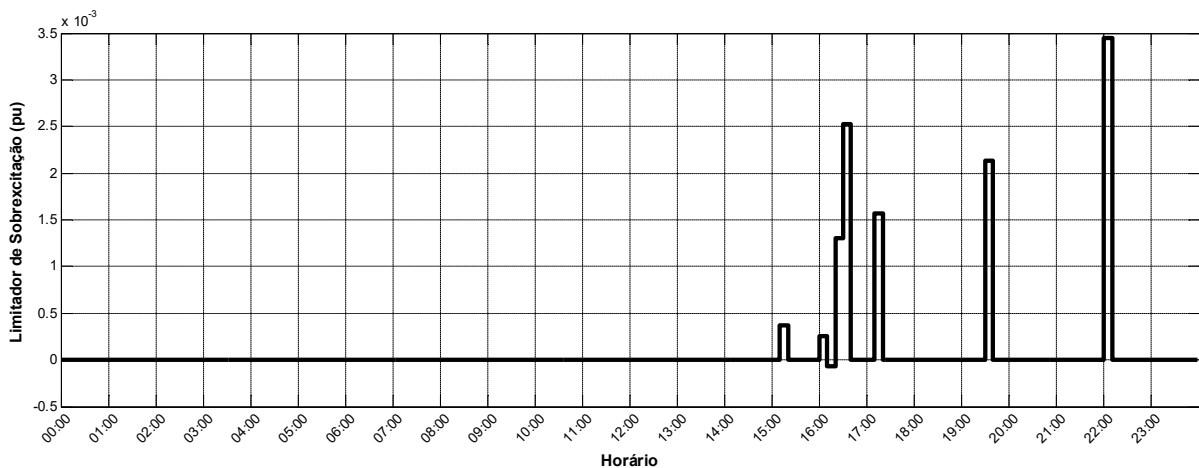


Figura 6-17 - Limitador de Sobrecitação do Gerador 6

No caso do Gerador 6, o limitador de sobreexcitação atua em alguns instantes ao longo do dia, visando à proteção do enrolamento de campo contra sobreaquecimento devido à corrente excessiva no enrolamento. A cada atuação do limitador, a corrente de campo é fixada no valor máximo de 3,0 pu (ver Figura 6-16). Como consequência, um sinal é enviado ao regulador de tensão de modo a reduzir a tensão de referência do mesmo e, conseqüentemente, reduzir a potência reativa gerada na máquina. Este comportamento pode ser observado na Figura 6-18 que mostra de maneira isolada a potência reativa gerada pela Máquina 6. Em cada instante de tempo que ocorre a atuação do limitador, passado o tempo associado a constante de tempo do mesmo, a potência reativa gerada é reduzida.

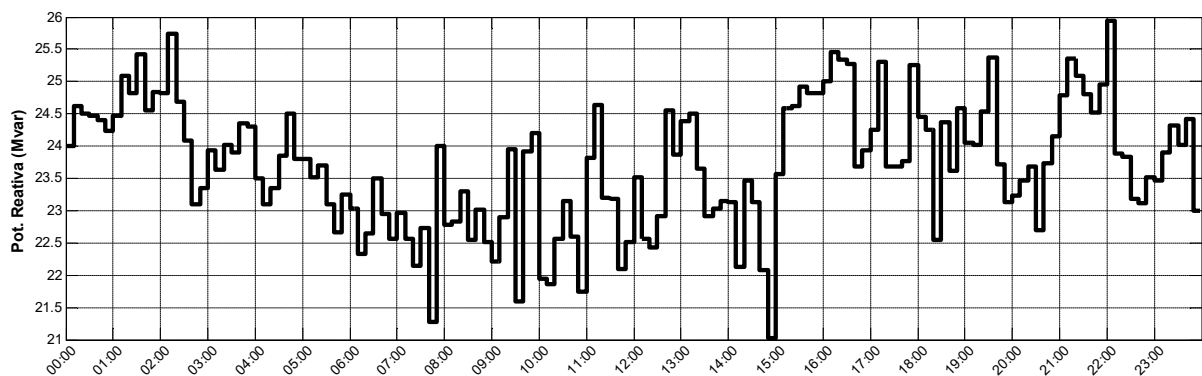


Figura 6-18 - Potência Reativa Gerada no Gerador 6

Outros estudos podem ser realizados utilizando a metodologia híbrida proposta. Por exemplo, poder-se-ia estudar o efeito do controle secundário de tensão. Outra aplicação está associada ao controle carga-frequência. A partir do momento em que os SD's estão fornecendo potência ativa ao ST em grande quantidade, a potência ativa gerada pelas máquinas e a frequência do sistema são afetadas pela variabilidade associada à geração distribuída.

Considere a Figura 6-19, que mostra a potência ativa gerada ao longo do dia. É evidente que o montante gerado pelas máquinas ligadas ao ST acompanham o perfil de geração do SD. Em especial, observa-se o aumento de geração nos períodos entre 15:00h e 18:30h, que estão associados aos instantes em que o fluxo de potência ativa do SD para o ST é mínimo (ver Figura 6-9).

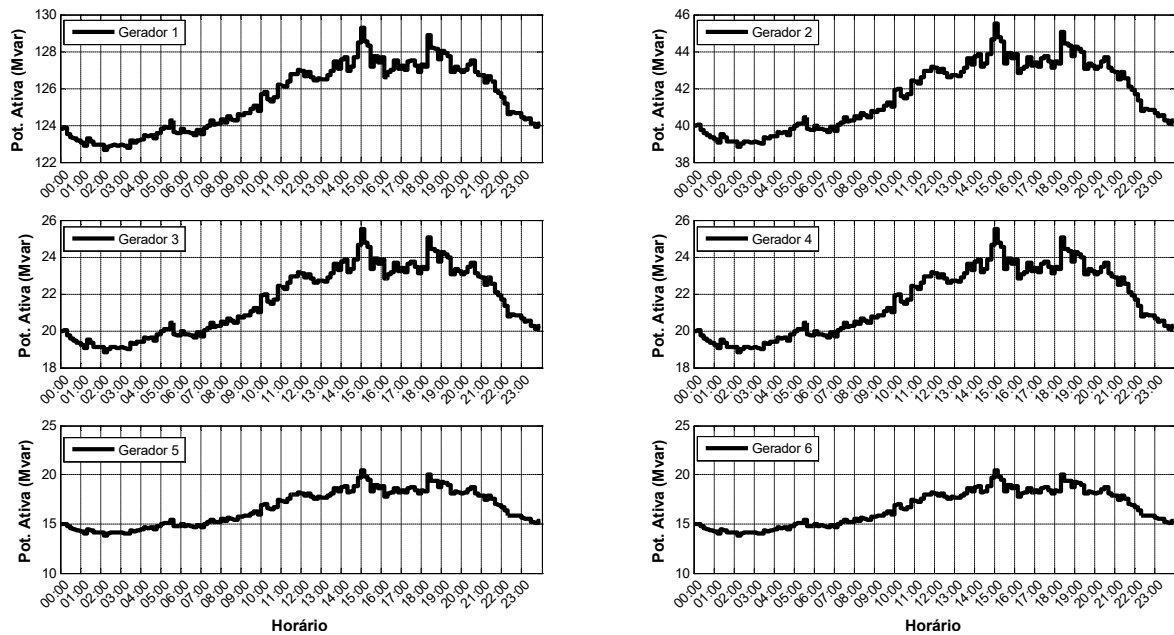


Figura 6-19 - Potência Ativa Gerada

A influência da variabilidade da GD conectada ao SD também pode ser observada no comportamento da frequência do sistema ao longo do dia, conforme mostra Figura 6-20. Novamente, fazendo um paralelo com a Figura 6-9, note que a frequência é superior a 60Hz nos períodos de grande fluxo inverso de potência ativa. Em contrapartida, nos períodos de baixa da GD no SD, a frequência tende a reduzir, de tal forma que, inclusive, possam ser necessários cortes de carga caso a frequência seja substancialmente reduzida. Evidentemente que, neste caso simulado, não foi considerada a regulação secundária, cujo efeito alteraria a reposta apresentada. Entretanto, este estudo considerando o controle automático de geração também poderia ser realizado por meio da utilização da metodologia híbrida proposta.

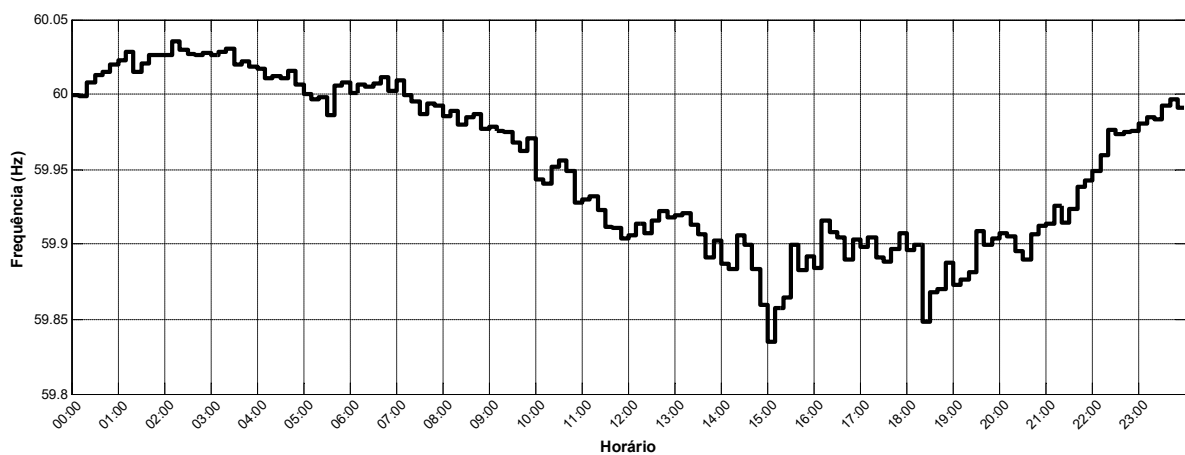


Figura 6-20 - Frequência do Sistema

6.5.2 Caso II

Neste segundo caso simulado, as premissas consideradas anteriormente continuam válidas. A exceção está associada ao fator de potência dos geradores eólicos conectados aos SD's, que agora é considerado igual a 0,95. Desta maneira, o objetivo agora é comparar o efeito, na estabilidade de longo prazo no ST, da geração de potência reativa nas GD's conectadas ao SD. A simulação é realizada durante as dez primeiras horas do dia.

A Figura 6-21 compara o perfil de tensão em algumas barras de carga do sistema, quando os geradores eólicos operam com dois fatores de potência diferentes: unitário ou 0,95. É evidente que a operação com fator de potência 0,95 eleva o nível de tensão em todas as barras de carga analisadas. Note que a Barra 3 (ver Figura 6-21a) quase atinge o limite superior de tensão. Entretanto, como esta representa a barra analisada com maior magnitude de tensão (que inclusive ocorre nos instantes iniciais do dia), provavelmente não seriam observadas sobretensões ao longo das 24 horas do dia.

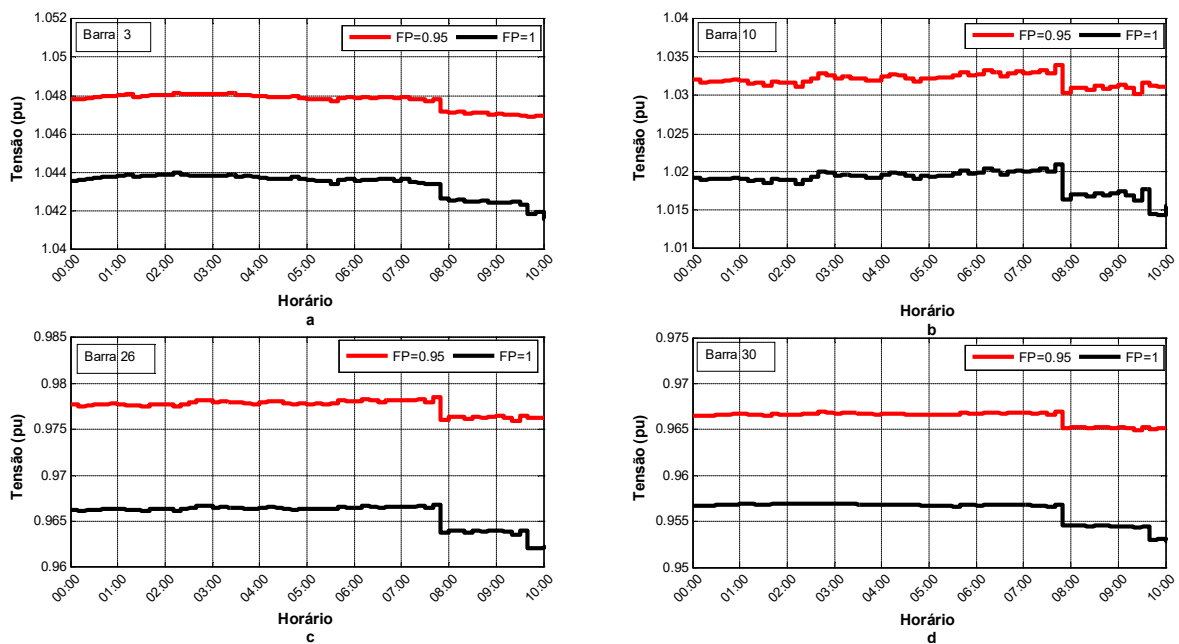


Figura 6-21 - Comparação do Perfil de Tensão nas Barras de Carga 3, 10, 26 e 30

A alteração do fator de potência permitiu ainda elevar o nível de tensão da Barra 30 (ver Figura 6-21d), a mesma que apresentava problema de subtensão às 15:00h (ver Figura 6-8d). Dado o aumento de tensão observado, provavelmente não ocorreriam subtensões ao longo das 24 horas do dia caso o fator de potência fosse 0,95. Entretanto, seriam necessárias simulações

completas para confirmar tais tendências, já que poderiam ocorrer outros problemas relacionados ao gerenciamento do fluxo de potência inverso, conforme abordado no Capítulo 4.

A comparação do fluxo de potência reativa do ST para os SD's entre os modos de operação pode ser observada na Figura 6-22. Seguindo a tendência observada no perfil de tensão, observe que com o fator de potência 0,95 os SD's atuam de modo a oferecer serviço *ancilar* para o ST. O sentido dos fluxos de potência reativa que era, para o fator de potência unitário, do ST para SD agora se inverte, de maneira que os SD's possam ser vistos pelo ST como compensações locais de potência reativa. Isto explica a diferença no perfil de tensão da Figura 6-21.

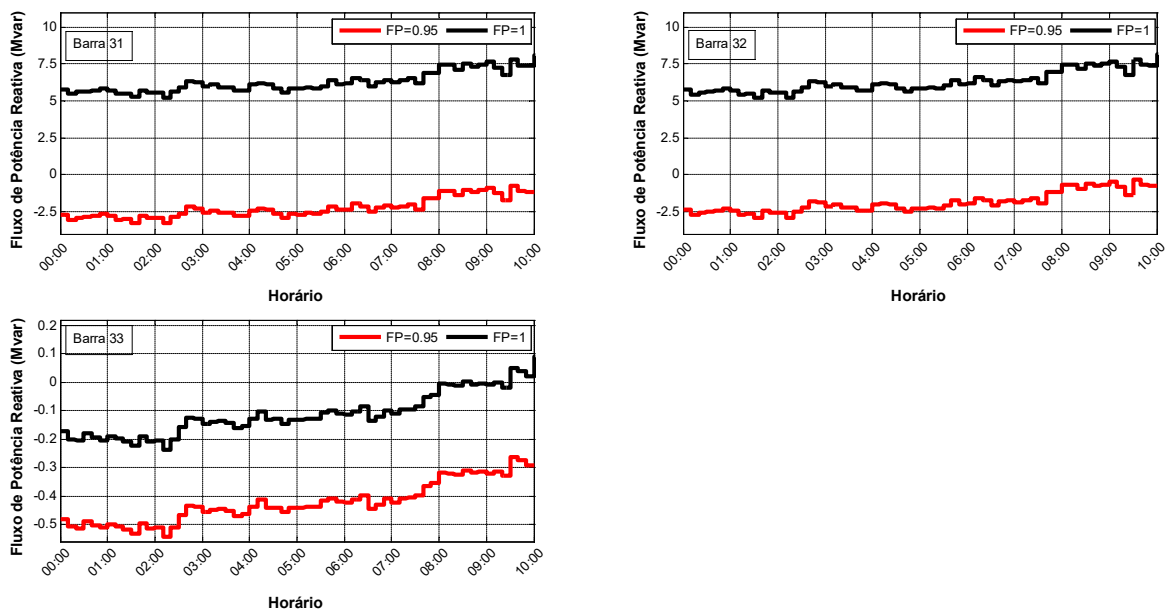


Figura 6-22 - Comparação do Fluxo de Potência Reativa dos ST para o SD

Por fim, comparou-se os modos de operação quanto à potência reativa gerada pelas máquinas ligadas ao ST, conforme mostra a Figura 6-23. Nos geradores 1, 2, 3 e 5, a operação com fator de potência 0,95 reduz consideravelmente o montante gerado. Isto implica diretamente na reserva de potência reativa do sistema e, por exemplo, na aquisição e controle dos elementos que forneçam potência reativa. O Gerador 1 passa a consumir potência reativa, por exemplo. Em relação aos geradores das Barras 4 e 6, os mesmos praticamente não alteram o valor gerado em comparação ao caso com fator de potência unitário.

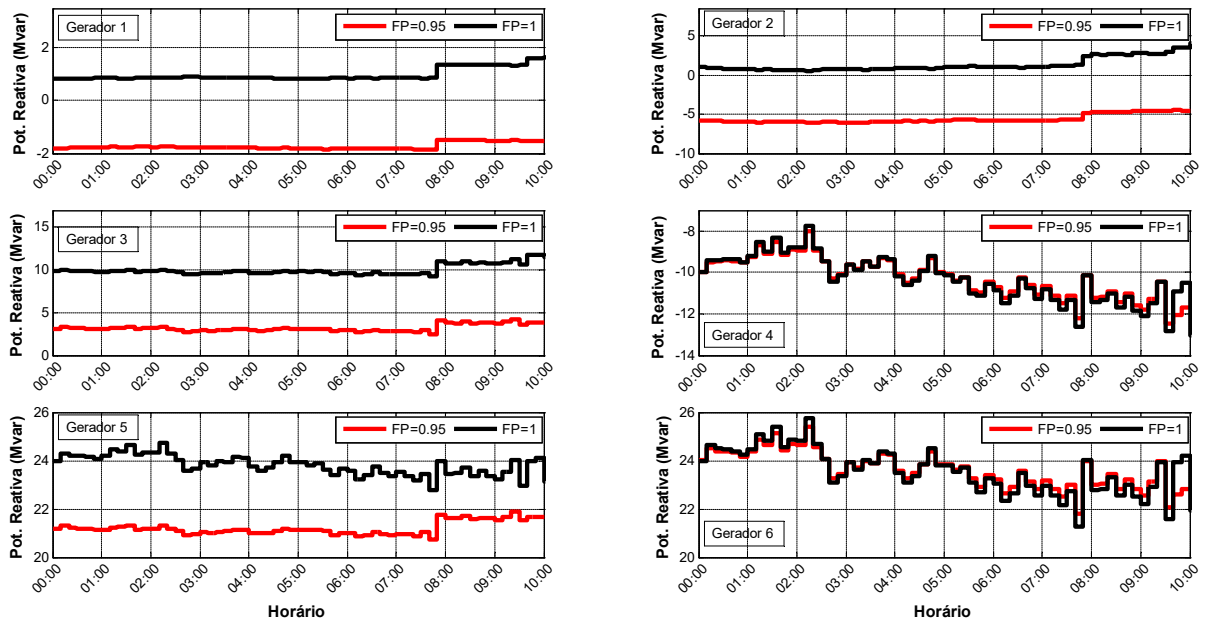


Figura 6-23 - Comparação da Potência Reativa Gerada

6.6 Considerações Finais

Este capítulo apresentou uma metodologia híbrida para a avaliação da estabilidade de sistemas elétricos de potência diante da presença de RDA's. Curvas de carga, velocidade do vento, e características das turbinas eólicas foram empregadas de modo a permitir a análise do sistema mediante a operação ao longo do dia, considerando a natureza estocástica da carga e da geração proveniente de fontes renováveis. Outras análises podem ser realizadas por meio da metodologia apresentada. Em especial, a avaliação da estabilidade da tensão de longo prazo, por meio da atuação ao longo do dia dos principais elementos para esta escala de tempo.

Do ponto de vista da operação do sistema elétrico de uma maneira global e otimizada, a determinação do fator de potência ideal para as GD's conectadas ao SD, seja ele fixo ou variável ao longo do dia, representa uma tarefa árdua para os operadores do sistema. Diversos estudos devem ser realizados, considerando a as incertezas da relação carga/geração, pois, como apresentado no Capítulo 4 e confirmado nas simulações deste capítulo, a operação adequada de redes de distribuição ativas poderá melhorar a estabilidade do sistema; a operação de forma desordenada, por outro lado, pode deteriorar e originar outros problemas que podem levar o sistema a um processo de instabilidade da tensão, finalizando com o colapso definitivo afetando o sistema inteiro.

CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES, PUBLICAÇÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

7.1 Considerações Finais

A integração de GD's nos sistemas de distribuição proporcionou novas oportunidades de melhoria na operação da rede, por exemplo, através da redução das perdas e regulação da tensão. Como consequência, os centros de geração tendem a estar localizados mais próximos das cargas, o que impacta diretamente nos custos de distribuição da energia e na compensação de potência reativa. Outros pontos que se destacam no contexto das GD's estão associados à diversificação da matriz energética e na menor dependência dos SD's quanto ao suprimento de energia proveniente do ST.

Com a penetração cada vez maior de GD's, algumas redes de distribuição poderão gerar um montante superior à sua própria carga durante certos períodos do dia, culminando no surgimento das redes de distribuição ativas. Neste cenário, a presença em grande escala de GD's poderá influenciar não apenas no SD, mas no sistema como um todo. Isto indica que a operação e o planejamento do ST deverão considerar a presença de RDA's.

Quando a geração excedente estiver relacionada à potência ativa, o ST poderá reduzir o montante despachado. Isto implica na redução de custos relacionados à construção de novas usinas e de fontes primárias. Neste sentido, os impactos ambientais serão consideravelmente reduzidos.

No que diz respeito ao excedente de potência reativa proveniente das RDA's, estas atuarão como um serviço *ancilar*, ajudando a manter o nível de tensão no ponto de acoplamento e servindo como compensação local. Assim, os equipamentos de compensação reativa presentes na RDA poderão ser melhor aproveitados, permitindo que uma maior margem de carga possa ser alcançada. Portanto, a presença de RDA representará uma mudança de paradigma no que diz respeito à operação e planejamento dos sistemas elétricos de potência. O gerenciamento de maneira desacoplada, antes suficientemente adequado, pode se tornar insuficiente – os recursos disponíveis podem ser subaproveitados ou deteriorar as condições operativas. Neste sentido,

um gerenciamento unificado e ferramentas que permitam estudar esta interação se tornarão necessárias.

De acordo com as considerações anteriormente mencionadas, esta tese apresentou o desenvolvimento de uma plataforma de simulação em Matlab® para análise da estabilidade de sistemas elétricos de potência. Como principais características, a plataforma é dotada de módulos para análise da estabilidade de curto e longo prazos, através de módulos de análise dinâmica e quase-dinâmica; fluxo de potência monofásico, trifásico e unificado; ferramentas de análise estática de tensão como curvas PV's, QV's e indicadores de efeito contrário quando do controle de tensão e potência reativa. Uma metodologia de redespacho de potência reativa e uma nova proposta para análise das RDA's na estabilidade do ST também estão presentes na plataforma.

Inicialmente foram apresentados os principais modelos dos equipamentos presentes nos sistemas elétricos de potência, tendo como foco principal a estabilidade de tensão. Foram modelados geradores síncronos através dos modelos E'_q e E'_d , turbinas e reguladores de velocidade hidráulicos e térmicos, sistema de excitação e regulador de tensão tipo IEEE DC1, linhas de transmissão, transformadores com *tap* fixo e variável (LTC), gerador eólico tipo DFIG, cargas tipo ZIP e limitador de sobreexcitação

Foram discutidos alguns conceitos essenciais no desenvolvimento de simuladores de sistemas elétricos: acoplamento entre dispositivos, com a rede, definição da referência angular do sistema e limitadores. Em seguida, foi desenvolvida uma plataforma de simulação em Matlab® que contempla, dentre outras rotinas, o modelo dos equipamentos supracitados. Esta plataforma foi então validada com um *software* comercial amplamente utilizado no planejamento, operação e expansão do sistema elétrico brasileiro. Foram abordadas ainda algumas das aplicações em diversas escalas de tempo e nos métodos de solução adotados.

A interação entre o ST e o SD frente à presença de RDA foi investigada através de três hipóteses. Foi demonstrado que RDA's podem influenciar na estabilidade dos ST. Análises estáticas foram desenvolvidas para demonstrar a necessidade de um gerenciamento adequado e de forma global do ST e das RDA's. Na sequência, foi proposta uma metodologia de otimização visando a emular este esquema de gerenciamento. De acordo com os resultados, constatou-se que o gerenciamento adequado das GD's pode resultar na minimização das perdas e

maximização da margem de carga. Contudo, o gerenciamento de forma desordenada pode deteriorar as condições operativas do sistema.

Do ponto de vista dinâmico, concluiu-se que a ocorrência de perturbações em RDA's com presença de GD's em grande escala pode influenciar na estabilidade do ST, principalmente quando ocorre o ilhamento da RDA. O comportamento transitório (máximo *overshooting* e tempo de acomodação) e o valor de regime permanente são dependentes do tipo de GD conectada à RDA. Além disso, o tipo de fonte de geração também influencia no tempo crítico para eliminação de faltas. Foram analisados ainda os principais impactos quanto à modelagem completa e à modelagem equivalente de RDA's na estabilidade angular, de frequência e de tensão durante os períodos curto e longo prazos. Cabe destacar que, do ponto de vista da estabilidade de longo prazo, a modelagem equivalente e completa de RDA's produzem resultados muito próximos, de tal forma que a utilização de equivalentes é suficiente.

Tendo em vista a intermitência resultante da geração proveniente de fontes renováveis, foi investigado o fenômeno do efeito contrário ao esperado no controle de tensão e potência reativa. A variabilidade presente em GD's baseados em fontes não-despacháveis pode levar à mudança na região de operação de barras de tensão controladas. Para que não seja necessário determinar a curva QV de todas as barras do sistema, apresentou-se um índice, cuja aplicação pode ser estendida para o caso em tempo real. Após detecção do problema do efeito contrário ao esperado, visando à correção, propôs-se uma metodologia de redespacho de potência reativa que garantiu, quando possível, a operação do sistema com as ações de controle esperadas.

Uma metodologia híbrida foi apresentada visando à avaliação da estabilidade de longo prazo em sistemas elétricos com a presença de redes de distribuição ativas. Em especial foi analisada a estabilidade de tensão do sistema frente à operação com fluxo inverso de potência, isto é, com fluxo podendo ser bidirecional. A partir dos resultados obtidos constatou-se que as redes de distribuição ativas podem operar fornecendo potência ativa, reativa e até mesmo ambas. Contudo, dependendo do sentido do fluxo e montante de potência proveniente das GD's, os ajustes associados aos elementos de controle devem ser alterados. O principal elo na operação destes sistemas dar-se-á por meio do LTC que conecta ambos os sistemas, de tal forma que estudos minuciosos sejam requeridos em relação ao comportamento do mesmo.

Por fim, a plataforma desenvolvida pode ser usada em outros estudos e análises relacionadas com a operação e o planejamento dos ST, SD's e RDA's, seja de forma unificada ou desacoplada.

7.2 Principais Contribuições

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

- O desenvolvimento de uma plataforma computacional para análise de estabilidade de sistemas elétricos de potência. Esta plataforma é dotada de módulos de análise-dinâmica, quase-dinâmica, fluxo de potência trifásico, monofásico e unificado, bem como ferramentas para análise estática de estabilidade de tensão como curvas PVs e QVs e análise do efeito oposto;
- A disponibilização de subsídios para o estudo e implementação de uma ferramenta de simulação dinâmica e quase-dinâmica de sistemas elétricos de potência em diversas escalas de tempo. Isto foi atingido através da apresentação detalhada dos principais componentes presentes no sistema, dos métodos de simulação e de um exemplo de aplicação;
- Do ponto de vista estático, o estudo e proposição de uma metodologia de otimização cujo principal objetivo é realizar o gerenciamento unificado das fontes de geração presentes tanto no ST quanto no SD, visando minimizar perdas e maximizar a margem de carga do sistema. Do ponto de vista dinâmico, foi investigado o impacto resultante da presença de RDA na estabilidade dos ST;
- A avaliação do impacto da modelagem completa e equivalente das RDA na estabilidade dos sistemas de transmissão inédita inovadora de redespacho de potência reativa que garanta, caso seja tecnicamente possível, a mudança na região de operação das ações de controle no que diz respeito a ações de controle opostas;
- A proposição de uma metodologia híbrida inédita para a análise da estabilidade de longo prazo de sistemas elétricos de potência, no qual o ST de transmissão é modelado em detalhes e o SD é representado de modo estático. Desta forma, a abordagem proposta permite a utilização de processamento paralelo.

7.3 Propostas de Trabalhos Futuros

Seguindo a linha de pesquisa dessa tese e fazendo uso da plataforma computacional, a seguir são apresentadas algumas propostas de trabalhos futuros:

- Aperfeiçoar a ferramenta no que tange os modelos e estudos nos sistemas de transmissão, através da inclusão dos modelos de outros componentes, tais como: controle automático de geração, controle automático de tensão, estabilizador de sistemas de potência e cargas dinâmicas;
- Estudar questões relacionadas ao período de integração na simulação dinâmica, bem como métodos de chaveamento da simulação dinâmica para quase-dinâmica sem perda de informações;
- Realizar análises de bifurcações e comparar o impacto da modelagem detalhada e equivalente na determinação das mesmas;
- Determinar meios para compensar a diferença no comportamento transitório da modelagem completa e equivalente das RDAs;
- Propor um esquema de gerenciamento unificado do ST e SD quando da presença de RDAs frente as etapas de planejamento e operação do sistema, considerando diversos outros cenários e funções objetivo não abordados nesta tese.

7.4 Publicações

Durante o período de doutorado, foram publicados 3 artigos qualis A, 7 artigos em conferências nacionais, 10 em conferências internacionais, ligadas diretamente ou relacionados com o tema da tese. Ademais, 2 capítulos de livros estão em fase de publicação e outro está na etapa de revisão antes da publicação. A seguir são listadas as publicações realizadas durante o de doutorado:

- **Periódicos Internacionais Qualis A (Engenharias IV)**

1. Marujo, D.; Zambroni de Souza, A. C.; Lopes, B. I. L.; Santos, M. V.; LO, Kwok L., “On Control Actions Effects by Using QV Curves,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, pp. 1-8, 2014.

2. Zambroni de Souza, A. C.; García de Vicuña, L.; Miret, J.; Santos, M.; Castilla, M.; Marujo, D., “Voltage security in AC microgrids: a power flow-based approach considering droop-controlled inverters,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, pp. 1-7, 2015.
3. Santos, M.V.; Zambroni de Souza, A.C.; Lopes, B.I.L.; Marujo, D., “Secondary voltage control system based on fuzzy logic,” *Electric Power Systems Research*, vol. 119, pp. 377-384, 2015.

➤ **Artigos em Conferências Internacionais**

1. Moura, R. S.; Marujo, D.; Zambroni de Souza, A. C.; Lopes, B. I. L., “Blocking Reactive Power Generation As Voltage Control Measure,” *International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, 2013.
2. Marujo, D.; Oliveira, D. Q.; Zambroni de Souza, A. C.; Lopes, B. I. L., “Bloqueio da Tensão de Campo em Máquinas Síncronas usando Sistemas Imunológicos Artificiais,” *X Latin-American Congress on Electric Power Generation, Transmission and Distribution - CLAGTEE*, 2013.
3. Marujo, D.; Zambroni de Souza, A. C.; Lopes, B. I. L., “Detecção do Controle Oposto de Tensão e Bloqueio da Tensão de Campo em Geradores e Compensadores Síncronos,” *XV ERIAC*, 2013.
4. Oliveira, D. Q.; Zambroni de Souza, A. C.; Delboni, L. F. N., Santos, M. V.; Marujo, D.; Carvalho Filho, J. M.; Bonato, B. D.; Guerrero, C. A. V., “Optimal Voltage Control on Power Distribution Systems using Artificial Immune Systems,” *2nd CIGRÉ Regional South East European Conference*, 2014.
5. Oliveira, D. Q.; Marujo, D.; Santos, M. V.; Bonatto, B. D.; Arango, H.; Zambroni De Souza, A. C.; Delboni, L. F. N.; Carvalho Filho, J. M.; Silveira, P. M.; Felber, L. A.; Braga Jr, M. F., “Multiobjective Voltage Control in Smart Distribution Power Systems,” *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference Latin America*, 2015.

6. Oliveira, D. Q.; Zambroni de Souza, A. C.; Almeida, A. B.; Santos, M. V.; Lopes, B. I. L.; Marujo, D., “Microgrid management in emergency scenarios for smart electrical energy usage,” *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015.
7. Marujo, D.; Zambroni de Souza, A.C.; Prada, R. B., “On reverse operating conditions identification,” *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015.
8. Guerrero, C. A. V.; Silveira, P. M. ; Carvalho, J. M.; Bonatto, B. D.; Oliveira, D. Q.; Santos, M. Marujo, D.; Zambroni, A. C.; Felver, L. A.; Oliveira, J. A. ; Braga, M. F., “A new software-in-the-loop strategy for real-time testing of a coordinated Volt/Var Control,” *2016 IEEE PES PowerAfrica*, 2016.
9. Portelinha, F ; Oliveira, D. Q.; Zambroni de Souza, A. C.; Ribeiro, P. F.; Nascimento, B. N.; Marujo, D., “The Influence of Telecommunications' Energy Consumption in Islanded Microgrids” *2016 IET Renewable Power Generation Conference*, 2016.
10. Nascimento, B. N.; Zambroni de Souza, A. C.; Costa, J. G. C.; Marujo, D. ; Portelinha, F.; Oliveira, D. Q., “A Monte Carlo Approach to Determine Critical Buses in Islanded Microgrids,” *2016 IET Renewable Power Generation Conference*, 2016.

➤ **Artigos em Conferências Nacionais**

1. Oliveira, D. Q.; Marujo, D.; Santos, M. V.; Delboni, L. F. N.; Guerrero, C. A. V.; Zambroni de Souza, A. C.; Braga Jr, M. F.; Lopes, B. I. L.; Carvalho Filho, J. M.; Felber, L. A., “Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição usando Sistemas Imunológicos Artificiais,” *Congresso Brasileiro de Automática - CBA*, 2014.
2. Coelho, A. L. M.; Marujo, D.; Silveira, P. M.; Guerrero, C. A. V.; Bonatto, B. D., “Comparative study of Protection CT modeling under transient conditions,” *V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (V SBSE)*, 2014.

3. Marujo, D.; Santos, M. V.; Zambroni de Souza, A. C.; Lopes, B. I. L., “Avaliação de Segurança de Tensão considerando uma Técnica Híbrida de Previsão de Carga,” XXIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2015.
4. Oliveira, D. Q.; Bonatto, B. D.; Arango, H.; Santos, M. V.; Marujo, D.; Zambroni de Souza, A. C.; Felber, L. A.; Braga Jr, M. F.; Nascimento, J. A. O.; Carvalho Filho, J. M., “Análise Econômica de uma Proposta de Controle de Tensão Inteligente em Sistemas de Distribuição,” XI Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, 2015
5. Marujo, D.; Oliveira, D. Q.; Zambroni de Souza, A. C.; Lopes, B. I. L.; Nascimento, B. N.; Portelina, F., “Uma Proposta de Operação dos Sistemas de Transmissão considerando Redes de Distribuição Ativas via Sistemas Imunológicos Artificiais,” Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, 2016.
6. Nascimento, B. N.; Zambroni de Souza, A. C.; Costa, O. G. C.; Marujo, D.; Oliveira, D. Q.; Portelina, F., “Um Método de Corte de Carga por Subtensão em Microrredes Ilhadas,” Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos- SBSE, 2016.
7. Portelina, F.; Zambroni de Souza, A. C.; Ribeiro, P. F.; Oliveira, D. Q.; Marujo, D.; Nascimento, B. N., “A Influência de Sistemas de Comunicação no consumo de Energia de uma Micro Rede Ihada,” Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE, 2016.

➤ **Capítulos de Livro em Fase de Publicação**

Os dois capítulos em fase de publicação estão compreendidos no livro:

“Sustainable Development in Energy Systems”. Editor: Brian Azzopardi, Editora Springer, 2017. ISBN 978-3-319-54806-7.

1. Capítulo 1: Overview on Microgrids: Technologies, Control and Communications
2. Capítulo 10: Microgrids Operation in Islanded Mode

APÊNDICE A - MODELOS DE COMPONENTES DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O modelo ou a modelagem é uma representação matemática-computacional de um sistema observado na prática, adequado dentro de suas limitações e simplificações às análises e estudos que se deseja [92].

Um sistema pode ser definido como um conjunto de componentes interconectados, que apresentam certas relações de causa e efeito e que atuam e interagem em conjunto, com um determinado objetivo. Os sistemas podem ser divididos em duas categorias. Os sistemas estáticos, que são aqueles em que as propriedades que o descrevem não variam com o tempo ou variam tão lentamente que se pode negligenciar a variação temporal; já nos sistemas com dinâmicas rápidas as propriedades descritivas variam consideravelmente com o tempo, sendo necessário a consideração temporal [93]. Enquanto na primeira categoria são utilizadas equações algébricas, na abordagem dinâmica são usadas equações diferenciais.

O sistema elétrico de potência é um sistema dinâmico extremamente complexo com características peculiares que o torna essencialmente único. Por sistema elétrico de potência se entende o conjunto de elementos de natureza diversas e interconectados que transformam a energia de uma fonte primária em energia elétrica para o consumidor final. Neste sentido, este capítulo apresenta os aspectos teóricos e modelos necessários para a simulação dinâmica de sistemas elétricos de potência.

A.1 Modelagem dos Componentes

A modelagem adequada dos componentes presentes em um sistema é fundamental para que se obtenham simulações cujos resultados sejam os mais fidedignos possíveis em comparação aos fenômenos que ocorrem na realidade. Se o foco do estudo for o regime permanente, algumas simplificações são consideradas. Por outro lado, quando se deseja avaliar o comportamento do sistema ao longo do tempo uma representação mais refinada é imprescindível. Por exemplo, a Figura A-1 mostra uma visão geral dos componentes presentes em um sistema de geração de energia elétrica.

Cada componente do sistema elétrico de potência é modelado de forma separada, de modo que o acoplamento entre eles é feito através de equações tanto algébricas quanto diferenciais. Para facilitar a compreensão dos modelos e as simplificações adotadas em simulações ao longo do tempo, a seguir é apresentada uma visão geral da modelagem de alguns dos equipamentos considerados neste trabalho, tais como: geradores síncronos, sistemas de excitação, reguladores de velocidade, turbina, transformadores, linhas de transmissão, cargas, geradores eólicos e limitadores associados aos equipamentos.

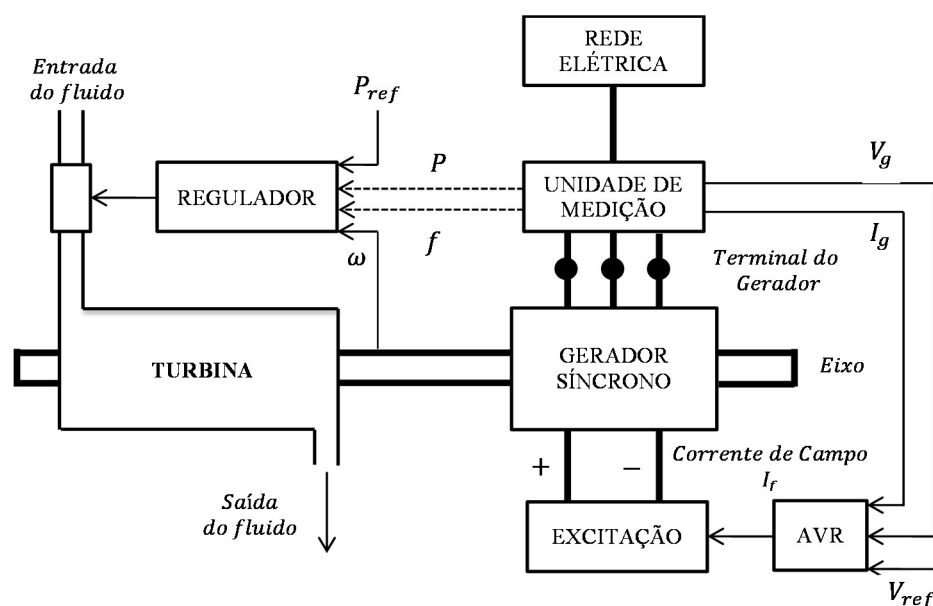


Figura A-1 - Componentes de uma Unidade Geradora

A.1.1 Gerador Síncrono

A máquina síncrona constitui um dos principais equipamentos presentes nos estudos dinâmicos de sistemas elétricos. A priori, sua modelagem detalhada, bem como de seus respectivos controles, representa um dos principais fatores que diferenciam a análise dinâmica da estática. Em estudos de regime permanente, via fluxo de potência convencional, são representadas somente as barras terminais dos geradores síncronos. Nenhuma equação diferencial é utilizada. Esta abordagem é suficiente e satisfatória em muitos casos estudados. Em outros, porém, é necessário considerar a dinâmica das máquinas. Estudos de estabilidade, proteção e projeto de controladores para o sistema são alguns exemplos que necessitam de um modelo mais elaborado da máquina síncrona e de seus controles.

Diversos modelos que buscam representar o desempenho da máquina síncrona estão disponíveis na literatura: [42]-[43]. As principais diferenças entre os modelos apresentados estão associadas ao nível de detalhamento considerado, bem como à referência adotada. Entretanto, as premissas básicas não se alteram e nem poderiam ser alteradas. Neste trabalho adotou-se a modelagem descrita em [69] e [43].

Comumente a máquina síncrona é representada através de seis enrolamentos: três no estator, correspondentes às fases a, b e c; e três no rotor, sendo um o enrolamento de campo e os outros dois enrolamentos amortecedores. Uma abordagem que simplifica sobremaneira as equações da máquina é a utilização de uma transformação linear, conhecida como Transformada de Park. A partir desta, as variáveis do estator são referenciadas aos eixos direto (d) e em quadratura (q) e estacionário (0) diretamente no rotor da máquina.

Tendo em vista que o assunto abordado já é consolidado na literatura, as deduções preliminares são então negligenciadas neste trabalho, podendo ser encontradas nas referências apresentadas. O objetivo, neste caso, é apresentar de forma clara as equações diferenciais que serão efetivamente utilizadas. Desta forma, são apresentados os modelos simplificados de terceira e quarta ordem da máquina síncrona, frequentemente conhecidos como “modelo E'_q ” e “modelo E'_d ”, respectivamente.

A.1.1.1 Modelo de Terceira Ordem

O modelo de terceira ordem ou E'_q considera que a máquina síncrona é composta por três enrolamentos: dois no eixo direto e um no eixo em quadratura. Dois destes representam o efeito do estator, referenciados ao rotor através da transformada de Park, sendo um deles localizado no eixo direto (d) e o outro no eixo em quadratura (q). O terceiro enrolamento, localizado no eixo direto, representa o enrolamento de campo (F). A Figura A-2 mostra os enrolamentos da máquina para este caso.

Neste modelo, as seguintes simplificações são consideradas [43]:

- (a) As resistências do estator são nulas ($R_s = 0$)
 - (b) As resistências de sequência zero são nulas, representando uma operação balanceada;
 - (c) São desconsiderados os enrolamentos amortecedores;
-

(d) As tensões de efeito transformador são admitidas desprezíveis em comparação com as tensões induzidas devido ao movimento relativo rotor-estator, tal que:

$$\frac{d\phi_d}{dt} = \frac{d\phi_q}{dt} = 0 \tag{A.1}$$

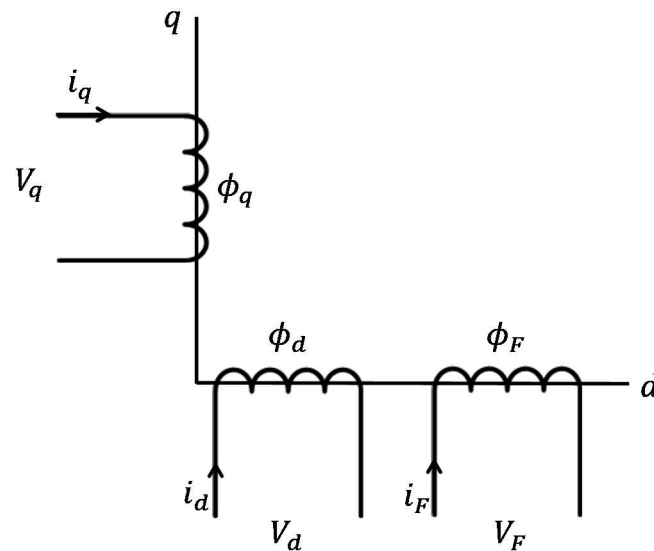


Figura A-2 - Enrolamentos da Máquina Síncrona no Modelo de Terceira Ordem

Considerando as simplificações acima descritas, o modelo E'_q é representado pelo circuito elétrico equivalente mostrado na Figura A-3. O conjunto de equações (A.2)-(A.6) representa o modelo em por unidade (pu).

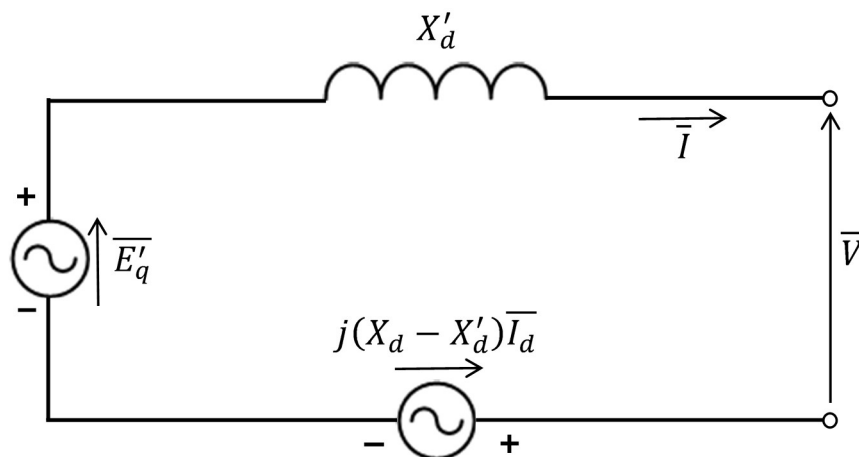


Figura A-3 - Circuito Elétrico Correspondente ao Modelo de Terceira Ordem

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \tag{A.2}$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (T_m - E'_q I_q - (X_q - X'_d) I_d I_q - D(\omega - \omega_s)) \quad (\text{A.3})$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} (E_{fd} - E'_q - (X_d - X'_d) I_d) \quad (\text{A.4})$$

$$I_d = \frac{E'_q - V \cos(\delta - \theta)}{X'_d} \quad (\text{A.5})$$

$$I_q = \frac{V \sin(\delta - \theta)}{X'_d} \quad (\text{A.6})$$

O equacionamento acima é válido para máquinas de polos salientes. Caso o interesse seja avaliar o comportamento de máquinas de polos lisos, basta considerar $X_d = X_q$. Note que apenas três equações do conjunto (A.2)-(A.6) são equações diferenciais. Esta é a razão pela qual o modelo é dito de terceira ordem.

No modelo E'_q , o torque elétrico desenvolvido é dado pela equação (A.7).

$$T_e = E'_q I_q - (X_q - X'_d) I_d I_q \quad (\text{A.7})$$

A.1.1.2 Modelo de Quarta Ordem

No modelo de quarta ordem ou E'_d , também conhecido como modelo de dois eixos, a máquina síncrona é representada por quatro enrolamentos. Destes, dois representam o efeito do estator, sendo um deles posicionado no eixo direto (d) e o outro em quadratura (q). O terceiro enrolamento, assim como no modelo E'_q , encontra-se posicionado no eixo direto, e representa o enrolamento de campo (F). O quarto enrolamento, que diferencia este modelo do anterior, corresponde a um enrolamento amortecedor (Q). Esta condição pode ser visualizada na Figura A-4.

As simplificações consideradas na elaboração deste modelo são praticamente as mesmas adotadas no modelo E'_q , ou seja, são mantidas as suposições (a), (b) e (d). A principal diferença é que agora se considera a presença de um enrolamento amortecedor. O circuito equivalente do modelo E'_d é ilustrado na Figura A-5.

O torque elétrico desenvolvido pela máquina quando é utilizado o modelo de dois eixos pode ser representado pela equação (A.8).

$$T_e = E'_d I_d - E'_q I_q - (X'_q - X'_d) I_d I_q \quad (\text{A.8})$$

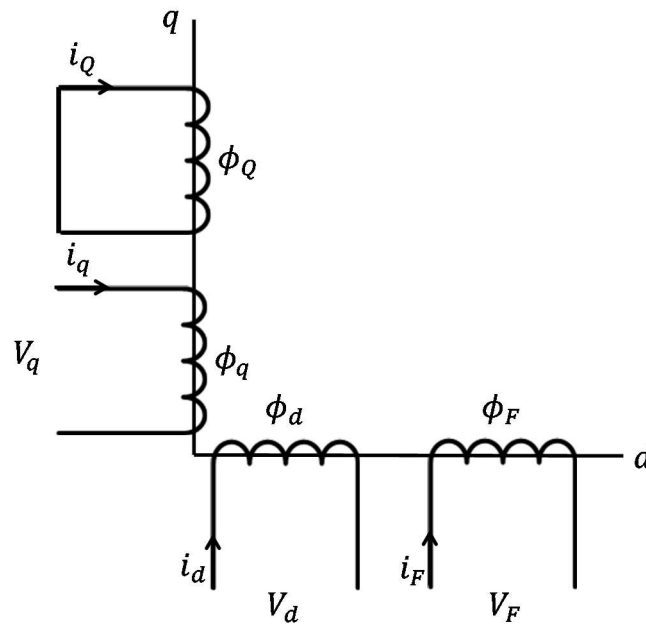


Figura A-4 - Enrolamentos da Máquina Síncrona no Modelo de Quarta Ordem

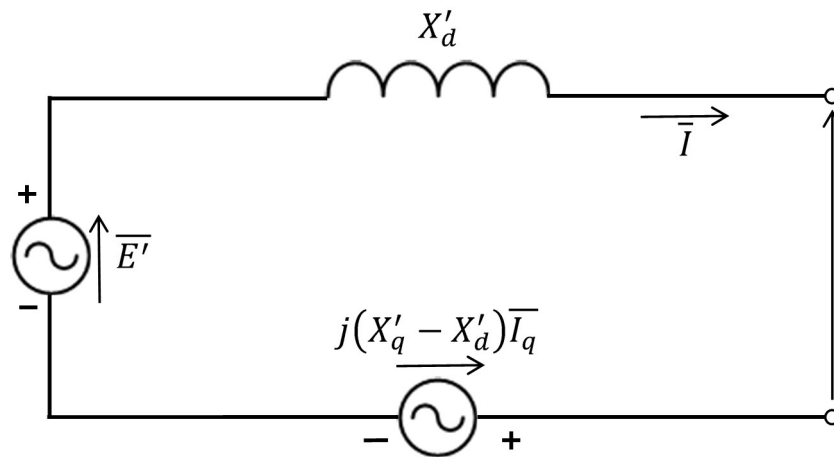


Figura A-5 - Circuito Equivalente do Modelo de Dois Eixos

Assim, as respectivas equações que determinam o modelo são:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (\text{A.9})$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (T_m - E'_d I_d - E'_q I_q - (X'_q - X'_d) I_d I_q - D(\omega - \omega_s)) \quad (\text{A.10})$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} (E_{fd} - E'_q - (X_d - X'_d)I_d) \quad (\text{A.11})$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{q0}} (-E'_d + (X_q - X'_q)I_q) \quad (\text{0.12})$$

$$I_d = \frac{E'_q - V \cos(\delta - \theta)}{X'_d} \quad (\text{A.13})$$

$$I_q = \frac{V \sin(\delta - \theta) - E'_d}{X'_q} \quad (\text{A.14})$$

O modelo E'_d também é conhecido como “modelo de quarta ordem”, já que quatro equações do conjunto (A.9)-(A.14) são diferenciais.

A.1.2 Sistema de Excitação

Os geradores síncronos são providos de controles automáticos para regulação de tensão e frequência. A atuação destes influencia diretamente na geração de potência ativa e reativa das máquinas síncronas. Neste item são abordados os assuntos relacionados ao controle de geração de potência reativa, mais especificamente, os sistemas de excitação.

A função básica de um sistema de excitação é suprir e ajustar automaticamente a corrente de campo das máquinas síncronas visando manter a tensão terminal sob controle. A Figura A-6 ilustra o diagrama de blocos de um sistema de excitação típico.

Cada um dos blocos da Figura A-6 exerce uma função específica no sistema de excitação. Estas funções são descritas de forma sucinta a seguir [42]:

- 1) *Excitação*: Fornece a potência ao enrolamento de campo da máquina síncrona;
- 2) *Regulador*: Processa e amplifica o sinal de entrada de controle 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;
- 3) *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 a 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;

- 4) *Estabilizadores do Sistema de Potência (ESP)*: Injetam sinais adicionais estabilizantes, com o intuito de proporcionar amortecimentos nas oscilações eletromecânicas dos sistemas de potência;
- 5) *Limitadores e circuitos de proteção*. Compreendem funções de proteção e controle que garantem que os limites de capacidade da excitação e do gerador não sejam excedidos. Algumas destas funções são: limitador de corrente de campo, limite de máxima excitação, limite de tensão terminal, proteção Volts/Hertz e limitação de subexcitação.

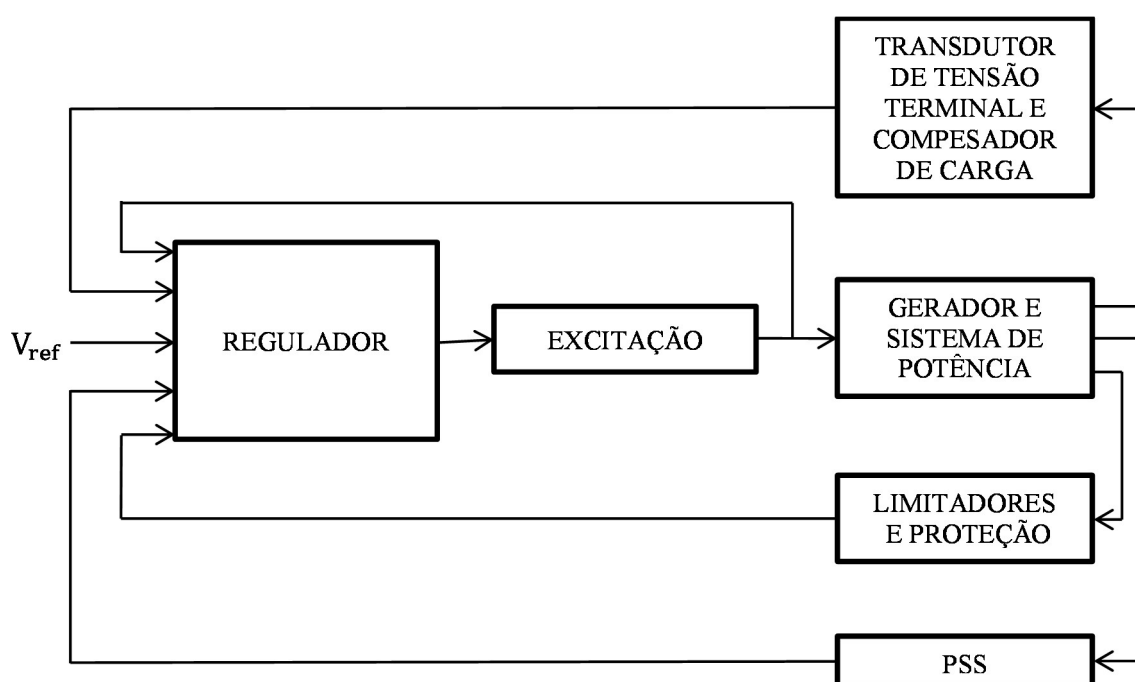


Figura A-6 - Componentes de um Sistema de Excitação Típico

Apesar de serem apresentados de maneira individualizada, é evidente a ligação direta entre a excitação e o regulador de tensão. Mais que isso, o regulador de tensão é o elemento responsável pelo controle do excitador, que atua diretamente no enrolamento de campo do gerador.

Além da função principal acima descrita, outras são executadas em conjunto, tais como: controlar a tensão terminal da máquina, regular a divisão de potência reativa em máquinas que operam em paralelo, aumentar a excitação em condições de curto-circuito e amortecer oscilações de baixa frequência [42].

Há diversos tipos de sistemas de excitação disponíveis atualmente. De modo geral, eles podem ser classificados em três grandes categorias que são baseadas no tipo da fonte de

potência de excitação. São elas: sistemas de excitação rotativos DC, sistemas de excitação rotativos AC e sistemas de excitação estáticos [96][97].

A descrição das principais características de cada tipo de excitação não faz parte do escopo deste trabalho sendo, portanto, negligenciada. Entretanto, maiores informações podem ser encontradas em [42], [98] e [99].

Como existem diversos tipos sistemas de excitação, o IEEE definiu alguns modelos padronizados, comumente utilizados em estudos de estabilidade:

- *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.

Dentre os tipos predefinidos acima, considera-se neste trabalho somente a modelagem do *IEEE Type DC1*, pois este modelo representa a maioria dos sistemas de excitação em serviço atualmente [55]. A Figura A-7 apresenta o diagrama de blocos equivalente deste regulador.

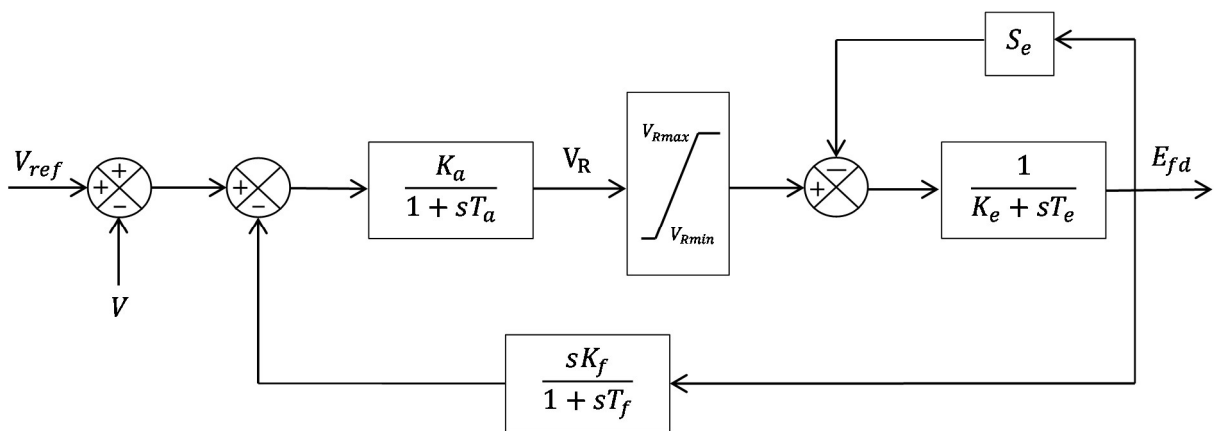


Figura A-7 - Diagrama de Blocos do Regulador de Tensão

Após algumas manipulações utilizando álgebra de blocos, pode-se representar o sistema *IEEE Type DC1* pelo conjunto de equações (A.15)- (A.17). A modelagem completa deste tipo de AVR (*Automatic Voltage Regulator*) pode ser encontrada em [62][100].

$$T_e \frac{dE_{fd}}{dt} = -(K_e + S_e)E_{fd} + V_R \tag{A.15}$$

$$T_a \frac{dV_R}{dt} = -V_R + K_a R_f - \frac{K_a K_f}{T_f} E_{fd} + K_a (V_{ref} - V_i) \quad (\text{A.16})$$

$$T_f \frac{dR_f}{dt} = -R_f + \frac{K_f}{T_f^2} E_{fd} \quad (\text{A.17})$$

Para o modelo considerado, os principais parâmetros que devem ser ajustados são listados na Tabela A-1.

Tabela A-1 - Parâmetros do Regulador de Tensão

| Parâmetro | Descrição | Unidade |
|-------------------------|--|---------|
| K_a | Ganho do regulador de tensão | pu/pu |
| T_a | Constante de tempo do regulador de tensão | s |
| K_e | Ganho da excitatriz | - |
| T_e | Constante de tempo da excitatriz | s |
| K_f | Ganho da malha de estabilização | s |
| T_f | Constante de tempo da malha de estabilização | s pu/pu |
| S_e | Curva de saturação | - |
| V_{Rmax} e V_{Rmin} | Limites máximo e Mínimo de V_R | pu |

A.1.3 Turbinas e Reguladores de Velocidade

Na operação dos sistemas elétricos, um dos pontos mais críticos para os operadores do sistema está diretamente relacionado à previsão da carga. Ao longo do dia, mês, ou ano ela varia nos diversos barramentos do sistema, instante a instante, fazendo com que o equilíbrio carga-geração seja continuamente alterado.

Quando ocorre um aumento de carga, o sistema fica em uma situação de déficit, pois a carga se torna maior que a geração. Na tentativa de suprir este novo montante de geração, a máquina síncrona desacelera, reduzindo a frequência do sistema. No caso de uma redução da carga, o comportamento é parecido, porém contrário, ou seja, ocorre um aumento na frequência.

Do ponto de vista do consumidor, trabalhar fora da frequência nominal não é recomendado, já que esta condição pode danificar seus equipamentos.

Dentro deste contexto, fica clara a necessidade de se manter o balanço carga-geração e manter a frequência do sistema constante ou com uma variabilidade mínima adotada a maior parte do tempo que for possível. Este objetivo é atingido, em um primeiro momento, através do conjunto formado por uma turbina e respectivo regulador de velocidade, no processo conhecido como regulação primária.

Os geradores são normalmente acionados através de turbinas a vapor, a gás ou hidráulicas. Estas turbinas possuem diversos controles associados, tendo como o principal deles o regulador de velocidade (RV). Dentre as funções do RV, destacam-se [43]:

- Controlar a partida da turbina;
- Controlar a tomada de carga da turbina;
- Atuar como agente de controle no sentido de atender as solicitações de potência do sistema, ou seja, no aumento ou redução do valor gerado.

Nesse sentido, a seguir são apresentados os modelos de turbina hidráulica e térmica, incluindo os reguladores de velocidade adequados para a operação satisfatória de cada uma das turbinas. Apresenta-se inicialmente o diagrama de blocos e, em seguida, as respectivas equações diferenciais que descrevem o modelo. Maiores detalhes referentes à modelagem podem ser encontrados nas referências [42], [74] e [101].

A.1.3.1 Turbina Hidráulica

Neste tipo de turbina, a inércia da água causa uma constante de tempo elevada na resposta do torque da máquina em relação à posição das comportas. Além disso, quando é utilizado o modelo linear e ideal da turbina hidráulica, existe uma tendência inicial do torque variar na direção oposta à produzida em regime permanente (característica de um sistema de fase não-mínima).

As turbinas hidráulicas costumam utilizar o regulador de velocidade com compensação de queda transitória. Isto porque, devido às suas características peculiares, os reguladores de velocidade não podem atuar muito rapidamente, uma vez que isto pode resultar em pressões excessivas na tubulação, danificando-as ou até mesmo na instabilidade.

A Figura A-8 apresenta o diagrama de blocos equivalente, composto pela turbina e pelo regulador de velocidade de uma unidade hidráulica [57], cujos parâmetros são definidos na Tabela A-2.

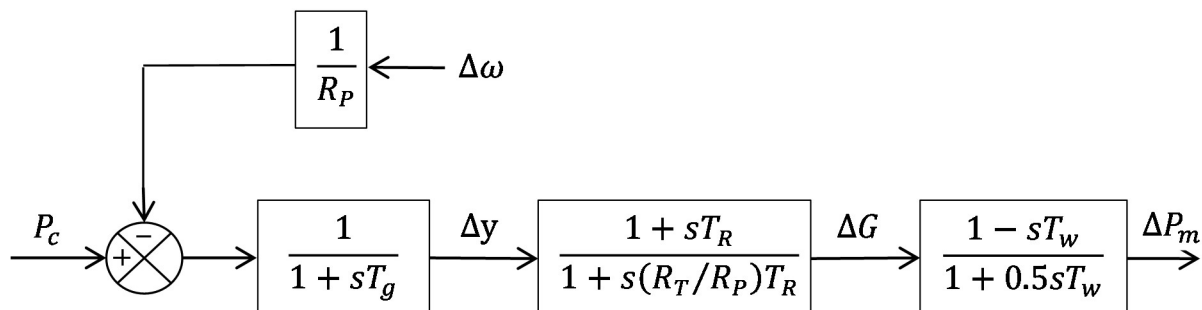


Figura A-8 - Turbina e Regulador Hidráulico

Tabela A-2 - Parâmetros da Turbina Hidráulica

| Parâmetro | Nome | Valores Típicos | Unidade |
|-----------------|--|-----------------|---------|
| T_w | Tempo de partida da água na tubulação | 0,5 a 4 | s |
| R_p | Regulação de velocidade em regime permanente | 0,05 a 0,167 | - |
| R_T | Regulação de velocidade transitória | 0,3 a 1,2 | - |
| T_R | Constante de tempo do estatismo transitório | 0,5 a 64 | s |
| T_g | Constante de tempo do regulador de velocidade | - | - |
| ΔG | Variação na abertura da válvula de admissão da turbina | - | pu |
| Δy | Variável auxiliar | - | pu |
| $\Delta \omega$ | Variação da velocidade ou frequência da turbina | - | pu |
| ΔP_m | Variação da potência mecânica | - | pu |
| P_c | Sinal de Referência | - | pu |

Aplicando-se álgebra de blocos obtêm-se as equações diferenciais do modelo:

$$\frac{d\Delta P_m}{dt} = \frac{1}{T_w} \left[-2P_m + \left(\frac{2T_w R_P}{R_T T_R} + 2 \right) \Delta G - \frac{2T_w R_P}{R_T T_R} \left(1 - \frac{T_R}{T_g} \right) \Delta y + \left(\frac{2T_w}{R_T T_g} \right) \Delta \omega - \left(\frac{2T_w R_P}{T_g R_T} \right) P_c \right] \quad (\text{A.18})$$

$$\frac{d\Delta y}{dt} = \frac{1}{T_g} \left[-\Delta y + P_c - \frac{\Delta \omega}{R_p} \right] \quad (\text{A.19})$$

$$\frac{d\Delta G}{dt} = \frac{1}{T_R} \left[-\left(\frac{R_P}{R_T} \right) \Delta G + \frac{R_P}{R_T} \left(1 - \frac{T_R}{T_g} \right) \Delta y - \left(\frac{T_R}{T_g R_T} \right) \Delta \omega + \left(\frac{T_R R_P}{T_g R_T} \right) P_c \right] \quad (\text{A.20})$$

A.1.3.2 Turbina Térmica a Vapor

As turbinas térmicas a vapor convertem vapor a alta pressão e temperatura, produzidos em uma caldeira, principalmente através da queima de carvão, óleo e gás, em energia mecânica, acionando o eixo que acopla ao gerador [43].

De modo geral, estas turbinas podem ser divididas em duas categorias: com ou sem reaquecimento. Na turbina com reaquecimento, o vapor que sai da seção de alta pressão, retorna para a caldeira, passando pelo reaquecedor antes de retornar à pressão intermediária. O diagrama de blocos da turbina com reaquecimento, considerada neste trabalho, é apresentado na Figura A-9.

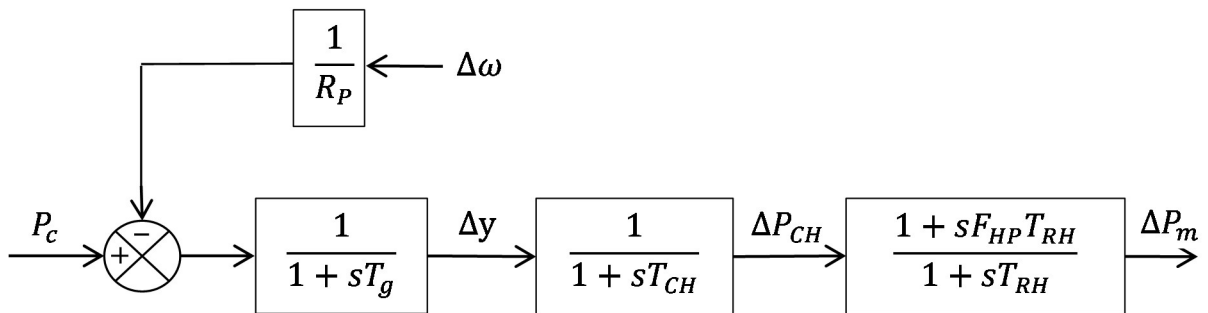


Figura A-9 - Turbina e Regulador Térmica

As equações diferenciais que representam este componente do sistema são:

$$\frac{d\Delta P_m}{dt} = \frac{1}{T_{RH}} \left[-\Delta P_m + \left(1 + \frac{F_{HP} T_{RH}}{T_{CH}} \right) \Delta P_{CH} + \left(\frac{F_{HP} T_{RH}}{T_{CH}} \right) \Delta y \right] \quad (\text{A.21})$$

$$\frac{d\Delta P_{CH}}{dt} = \frac{1}{T_{CH}} [\Delta y - \Delta P_{CH}] \quad (\text{A.22})$$

$$\frac{d\Delta y}{dt} = \frac{1}{T_g} \left[-\Delta y + P_c - \frac{1}{R_p} \Delta \omega \right] \quad (\text{A.23})$$

Os parâmetros utilizados na Figura A-9 diferem daqueles mostrados na Tabela A-2 e podem ser encontrados em detalhes na Tabela A-3. As demais variáveis são as mesmas anteriormente definidas para o caso de turbinas hidráulicas.

Tabela A-3 - Parâmetros da Turbina Térmica

| Parâmetro | Nome | Valores Típicos | Unidade |
|-----------------|--|--------------------|---------|
| R_p | Regulação de velocidade em regime permanente | 0,05 | - |
| F_{HP} | Proporção do torque desenvolvida no elemento de alta pressão | 0,25 a 0,5 | s |
| T_{RH} | Constante de tempo do reaquecedor | 3 a 7 | s |
| T_{CH} | Constante de tempo da turbina | 0,30 | s |
| T_g | Constante de tempo do regulador de velocidade | - | s |
| ΔP_{CH} | Variação na abertura da válvula de admissão da turbina | - | pu |

A.1.4 Transformadores

A operação do sistema de forma eficiente e com maior capacidade de transmissão requer que o mesmo opere em níveis de tensão extremadamente elevados. Entretanto, tanto no lado da geração, quanto da carga, esta condição é economicamente inviável. Isto demanda que os projetos dos equipamentos sejam mais robustos, resultando na elevação dos custos relacionados, por exemplo, no isolamento requerido pelo equipamento. Para contornar este problema, são utilizados transformadores. Estes possuem a capacidade de elevar ou reduzir o nível de tensão de acordo com a relação de espiras entre o núcleo primário e o secundário.

Do ponto de vista de modelagem em sistemas elétricos de potência, os transformadores são semelhantes às linhas de transmissão. A principal diferença está relacionada ao fato de que os transformadores adicionam uma relação de transformação, real ou complexa, entre as duas extremidades nas quais estão conectados [92]. A Figura A-10 apresenta o modelo equivalente de um LTC (*Load Tap Changer*), representado por uma admitância série conectada a um transformador ideal. A resistência e a reatância de magnetização são desprezadas.

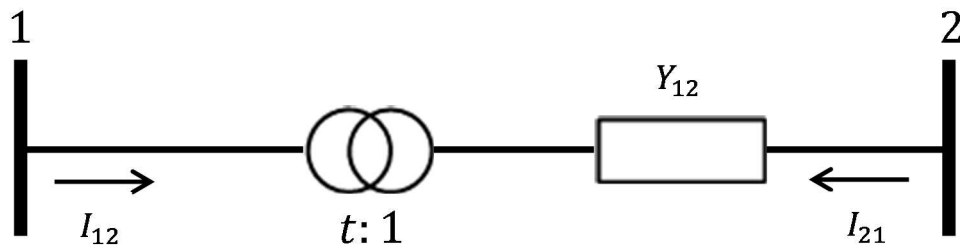


Figura A-10 - Modelo do LTC

Note que o *tap* é considerado no primário do transformador, tendo em vista que esta é a convenção padrão adotada pelo IEEE [102]. A relação de transformação é dada por $t = re^{j\phi}$, onde r representa a posição do *tap* e ϕ a defasagem.

Quando a relação de espiras é mantida constante, os transformadores são denominados como “transformadores de *tap* fixo”. Por outro lado, como esta relação pode ser alterada através da atuação dos *taps*, os transformadores são classificados de acordo com os valores assumidos por r e ϕ . Se $t \neq 0$ e $\phi = 0$, o mesmo é chamado de “Transformador com Variação Automática de Tap Sob Carga”. Caso, $t = 1$ e $\phi \neq 0$, este é conhecido como “Transformador Defasador”

Os LTC’s são utilizados quando o foco é o controle de tensão e o fluxo de potência reativa. Os defasadores, por sua vez, possuem aplicações voltadas ao controle de potência ativa em um circuito. Tendo em vista a pouca utilização do segundo no sistema elétrico brasileiro, são considerados no trabalho apenas os LTC’s.

Quando o transformador é utilizado em análises de fluxo de potência e em estudos de estabilidade, costuma-se representá-lo através do seu modelo π equivalente [42], como mostra a Figura A-11.

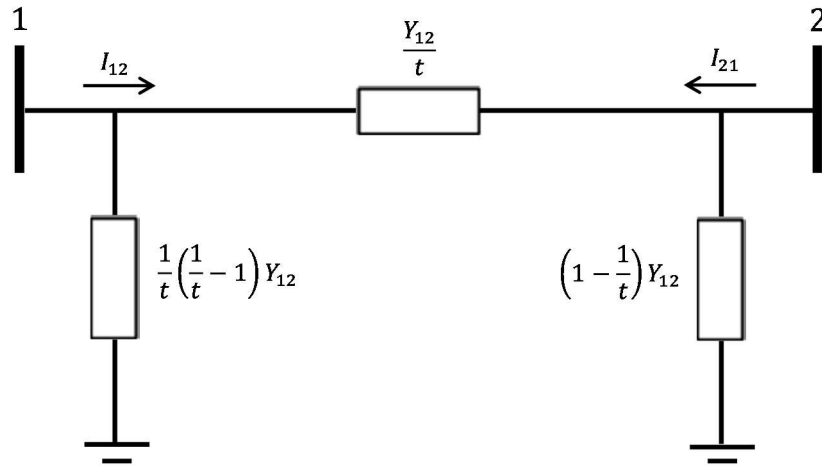


Figura A-11 - Circuito π Equivalente do LTC

Desta forma, a matriz de admitância equivalente do modelo de transformador de *tap* fixo ou LTC é dada pela equação (A.24):

$$Y = \begin{bmatrix} \frac{Y_{12}}{t^2} & -\frac{Y_{12}}{t} \\ -\frac{Y_{12}}{t} & Y_{12} \end{bmatrix} \quad (\text{A.24})$$

Quando o foco do estudo se concentra em análises dinâmicas, existem dois modelos que representam a atuação dos LTCs: o modelo contínuo e o discreto. No primeiro, como o próprio nome sugere, considera-se que as variações de *taps* são pequenas, de modo que a atuação possa ocorrer aproximadamente de modo contínuo. Entretanto, este modelo não é tão exato quanto o segundo, pois a atuação real dos LTC's ocorre de forma discreta.

O modelo discreto assume que, quando o LTC é ativado, ele aumenta ou reduz a relação de transformação de um passo (Δt). Como existe um tempo necessário para que a posição do *tap* seja alterada, o mesmo só atua em tempos discretos (n), conforme mostra a equação (A.25):

$$n_{k+1} = n_k + \Delta T_k \quad (\text{A.25})$$

onde ΔT_k representa o tempo necessário para a mudança de *tap*. Este valor pode ser fixo ou variável, sendo calculado de acordo a equação (A.26) [44]:

$$\Delta T_k = T_d \frac{d}{|V_2 - V_2^0|} + T_f + T_m \quad (\text{A.26})$$

onde V_2 é a tensão controlada, V_2^0 é a tensão de referência, d é banda morta, T_d o máximo tempo de atraso da característica de tempo inverso, T_f o tempo fixo intencional e T_m o tempo mecânico necessário para realizar a mudança de *tap*. Valores típicos para ajuste do LTC adotados pelas companhias americanas e europeias podem ser encontrados em [44].

Assim, a lógica de comutação do LTC é a seguinte:

$$t_{k+1} = \begin{cases} t_k + \Delta r & \text{se } V_2 > V_2^0 + d \text{ e } t_k < t^{max} \\ t_k - \Delta r & \text{se } V_2 < V_2^0 - d \text{ e } t_k > t^{min} \\ r & \text{caso contrário} \end{cases}$$

A.1.5 Linhas de Transmissão

Quando o foco do estudo é o transitório eletromecânico ou o longo prazo, assume-se que os fenômenos eletromagnéticos da linha ocorrem muito rapidamente para serem considerados. Neste caso, a linha pode ser representada pelo modelo π a parâmetros concentrados.

O circuito equivalente da Figura A-12 inclui uma impedância série (Y_{12}) e elementos shunts (Y_1 e Y_2). O parâmetro B representa a susceptância shunt da linha. Assim, a matriz admitância nodal equivalente é dada pela equação (A.27) encontrada em [92].

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{12} + Y_1 & -Y_{12} \\ -Y_{12} & Y_{12} + Y_2 \end{bmatrix} \tag{A.27}$$

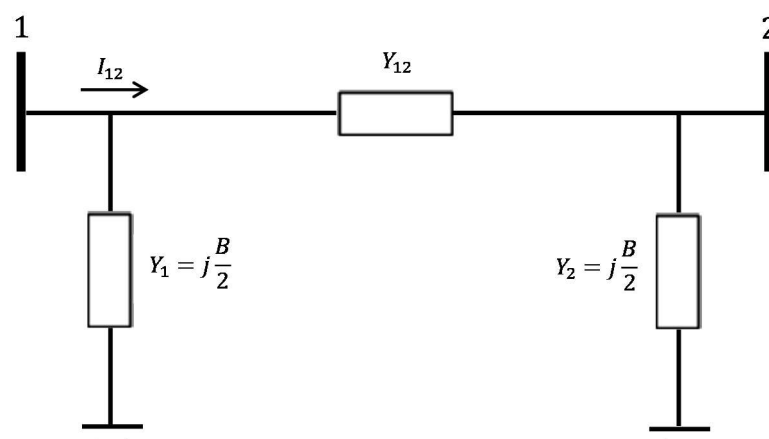


Figura A-12 - Circuito π Nominal da Linha de Transmissão

Observe que a equação matricial da linha de transmissão é um caso particular da equação do transformador no qual se negligencia o efeito do elemento shunt da linha, além de ser assumido que o *tap* tem módulo unitário e defasagem nula. Em [103] e [104] encontram-se a representação de linhas de transmissão para estudos transitórios.

A.1.6 Cargas

Uma questão chave nos estudos do comportamento dinâmico de sistemas de potência, em especial nas análises de estabilidade de tensão, é determinar a característica das cargas. Estas podem influenciar de forma considerável a resposta do sistema. Em [105], por exemplo, os autores comparam diferentes tipos de cargas através de simulações dinâmicas com valores reais medidos.

A modelagem da carga, contudo, representa uma tarefa complicada, principalmente porque são compostas por um grande número de equipamentos, tais como: lâmpadas fluorescentes e incandescentes, motores, compressores, entre outros. A composição exata da mesma é difícil de se estimar, já que a mesma muda de acordo com diversos fatores externos ao sistema. O tempo (dia, hora ou estação do ano), as condições climáticas e econômicas do país são alguns destes fatores influentes. Mesmo que fosse possível determinar com exatidão a composição e o valor da carga de cada um dos consumidores, ainda assim seria impraticável utilizar esta opção, tendo em vista a quantidade de consumidores conectados ao sistema. [42].

Desta forma, diversos modelos são propostos para representar as cargas do sistema elétrico. Na abordagem estática destacam-se os modelos polinomiais e exponenciais. No primeiro, também conhecido como ZIP, a carga depende da tensão de acordo com uma equação polinomial, permitindo que a mesma seja formada por uma composição de parcelas de impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P), conforme é apresentado nas equações (A.29) e (A.30). O segundo, como o próprio nome sugere, é representado com uma equação exponencial, onde o expoente da equação indica a característica mais apropriada da carga (Z , I ou P constante).

Nos modelos dinâmicos a carga é representada ao longo do tempo por equações diferenciais. Esta abordagem é utilizada quando se faz necessário evidenciar certos fenômenos de interesse, exigindo representações mais elaboradas [106]. Apesar de existirem muitos outros modelos dinâmicos de carga (inclusive para equipamentos específicos), os mais utilizados e

comuns são os modelos de carga do tipo motores de indução [94][107] e o modelo dinâmico agregado da carga [44][108].

Em estudos de estabilidade transitória é comum considerar que as cargas variam somente com a tensão, usando modelos estáticos de carga. Quando o foco é o longo prazo, esta representação não é a mais indicada, pois não considera a variação da potência nominal da carga ao longo do tempo. Neste caso, o comportamento da carga é representado considerando uma curva de carga típica. A Figura A-13 mostra um exemplo deste tipo de curva [109].

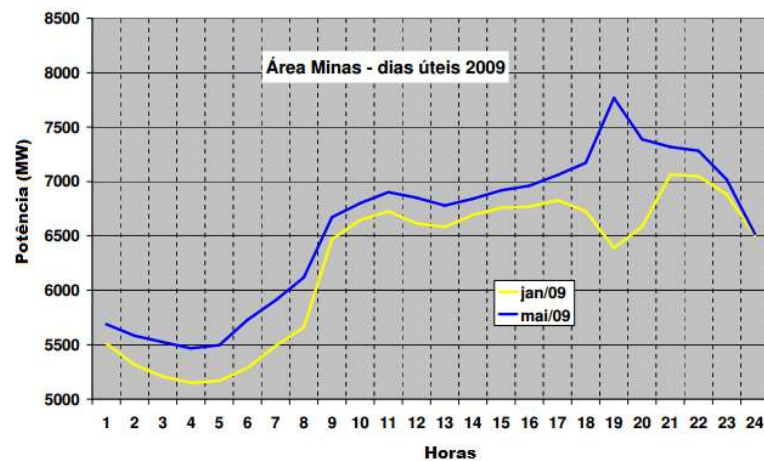


Figura A-13 - Curva de Carga

A curva da Figura A-13 descreve a demanda média da carga, em intervalos discretos de tempo, durante um determinado período de tempo, por exemplo, ao longo das vinte e quatro horas do dia [106]. As cargas são representadas neste trabalho através de dois modelos: impedância constante ou modelo polinomial. No que diz respeito ao modelo de impedância constante, considere a Figura A-14.

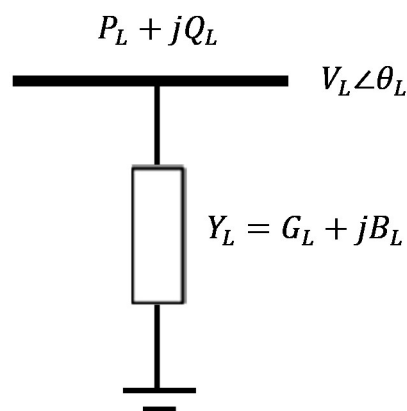


Figura A-14 - Carga tipo Impedância/Admitância Constante

Na Figura A-14, uma carga do tipo potência constante é conectada em uma determinada barra do sistema elétrico de potência, cuja tensão tem módulo (V_L) e ângulo (θ_L) e consumo de potência ativa (P_L) e potência reativa (Q_L). Neste caso, esta carga pode ser representada a partir do modelo de impedância constante através da equação (A.28).

$$Y_L = G_L + jB_L = \frac{P_L}{V_L^2} - j\frac{Q_L}{V_L^2} \quad (\text{A.28})$$

Na segunda abordagem, considera-se que potência ativa consumida (P_L) e que a potência reativa consumida (Q_L) variam com a tensão através do modelo polinomial ou ZIP. Conforme mencionado anteriormente, a carga resultante é dada pela composição dos modelos de impedância constante, corrente constante e potência constante. Dessa forma, a carga líquida em cada instante é função da magnitude de tensão do respectivo barramento de carga. Este modelo é expresso através da seguinte expressão quadrática:

$$P_L = P_{L0} \left[a \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b \left(\frac{V}{V_0} \right) + c \right] \quad (\text{A.29})$$

$$Q_L = Q_{L0} \left[d \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + e \left(\frac{V}{V_0} \right) + f \right] \quad (\text{A.30})$$

onde:

V : tensão do barramento correspondente a P_L e Q_L ;

V_0 : tensão do barramento correspondente a P_{L0} e Q_{L0} ;

a, d : fator correspondente à parcela de impedância constante da potência ativa e reativa da carga, respectivamente;

b, e : fator correspondente à parcela de corrente constante da potência ativa e reativa da carga, respectivamente;

c, f : fator correspondente à parcela de potência constante da potência ativa e reativa da carga, respectivamente.

Outras informações referentes a modelos de carga podem ser encontradas na referência [110].

A.1.7 Energia Eólica

Apesar do aproveitamento de energia proveniente dos ventos não ser novidade, pois desde a antiguidade era utilizado em moinhos, seu aproveitamento para a geração de energia elétrica tem recebido maior destaque nos últimos anos.

As turbinas eólicas podem ser classificadas de acordo com sua forma de operação: velocidade fixa ou variável. Nos aerogeradores de velocidade fixa o gerador é diretamente conectado à rede. Neste caso, a frequência da rede determina a frequência de rotação do gerador e, conseqüentemente, do aerogerador. Por ser simples e barato, tornou-se o mais usado. Entretanto, apresentam desvantagens: consomem grandes montantes de potência reativa; flutuações na velocidade do vento resultam em variações no torque mecânico, que são transmitidos para a rede, resultando em oscilações de frequência. Se a rede for susceptível às alterações bruscas de tensão, as flutuações de tensão refletem no aumento das perdas [111].

Em geradores eólicos de velocidade variável, em especial os geradores de indução duplamente alimentados (DFIG), o estator é ligado diretamente à rede, enquanto o rotor é desacoplado através de um conversor CC. Como a potência produzida pelo gerador depende da velocidade de rotação, esta sofre alterações em função da variação da rotação da turbina eólica. Neste momento, o conversor atua de modo a garantir uma frequência constante para a energia proveniente do aerogerador, mantendo o sincronismo com o sistema elétrico.

Nos últimos anos, este tipo de turbina (DFIG) tornou-se dominante nos parques eólicos ao redor do mundo, tendo em vista sua maior controlabilidade e redução nas flutuações de potência [111]. De modo geral, este controle pode ser feito de duas formas [112].

- (a) Ajustando a tensão aplicada ao circuito dos rotores;
- (b) Ajustando o ângulo de incidência do vento nas pás da hélice, ou seja, o ângulo de passo ou de ataque;

Devido à sua maior aplicação atualmente, neste trabalho são considerados somente os geradores de indução duplamente alimentados. Um esquema do modelo de gerador DFIG é mostrado na Figura A-15 [112].

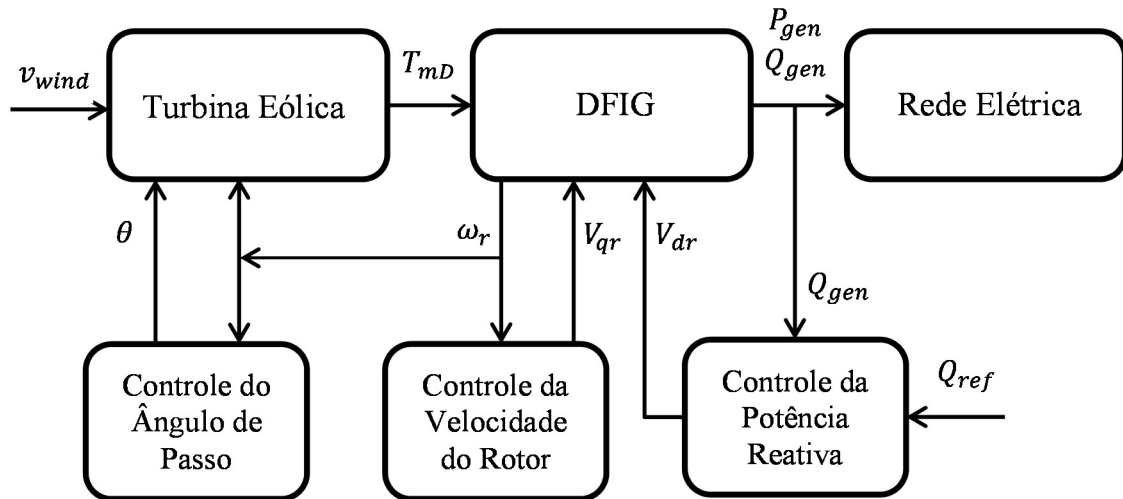


Figura A-15 - Diagrama Esquemático de um Gerador Eólico DFIG

Note que a modelagem do gerador é dividida em quatro partes principais: o modelo da turbina, o gerador de indução, os controles e a conexão com a rede. Uma breve descrição sobre as três primeiras é feita a seguir. A conexão do gerador com a rede será abordada na próxima seção.

A.1.7.1 Modelo da Turbina Eólica

O modelo da turbina basicamente representa a relação entre a potência mecânica extraída pela turbina em função da velocidade do vento. Utilizando as transformações necessárias, e representando em forma de torque mecânico, obtém-se a equação (A.31) [112]:

$$T_m = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^2 \omega_b}{S_b \omega_r} C_p(\lambda, \theta) v_{wind}^3 \quad (A.31)$$

sendo ρ a densidade do ar, S_b e ω_b a potência e a velocidade base, respectivamente; R o raio da turbina, v_{wind} a velocidade do vento, e o C_p a eficiência aerodinâmica da turbina, que é função da velocidade de rotação específica da turbina (λ) e do ângulo de passo (θ).

O coeficiente C_p representa a relação entre a potência fornecida pela turbina e a potência contida no vento. Considerando dados de fabricantes e técnicas de otimização, pode-se determinar uma função C_p , conforme descrevem as equações (A.32)-(A.34) a seguir [113].

$$C_p(\lambda, \theta) = a_1 \left(\frac{a_2}{\lambda_i} - a_3\theta - a_4\theta^{a^5} - a_6 \right) e^{-\frac{0,7}{\lambda_i}} \quad (\text{A.32})$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + a_8\theta} - \frac{a_9}{\theta^3 + 1}} \quad (\text{A.33})$$

$$\lambda = \frac{R\omega_t}{v_{wind}} \quad (\text{A.34})$$

sendo a_1 a a_9 parâmetros que dependem das características construtivas da turbina e ω_t a velocidade de rotação da turbina. Na Figura A-16 são traçadas curvas do coeficiente C_p em função de λ , considerando diversos ângulos de passo [114].

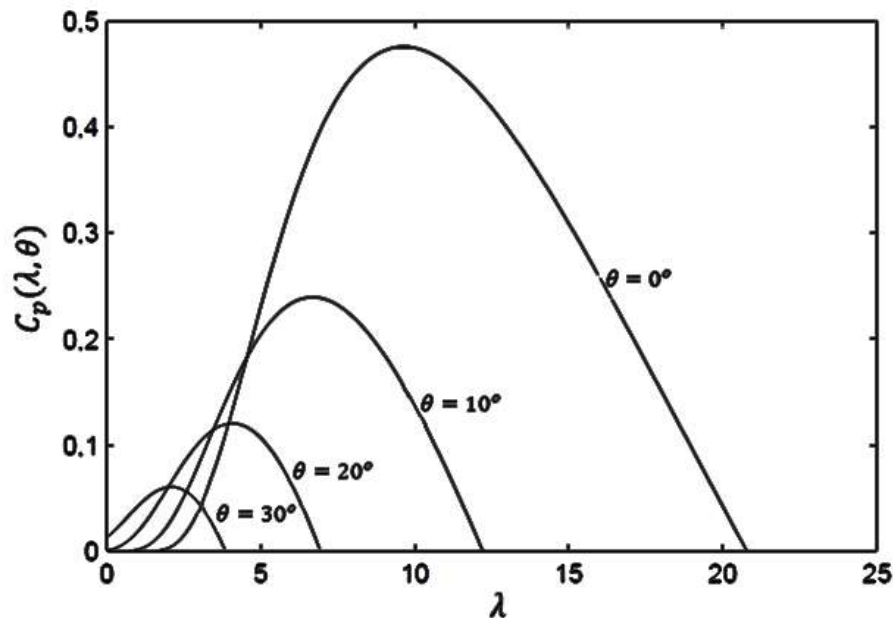


Figura A-16 - Curvas do Coeficiente C_p

Observe que é possível ajustar o valor da velocidade de rotação da turbina a fim de se obter um valor de λ que corresponda ao máximo valor de C_p . É evidente que a turbina está sujeita a limites mínimos e máximos, de maneira que o ajuste é feito buscando o melhor valor de ω_t para determinada velocidade do vento.

A.1.7.2 Controles

Nas máquinas síncronas, os reguladores de velocidade e de tensão executam o controle da geração de potência ativa e reativa, respectivamente. De maneira análoga, devem ser utilizadas estratégias de controle para ajustar certas grandezas de interesse em geradores eólicos duplamente alimentados. Dentre outras estratégias disponíveis, estas são as mais utilizadas [112]:

- a) Controle de Velocidade do Rotor;
- b) Controle da Potência Reativa Gerada;
- c) Controle do Ângulo de Passo.

O controle de velocidade do rotor tem por objetivo ajustar a velocidade de modo a extrair a máxima potência da turbina. Dada certa condição de vento, o controle de ω_r permite deslocar o ponto de operação ao longo da curva de potência, obtendo-se o máximo valor permitido. Neste tipo de controle, devem-se considerar alguns limites, destacados na Figura A-17. Note que existe uma velocidade mínima ω_r^{\min} e outra máxima ω_r^{\max} necessária para produção de energia. O controle para ajustar velocidades acima de ω_r^{\max} é feito pelo controle do ângulo de passo.

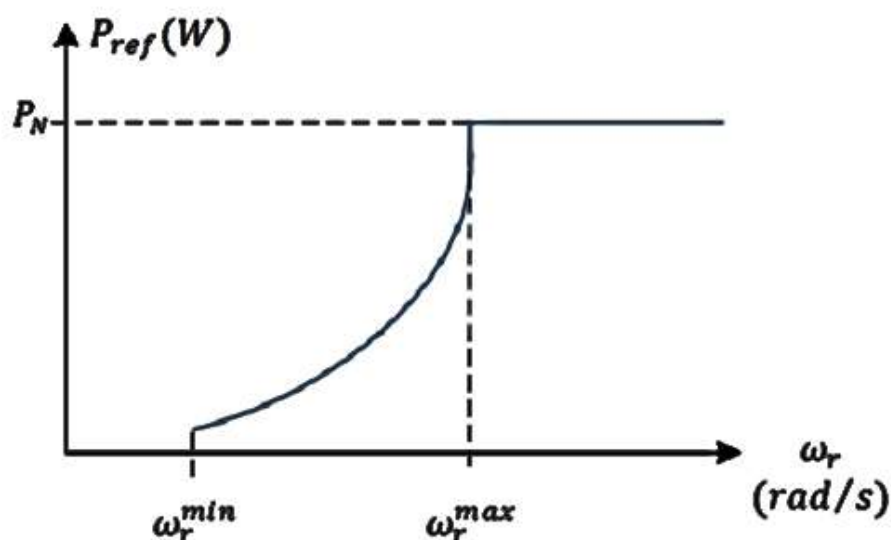


Figura A-17 - Referência de Potência do Controle de Velocidade do Rotor

Desta forma, o controle de velocidade do rotor pode ser representado pela malha de controle mostrada na Figura A-18, cujas equações serão descritas na próxima seção [112].

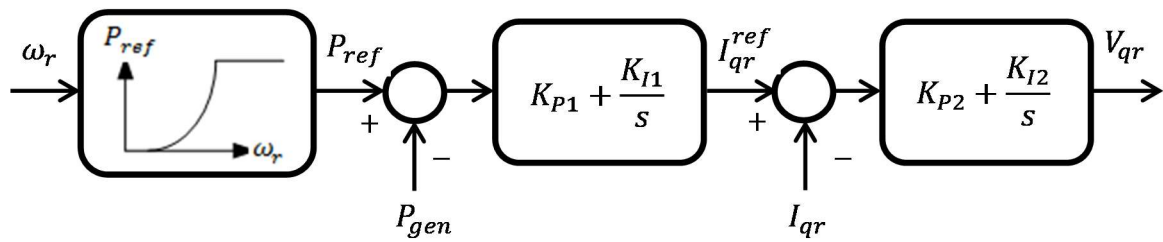


Figura A-18 - Controle da Velocidade do Rotor

Uma das vantagens do gerador DFIG é a habilidade de controlar a potência reativa gerada, através do controle da corrente de excitação do rotor. Isto permite que o mesmo opere gerando ou absorvendo potência reativa, dependendo da condição da rede, visando ao controle de tensão do sistema [114]. Além disso, em alguns países, sua operação é regulamentada, exigindo que o fator de potência seja mantido em faixas preestabelecidas. Assim, é considerado neste trabalho um sistema de controle para a geração de potência reativa no gerador eólico, apresentado na Figura A-19 [115].

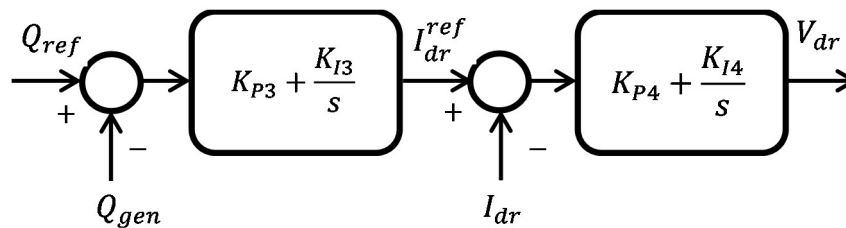


Figura A-19 - Controle de Potência Reativa

O controle de ângulo de passo, terceiro tipo utilizado e responsável por ajustar a eficiência aerodinâmica da turbina aos limites de produção, não é considerado neste momento. Dessa forma, considera-se que a velocidade do vento é tal que resulte numa velocidade do rotor dentro da faixa definida na Figura A-17, isto é, $\omega_r^{min} \leq \omega_r \leq \omega_r^{max}$.

A.1.7.3 Modelo do Gerador de Indução Duplamente Alimentado

A representação do DFIG basicamente consiste na modelagem de um motor de indução no qual as tensões do rotor são alimentadas por uma fonte. O modelo apresentado a seguir é dito de dois eixos pela analogia com o modelo de dois eixos desenvolvido para a máquina síncrona. As dinâmicas do fluxo de dispersão no rotor são representadas nos eixo direto e em quadratura. O fluxo de dispersão no estator é considerado praticamente instantâneo [112].

Assim, o modelo de dois eixos do DFIG, considerando os controles de velocidade do rotor e de potência reativa, é representado pelo conjunto algébrico-diferencial dado pelas equações (A.35)-(A.51), a seguir [112][114].

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{\omega_s}{2H_D} (T_{mD} - E'_{dD}I_{ds} - E'_{qD}I_{qs}) \quad (\text{A.35})$$

$$\frac{dE'_{qD}}{dt} = -\frac{1}{T'_0} (E'_{qD} + (X_s - X'_s)I_{ds}) + \left(\omega_s \frac{X_m}{X_r} V_{dr} - (\omega_s - \omega_r)E'_{dD} \right) \quad (\text{A.36})$$

$$\frac{dE'_{dD}}{dt} = -\frac{1}{T'_0} (E'_{dD} - (X_s - X'_s)I_{qs}) + \left(\omega_s \frac{X_m}{X_r} V_{qr} - (\omega_s - \omega_r)E'_{qD} \right) \quad (\text{A.37})$$

$$\frac{dx_1}{dt} = K_{I1} (P_{ref} - P_{gen}) \quad (\text{A.38})$$

$$\frac{dx_2}{dt} = K_{I2} (K_{P1} (P_{ref} - P_{gen}) + x_1 - I_{qr}) \quad (\text{A.39})$$

$$\frac{dx_3}{dt} = K_{I3} (Q_{ref} - Q_{gen}) \quad (\text{A.40})$$

$$\frac{dx_4}{dt} = K_{I4} (K_{P3} (Q_{ref} - Q_{gen}) + x_3 - I_{dr}) \quad (\text{A.41})$$

$$V_{ds} = R_s I_{ds} - X'_s I_{qs} - E'_{dD} \quad (\text{A.42})$$

$$V_{qs} = -R_s I_{qs} - X'_s I_{ds} + E'_{dD} \quad (\text{A.43})$$

$$I_{dr} = \frac{E'_{qD}}{X_m} + \frac{X_m}{X_r} I_{ds} \quad (\text{A.44})$$

$$I_{qr} = -\frac{E'_{dD}}{X_m} + \frac{X_m}{X_r} I_{qs} \quad (\text{A.45})$$

$$V_{dr} = K_{P4} (K_{P3} (Q_{ref} - Q_{gen}) + x_3 - I_{dr}) + x_4 \quad (\text{A.46})$$

$$V_{qr} = K_{P2} (K_{P1} (P_{ref} - P_{gen}) + x_1 - I_{qr}) + x_2 \quad (\text{A.47})$$

$$P_{gen} = E'_{dD}I_{ds} + E'_{qD}I_{qs} - R_s(I_{ds}^2 + I_{qs}^2) - V_{dr}I_{dr} - V_{qr}I_{qr} \quad (A.48)$$

$$Q_{gen} = E'_{qD}I_{ds} + E'_{dD}I_{qs} - X'_s(I_{ds}^2 + I_{qs}^2) \quad (A.49)$$

$$I_{qw} = \frac{P_{gen}\cos\theta_D + Q_{gen}\sin\theta_D}{V_D} \quad (A.50)$$

$$I_{dw} = \frac{P_{gen}\sin\theta_D - Q_{gen}\cos\theta_D}{V_D} \quad (A.51)$$

A nomenclatura utilizada bem como as unidades das variáveis pode ser encontradas nas referências [111]-[115]. Em relação à determinação das condições iniciais, diversas são as abordagens apresentadas na literatura. Para análise detalhada, sugere-se a referência [116].

A.1.8 Limitador de Sobreexcitação (OXL)

O limitador de sobreexcitação (do inglês *OverExcitation Limiter*) tem como principal função proteger o enrolamento de campo contra sobreaquecimento devido à corrente excessiva no mesmo.

Do ponto de vista de modelagem, o OXL fornece um sinal adicional V_{oxl} à referência de tensão do AVR. Neste trabalho, ele é modelado como um integrador puro com limitador *anti-windup* [92]. A Figura A-20 apresenta o OXL e sua atuação junto ao AVR. Note que a nova referência de tensão é dada por $V_{ref}^{nova} = V_{ref} - V_{oxl}$.

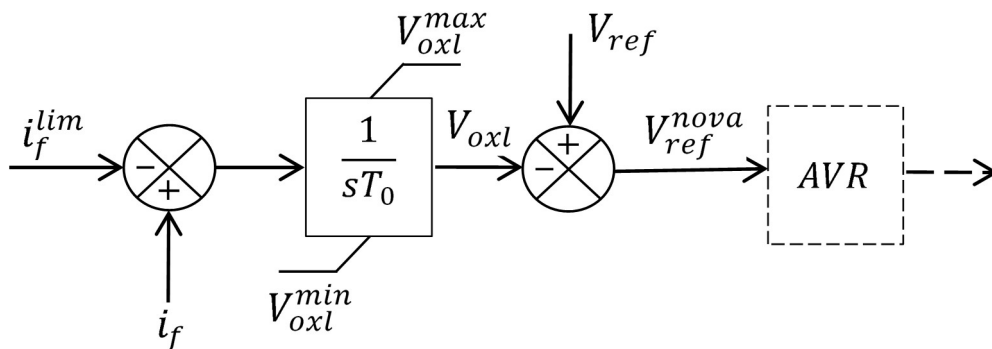


Figura A-20 - Diagrama de Blocos do OXL

O sinal de saída V_{oxl} é zero enquanto a corrente de campo i_f é menor ou igual a corrente limite i_f^{lim} . Se $i_f > i_f^{lim}$, o OXL é ativado, de acordo com a seguinte equação diferencial:

$$\frac{dV_{oxl}}{dt} = \frac{1}{T_0} (i_f - i_f^{lim}) \quad (\text{A.52})$$

sendo T_0 a constante de tempo do integrador.

Em muitos casos a medição direta da corrente de campo não está disponível. Uma primeira abordagem consiste em estimar a corrente de campo, conforme mostrado na equação (A.53) [92].

$$i_f = \sqrt{(V + \gamma_q)^2 + P_g^2} + \left(\frac{X_d}{X_q} + 1 \right) \frac{\gamma_q(V + \gamma_q) + \gamma_p^2}{\sqrt{(V + \gamma_q)^2 + P_g^2}} \quad (\text{A.53})$$

$$\gamma_p = X_q P_g / V \quad (\text{A.54})$$

$$\gamma_q = X_q Q_g / V \quad (\text{A.55})$$

e V sendo a tensão terminal da barra de geração; P_g e Q_g as potências ativas e reativas geradas pelo gerador; X_d e X_q as reatâncias no eixo direto e em quadratura, respectivamente.

Uma segunda abordagem para determinar indiretamente a corrente de campo é obtida por meio da escolha das bases em por unidade. De acordo com [44] é comum escolher como tensão base V_{fB} e, conseqüentemente, como corrente base I_{fB} aquela tensão (e corrente) que produz 1 pu na tensão do estator a vazio. Neste caso, em condições de regime permanente (que é o período no qual o OXL costuma atuar), $i_f \cong E_q$. Assim, a estimativa da corrente de campo é dada pela equação (A.61).

$$i_f = E_q = E'_q + (X_d - X'_d)I_d \quad (\text{A.56})$$

A.2 Equações Algébricas da Rede

Considere o conjunto de equações algébrico-diferencial dado pelas equações abaixo:

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (\text{A.57})$$

$$0 = g(x, y) \quad (\text{A.58})$$

Nas equações acima, f representa o conjunto de equações diferenciais que representam os geradores, reguladores e cargas envolvidas. Por outro lado, as equações algébricas g podem ser expressas de duas formas: por injeção de corrente ou potência. Apesar de a primeira forma ser a mais utilizada em programas comerciais, sendo a forma adotada neste trabalho, ambas são apresentadas a seguir [92] [69] [63]. Uma descrição mais detalhada sobre o conjunto algébrico-diferencial foi feita no Capítulo 2.

A.2.1 Injeção de Corrente

A interconexão dos geradores e seus respectivos equipamentos com a rede, através do método de injeção de corrente, é baseada no conjunto de equações nodais descritos pela equação (A.59):

$$\bar{I} = \bar{Y} \bar{V} \quad (\text{A.59})$$

onde $\bar{Y} = G + jB = Ye^{j\alpha}$ representa a matriz de admitância nodal, \bar{I} o vetor de injeção de corrente na rede e $\bar{V} = Ve^{j\theta}$ o vetor de tensões a serem calculadas.

Considerando que as cargas são do tipo impedância constante (simplificação usualmente utilizada), tem-se para $i = 1, \dots, m$ barras de geração a equação (A.60) [69]:

$$(I_{di} + jI_{qi})e^{j(\delta_i - \pi/2)} - \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik} \bar{V}_k = 0 \quad (\text{A.60})$$

Expandindo (A.60) e separando-a em parte real e imaginária, resultam as equações:

$$I_{di} \sin \delta_i + I_{qi} \cos \delta_i = \sum_{k=1}^n (V_k G_{ik} \cos \theta_k - V_k B_{ik} \sin \theta_k) \quad (\text{A.61})$$

$$-I_{di} \cos \delta_i + I_{qi} \sin \delta_i = \sum_{k=1}^n (V_k G_{ik} \sin \theta_k + V_k B_{ik} \cos \theta_k) \quad (\text{A.62})$$

onde n representa o número de barras do sistema.

De forma análoga, nas demais barras do sistema, basta considerar que $(I_D + jI_Q) = (I_{d_i} + jI_{q_i})e^{j(\delta_i - \pi/2)} = 0$, tal que:

$$\sum_{k=1}^n (V_k G_{ik} \cos \theta_k - V_k B_{ik} \sen \theta_k) = 0 \quad (\text{A.63})$$

$$\sum_{k=1}^n (V_k G_{ik} \sen \theta_k + V_k B_{ik} \cos \theta_k) = 0 \quad (\text{A.64})$$

Vale lembrar que as cargas Y_L devem ser adicionadas na diagonal principal da matriz de admitância nodal, ou seja, na admitância própria.

No caso de barras em que existem geradores eólicos conectados, são utilizadas as equações (A.65) e (A.66).

$$I_{qw} = \sum_{k=1}^n (V_k G_{ik} \cos \theta_k - V_k B_{ik} \sen \theta_k) \quad (\text{A.65})$$

$$I_{dw} = \sum_{k=1}^n (V_k G_{ik} \sen \theta_k + V_k B_{ik} \cos \theta_k) \quad (\text{A.66})$$

Caso existam cargas dependentes da tensão, como é o caso da representação da carga via modelo polinomial, deve-se rescrever as equações (A.60)-(A.66), acrescentando a contribuição da corrente de carga I_{Li} , dada expressão abaixo:

$$I_{Li} = \left(\frac{S_{Li}}{V_i} \right)^* = \frac{P_{Li} - jQ_{Li}}{V_i e^{-j\theta_i}} \quad (\text{A.67})$$

com P_{Li} e Q_{Li} dados pelas equações (A.29) e (A.30).

Por exemplo, a equação (A.60) deve ser substituída pela equação (A.68).

$$(I_{d_i} + jI_{q_i})e^{j(\delta_i - \pi/2)} - \frac{P_{Li} - jQ_{Li}}{V_i e^{-j\theta_i}} - \sum_{k=1}^n \overline{Y_{ik}} \overline{V_k} = 0 \quad (\text{A.68})$$

Novamente, deve-se expandir a equação (A.68) e separá-la em parte real e imaginária. Procedimento similar deve ser realizado para barras de carga e barras com turbinas eólicas.

A.2.2 Injeção de Potência

A representação da rede por injeção de potência é obtida manipulando-se a equação (A.59), através da multiplicação do conjugado das equações algébricas pela tensão \bar{V} . De maneira análoga à formulação utilizada no fluxo de potência, a ideia básica é considerar que a potência calculada é igual à potência especificada, que é dada pela diferença entre a potência gerada e a consumida.

Utilizando-se as expressões de potência gerada definidas pelas equações (A.69) e (A.70), obtêm-se para as $i = 1, \dots, m$ barras de geração as expressões (A.71) e (A.72):

$$P_{Gi} = I_{di}V_i \text{sen}(\delta_i - \theta_i) + I_{qi}V_i \text{cos}(\delta_i - \theta_i) \quad (\text{A.69})$$

$$Q_{Gi} = I_{di}V_i \text{cos}(\delta_i - \theta_i) - I_{qi}V_i \text{sen}(\delta_i - \theta_i) \quad (\text{A.70})$$

$$P_{Gi} - P_{Li} = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \text{cos}(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) \quad (\text{A.71})$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \text{sen}(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) \quad (\text{A.72})$$

e para as barras de carga:

$$P_{Li} = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \text{cos}(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) \quad (\text{A.73})$$

$$Q_{Li} = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \text{sen}(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) \quad (\text{A.74})$$

Caso existam barras com geração eólica, a injeção de potência dada por esta fonte é representada pelas equações abaixo:

$$P_{gen} = E'_{dD}I_{ds} + E'_{qD}I_{qs} - R_s(I_{ds}^2 + I_{qs}^2) - V_{dr}I_{dr} - V_{qr}I_{qr} \quad (A.75)$$

$$Q_{gen} = E'_{qD}I_{ds} + E'_{dD}I_{qs} - X'_s(I_{ds}^2 + I_{qs}^2) \quad (A.76)$$

$$P_{gen} - P_{Li} = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) \quad (A.77)$$

$$Q_{gen} - Q_{Li} = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) \quad (A.78)$$

Cabe destacar que, caso existam cargas dependentes da tensão, P_{Li} e Q_{Li} são dados pelas equações (A.29) e (A.30)

A.3 Limitadores *Windup* e *Anti-windup*

Uma questão importante no que diz respeito aos sistemas de controle é a definição de limitadores. Os limitadores têm por objetivo bloquear o valor de saída de uma variável quando esta alcança seu limite, seja superior ou inferior.

A primeira definição consiste em distinguir os limitadores *windup* e os *anti-windup* (este último também conhecido como *non-windup*). Os limitadores são encontrados em blocos integradores, constantes de tempo e *lead-lag* [42]. A Tabela A-4 define a representação, equação do sistema e a ação limitadora para os limitadores *windup* e *anti-windup*, respectivamente.

De acordo com a Tabela A-4, no limitador *windup* a variável v não é limitada. Entretanto, a variável y não pode ultrapassar o limite até que v esteja dentro dos limites. Em contrapartida, com o limitador *anti-windup*, a variável de saída y é limitada, isto é, ela ultrapassa o limite tão logo a variável de entrada u muda de sinal [42].

Em termos práticos, o limitador *windup* introduz um *delay*, conhecido como *windup effect*. Desta maneira, o mesmo não é adequado para modelar a maioria dos controladores reais, nos quais a variável de saída diminui quando a derivada da saída é menor que zero (no caso da Tabela A-4, quando y diminui se $\dot{y} < 0$). Neste caso, o limitador *anti-windup* elimina este efeito indesejado [92].

Tabela A-4 - Definição dos Limitadores Windup e Anti-Windup

| | <i>Windup</i> | <i>Anti-windup</i> |
|--------------------|---|---|
| Representação | | |
| Equação do Sistema | $\frac{dv}{dt} = u$ | $\frac{dy}{dt} = u$ |
| Ação Limitadora | <p>Se $L_N < v < L_X$ então $y = v$</p> <p>Se $v \geq L_X$ então $y = L_X$</p> <p>Se $v \leq L_N$ então $y = L_N$</p> | <p>Se $L_N < y < L_X$ então $\frac{dy}{dt} = u$</p> <p>Se $y \geq L_X$ e $\frac{dy}{dt} > 0$ então $\frac{dy}{dt} = 0$ e $y = L_X$</p> <p>Se $y \leq L_N$ e $\frac{dy}{dt} < 0$ então $\frac{dy}{dt} = 0$ e $y = L_N$</p> |

FONTE: Baseado em [42]

A.4 Referência Angular

Considere a equação de oscilação e a equação do rotor da máquina síncrona, já definidas anteriormente que, por conveniência, são reescritas a seguir:

$$\dot{\delta} = 377(\omega_i - \omega_s) \tag{A.79}$$

$$\dot{\omega} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - D_i(\omega_i - \omega_s)) \tag{A.80}$$

Nas equações acima ω_s representa a velocidade síncrona, pertencente a uma máquina ideal com inércia infinita, que fornece a referência para todos os ângulos rotóricos das

máquinas, bem como o ângulo de todas as barras do sistema. Esta definição não é estritamente necessária, já que uma máquina do sistema pode ser escolhida como referência [117].

Escolhendo a máquina 'k', por exemplo, ter-se-á:

$$\delta'_i = \delta_i - \delta_k \text{ para } i = 1 \dots m \quad (\text{A.81})$$

Com esta formulação, a ordem do sistema seria reduzida de uma unidade, uma vez que teríamos $\delta'_k = 0$ enquanto que ω_i variaria durante o período de simulação. Neste caso, a forma básica do conjunto de equações não seria alterada, sendo necessárias apenas algumas modificações [69][43], tais como:

- Trocar δ_i por δ'_i e considerar $\delta'_k = 0$;
- Substituir θ_i por θ'_i ;
- Trocar ω_s por ω_k nas equações do tipo $d\delta_i/dt$

A vantagem deste método é que a referência angular é independente do sistema, e possui baixo custo computacional. Contudo, um desvio na velocidade do rotor em relação à ω_s causaria o afastamento dos ângulos do rotor de seu valor inicial. Um evento, por exemplo, poderia resultar na variação do ângulo delta indefinidamente [92]. Para evitar estas flutuações nos ângulos, pode-se substituir ω_s pela velocidade do centro de inércia do sistema, conhecido como COI (*Center of Inertia*). O ângulo e a velocidade COI são então calculados através das seguintes expressões:

$$\delta_{coi} = \frac{1}{H_T} \sum_{i=1}^m H_i \delta_i + K \quad (\text{A.82})$$

$$\omega_{coi} = \frac{1}{H_T} \sum_{i=1}^m H_i \omega_i \quad (\text{A.83})$$

onde $H_T = \sum_{i=1}^m H_i$; K é uma constante arbitrária; e m o número de máquinas. Assim, o ângulo da i -ésima máquina referenciadas ao COI passa a ser:

$$\delta'_i = \delta_i - \delta_{coi} \quad (\text{A.84})$$

Considerar a equação (A.84) implica em (A.85), que passa a substituir a equação (A.79).

$$\delta'_i = \dot{\delta}_i - \dot{\delta}_{coi} = \omega_i - \omega_{coi} \quad (\text{A.85})$$

A escolha do COI como referência do sistema evita os problemas com as flutuações do ângulo do rotor, principalmente para os casos de longo prazo (que é o foco do trabalho). Entretanto, este método adiciona uma equação extra, relacionada com as $(m + 1)$ variáveis ω_{coi} , além das m associadas a δ_i , que devem ser resolvidas, por exemplo, usando Newton-Raphson. Assim, o método reduz a esparsidade da matriz jacobiana do sistema e, conseqüentemente, aumenta o esforço computacional [118]. Para contornar este problema, em [118], os autores propõem uma abordagem explícita, já que utilizam o valor COI calculado no passo de integração anterior (instante $t-h$, onde h indica o passo de integração numérico). Dessa forma, em um instante de tempo t , a velocidade e ângulo da i -ésima máquina são dados pelas seguintes equações:

$$\delta'_i = \delta_i - \delta_{coi}(t - h) \quad (\text{A.86})$$

$$\dot{\delta}_i = \omega_i - \omega_{coi}(t - h) \quad (\text{A.87})$$

sendo $\omega_{coi}(t - h)$ e $\delta_{coi}(t - h)$ constantes, evitando assim que equações sejam adicionadas na matriz jacobiana.

Os resultados apresentados em [118], indicam que utilizar o COI calculado no passo anterior é eficiente, pois mantém as principais características da referência COI relacionadas aos ângulos, exigindo um menor esforço computacional.

APÊNDICE B – CONDIÇÕES INICIAIS DO SISTEMA DE 9 BARRAS

A seguir são apresentadas as condições iniciais do sistema nove barras utilizado nesse trabalho. As máquinas são representadas através do modelo E'_d enquanto que os reguladores de tensão são IEEE Type DC1. Por fim, o conjunto regulador de velocidade e turbina são do tipo hidráulico para a Barra 1 e térmico para as Barras 2 e 3.

Tabela B-1 - Condições Iniciais do Sistema IEEE 9 Barras

| Parâmetro | Máquina 1 | Máquina 2 | Máquina 3 |
|---|-----------|-----------|-----------|
| δ (graus) | 3,5857 | 61,0985 | 54,1366 |
| ω (pu) | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| E'_q (pu) | 1,0564 | 0,7882 | 0,7679 |
| E'_d (pu) | 0,0 | 0,6222 | 0,6242 |
| I_d (pu) | 0,3026 | 1,2901 | 0,5615 |
| I_q (pu) | 0,6712 | 0,9320 | 0,6194 |
| E_{fd} (pu) | 1,0821 | 1,7893 | 1,4030 |
| V_R (pu) | 1,0821 | 1,7893 | 1,4030 |
| R_f (pu) | 0,1948 | 0,3221 | 0,2525 |
| T_M (pu) | 0,7164 | 1,6300 | 0,8500 |
| ΔY (pu) | 0,7164 | 1,6300 | -0,0425 |
| ΔG (pu) ou ΔP_{CH} (pu) | 0,7164 | 1,6300 | 0,8500 |
| P_C (pu) | 0,7164 | 1,6300 | 0,8500 |

APÊNDICE C – DADOS ELÉTRICOS DO SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE 75 BARRAS

Para simular o comportamento da rede de distribuição ativa, foi considerado um sistema de distribuição em média tensão (11kV no lado de baixa do transformador). Este sistema é composto por 75 Barras. Os dados de linha são mostrados na tabela abaixo:

Tabela C-1 - Dados de Linha do Sistema de 75 Barras

| De | Para | Configuração | De | Para | Configuração | De | Para | Configuração |
|------|------|--------------|------|------|--------------|------|------|--------------|
| 1100 | 1101 | 001 | 1126 | 1127 | 005 | 1151 | 1152 | 009 |
| 1101 | 1102 | 001 | 1127 | 1128 | 005 | 1152 | 1153 | 009 |
| 1102 | 1103 | 002 | 1128 | 1129 | 005 | 1153 | 1154 | 009 |
| 1100 | 1104 | 001 | 1129 | 1130 | 005 | 1154 | 1155 | 009 |
| 1104 | 1105 | 001 | 1130 | 1131 | 005 | 1155 | 1156 | 009 |
| 1105 | 1106 | 002 | 1131 | 1132 | 005 | 1156 | 1157 | 009 |
| 1100 | 1107 | 001 | 1127 | 1133 | 006 | 1157 | 1158 | 009 |
| 1107 | 1108 | 001 | 1129 | 1134 | 006 | 1158 | 1159 | 009 |
| 1108 | 1109 | 002 | 1130 | 1135 | 006 | 1159 | 1160 | 009 |
| 1100 | 1110 | 003 | 1132 | 1136 | 006 | 1160 | 1161 | 009 |
| 1110 | 1111 | 003 | 1100 | 1137 | 007 | 1161 | 1162 | 009 |
| 1111 | 1112 | 003 | 1137 | 1138 | 007 | 1162 | 1163 | 009 |
| 1111 | 1113 | 004 | 1126 | 1127 | 005 | 1163 | 1164 | 009 |
| 1112 | 1114 | 004 | 1127 | 1128 | 005 | 1164 | 1165 | 009 |
| 1100 | 1115 | 005 | 1139 | 1140 | 007 | 1165 | 1166 | 009 |
| 1115 | 1116 | 005 | 1140 | 1141 | 007 | 1152 | 1167 | 010 |
| 1116 | 1117 | 005 | 1141 | 1142 | 007 | 1154 | 1168 | 010 |
| 1117 | 1118 | 005 | 1142 | 1143 | 007 | 1155 | 1169 | 010 |
| 1118 | 1119 | 005 | 1143 | 1144 | 007 | 1157 | 1170 | 010 |
| 1119 | 1120 | 005 | 1144 | 1145 | 007 | 1159 | 1171 | 010 |
| 1120 | 1121 | 005 | 1138 | 1146 | 008 | 1161 | 1172 | 010 |
| 1116 | 1122 | 006 | 1140 | 1147 | 008 | 1162 | 1173 | 010 |
| 1118 | 1123 | 006 | 1141 | 1148 | 008 | 1164 | 1174 | 010 |
| 1119 | 1124 | 006 | 1143 | 1149 | 008 | 1166 | 1175 | 010 |
| 1121 | 1125 | 006 | 1145 | 1150 | 008 | 1139 | 1140 | 007 |
| 1100 | 1126 | 005 | 1100 | 1151 | 009 | 1140 | 1141 | 007 |

Os valores das resistências, para cada uma das configurações, são mostrados na Tabela C-2.

Tabela C-2 - Resistências para cada Configuração

| Configuração | Raa | Rab | Rac | Rbb | Rbc | Rcc |
|---------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 001 | 0,4075 | 0,1609 | 0,1609 | 0,4075 | 0,1609 | 0,4075 |
| 002 | 0,1175 | 0,0420 | 0,0420 | 0,1175 | 0,0420 | 0,1175 |
| 003 | 0,5319 | 0,2101 | 0,2101 | 0,5319 | 0,2101 | 0,5319 |
| 004 | 0,1249 | 0,0447 | 0,0447 | 0,1249 | 0,0447 | 0,1249 |
| 005 | 0,1550 | 0,0648 | 0,0648 | 0,1550 | 0,0648 | 0,1550 |
| 006 | 0,1021 | 0,0365 | 0,0365 | 0,1021 | 0,0365 | 0,1021 |
| 007 | 0,1907 | 0,0797 | 0,0797 | 0,1907 | 0,0797 | 0,1907 |
| 008 | 0,1075 | 0,0384 | 0,0384 | 0,1075 | 0,0384 | 0,1075 |
| 009 | 0,1383 | 0,0578 | 0,0578 | 0,1383 | 0,0578 | 0,1383 |
| 010 | 0,1374 | 0,0492 | 0,0492 | 0,1374 | 0,0492 | 0,1374 |

E as reatâncias, também em ohms, na Tabela C-3:

Tabela C-3 - Reatâncias para cada Configuração

| Configuração | Xaa | Xab | Xac | Xbb | Xbc | Xcc |
|---------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 001 | 0,1261 | -0,0017 | -0,0017 | 0,1261 | -0,0017 | 0,1261 |
| 002 | 0,0206 | 0,0000 | -0,0000 | 0,0206 | -0,0000 | 0,0206 |
| 003 | 0,1645 | -0,0022 | -0,0022 | 0,1645 | -0,0022 | 0,1645 |
| 004 | 0,0218 | 0,0000 | -0,0000 | 0,0218 | -0,0000 | 0,0218 |
| 005 | 0,0698 | 0,0003 | 0,0003 | 0,0698 | 0,0003 | 0,0698 |
| 006 | 0,0178 | 0,0000 | -0,0000 | 0,0178 | -0,0000 | 0,0178 |
| 007 | 0,0858 | 0,0004 | 0,0004 | 0,0858 | 0,0004 | 0,0858 |
| 008 | 0,0188 | 0,0000 | -0,0000 | 0,0188 | -0,0000 | 0,0188 |
| 009 | 0,0622 | 0,0003 | 0,0003 | 0,0622 | 0,0003 | 0,0622 |
| 010 | 0,0240 | 0 | -0,0000 | 0,0240 | -0,0000 | 0,0240 |

As parcelas associadas a potência ativa e reativa das cargas são mostrados em kW e kVAr, respectivamente, conforme apresentado na Tabela C-4. Todas elas são conectadas em Y e com representação via potência constante.

Tabela C-4 - Cargas do Sistema

| Barra | Fase A | | Fase B | | Fase C | |
|--------------|---------------|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|
| | PI | QI | PI | QI | PI | QI |
| 1101 | 130,7 | 26,1 | 130,7 | 26,1 | 130,7 | 26,1 |
| 1102 | 130,7 | 26,1 | 130,7 | 26,1 | 130,7 | 26,1 |
| 1103 | 38,7 | 7,7 | 38,7 | 7,7 | 38,7 | 7,7 |
| 1104 | 130,7 | 26,1 | 130,7 | 26,1 | 130,7 | 26,1 |
| 1105 | 130,7 | 26,1 | 130,7 | 26,1 | 130,7 | 26,1 |
| 1106 | 38,7 | 7,7 | 38,7 | 7,7 | 38,7 | 7,7 |
| 1107 | 130,7 | 26,1 | 130,7 | 26,1 | 130,7 | 26,1 |
| 1108 | 130,7 | 26,1 | 130,7 | 26,1 | 130,7 | 26,1 |
| 1109 | 38,7 | 7,7 | 38,7 | 7,7 | 38,7 | 7,7 |

| Barra | Fase A | | Fase B | | Fase C | |
|-------|--------|------|--------|------|--------|------|
| | PI | QI | PI | QI | PI | QI |
| 1110 | 131,3 | 26,3 | 131,3 | 26,3 | 131,3 | 26,3 |
| 1111 | 131,3 | 26,3 | 131,3 | 26,3 | 131,3 | 26,3 |
| 1112 | 132 | 26,4 | 132 | 26,4 | 132 | 26,4 |
| 1113 | 33,3 | 6,7 | 33,3 | 6,7 | 33,3 | 6,7 |
| 1114 | 34 | 6,8 | 34 | 6,8 | 34 | 6,8 |
| 1115 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1116 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1117 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1118 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1119 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1120 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1121 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1122 | 70,7 | 14,1 | 70,7 | 14,1 | 70,7 | 14,1 |
| 1123 | 70,7 | 14,1 | 70,7 | 14,1 | 70,7 | 14,1 |
| 1124 | 71,3 | 14,3 | 71,3 | 14,3 | 71,3 | 14,3 |
| 1125 | 71,3 | 14,3 | 71,3 | 14,3 | 71,3 | 14,3 |
| 1126 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1127 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1128 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1129 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1130 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1131 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1132 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 | 142 | 28,4 |
| 1133 | 70,7 | 14,1 | 70,7 | 14,1 | 70,7 | 14,1 |
| 1134 | 70,7 | 14,1 | 70,7 | 14,1 | 70,7 | 14,1 |
| 1135 | 71,3 | 14,3 | 71,3 | 14,3 | 71,3 | 14,3 |
| 1136 | 71,3 | 14,3 | 71,3 | 14,3 | 71,3 | 14,3 |
| 1137 | 144,7 | 28,9 | 144,7 | 28,9 | 144,7 | 28,9 |
| 1138 | 144,7 | 28,9 | 144,7 | 28,9 | 144,7 | 28,9 |
| 1139 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 |
| 1140 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 |
| 1141 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 |
| 1142 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 |
| 1143 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 |
| 1144 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 |
| 1145 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 | 145,3 | 29,1 |
| 1146 | 72 | 4,4 | 72 | 4,4 | 72 | 4,4 |
| 1147 | 72,7 | 14,5 | 72,7 | 14,5 | 72,7 | 14,5 |
| 1148 | 72,7 | 14,5 | 72,7 | 14,5 | 72,7 | 14,5 |
| 1149 | 72,7 | 14,5 | 72,7 | 14,5 | 72,7 | 14,5 |
| 1150 | 72,7 | 14,5 | 72,7 | 14,5 | 72,7 | 14,5 |
| 1151 | 114 | 22,8 | 114 | 22,8 | 114 | 22,8 |
| 1152 | 114 | 22,8 | 114 | 22,8 | 114 | 22,8 |
| 1153 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1154 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1155 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1156 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1157 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |

| Barra | Fase A | | Fase B | | Fase C | |
|-------|--------|------|--------|------|--------|------|
| | PI | QI | PI | QI | PI | QI |
| 1158 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1159 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1160 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1161 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1162 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1163 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1164 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1165 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1166 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 | 114,7 | 22,9 |
| 1167 | 74 | 14,8 | 74 | 14,8 | 74 | 14,8 |
| 1168 | 74 | 14,8 | 74 | 14,8 | 74 | 14,8 |
| 1169 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 |
| 1170 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 |
| 1171 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 |
| 1172 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 |
| 1173 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 |
| 1174 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 |
| 1175 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 | 74,7 | 14,9 |

APÊNDICE D – DADOS DINÂMICOS DO GERADOR DE 6MW

Na Tabela D-1 são apresentados os dados dinâmicos usados para simular o gerador de síncrono 6 MW (6,9 MVA) e seu respectivo regulador de tensão. Os dados em por unidade estão na base de 100MVA.

Tabela D-1 - Dados Dinâmicos do Gerador de 6 MW

| Gerador | | Regulador de Tensão | |
|---------------|---------|---------------------|-------|
| Parâmetro | Valor | Parâmetro | Valor |
| S_{nom} | 6,9 MVA | K_a | 400 |
| H [s] | 3,0 | T_a [s] | 0,1 |
| X_d [pu] | 278,2 | T_e [s] | 20 |
| X'_d [pu] | 32,6 | T_f [s] | 4 |
| X_q [pu] | 137,0 | | |
| X'_q [pu] | 111,0 | | |
| T'_{d0} [s] | 3,69 | | |
| T'_{q0} [s] | 0,85 | | |

O diagrama de blocos do regulador de tensão é mostrado na Figura D-1.

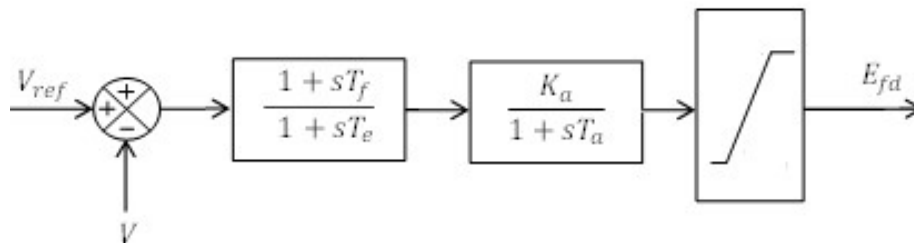


Figura D-1 - Regulador de Velocidade do Gerador de 6 MW

APÊNDICE E – DEMONSTRAÇÃO DO ÍNDICE IQ

Uma bifurcação sela-nó é localmente identificada como:

$$\begin{aligned} dx/dt &= -x^2 + \lambda \\ dy/dt &= -y \end{aligned} \quad (\text{E1})$$

onde x é a variação de bifurcação e λ o parâmetro do sistema. A derivada parcial de E1 com relação as variáveis de estado do sistema é representada pela equação E2.

$$\begin{bmatrix} -2x & 0 \\ 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (\text{E2})$$

A matriz acima possui dois autovalores: $-2x$ e 1 . À medida que o parâmetro λ varia, o sistema se aproxima da bifurcação, e o autovalor $-2x$ tende a zero. Calculando o autovetor associado com este autovalor sem obtém:

$$Z = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{E3})$$

O vetor tangente pode ser obtido quando a equação

$$0 = -x^2 + \lambda \quad (\text{E4})$$

é reescrita como:

$$\alpha(\lambda) = (\lambda, \lambda^2)^T \quad (\text{E5})$$

Derivando a expressão E5 em função do parâmetro λ se obtém E6.

$$d\alpha/d\lambda = \begin{bmatrix} 1 \\ 2\lambda \end{bmatrix} \quad (\text{E6})$$

A equação E6 mostra que o componente 1 se torna dominante a medida que o sistema se aproxima da bifurcação sela-nó ($\lambda = 0$) e $d\alpha/d\lambda$ converge para a equação E3. A fim de fazer E6 semelhante a E3, o vetor tangente deve ser normalizado. A equação E7 surge quando se considera a variação de potência reativa em um barramento, como mostra a equação E8. Isto

permite empregar a equação E7 e determinar, a partir do sinal de I_Q , a região de operação na curva QV.

$$I_Q = \frac{TV_Q^t}{\|TV_Q\|} J_Q \frac{TV_Q}{\|TV_Q\|} \quad (E7)$$

$$Q_1 = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (E8)$$

Outras informações podem ser encontradas em [83].

APÊNDICE F – DERIVADA DO ÍNDICE IQ

Considere o índice I_Q , de acordo com a equação F1.

$$I_Q = \frac{TV_Q^t}{\|TV_Q\|} J_Q \frac{TV_Q}{\|TV_Q\|} \quad (\text{F1})$$

no qual seus componentes já foram definidos no CAPÍTULO 5.

Note a similaridade entre a equação F1 e a equação de segunda ordem F2:

$$f(x) = \frac{x^T Q x}{2} \quad (\text{F2})$$

onde x representa o vetor com as variáveis de estado e Q uma matriz simétrica. A derivada parcial da equação F2 em relação à x é dada pela equação F3.

$$D_x = Qx \quad (\text{F3})$$

A matriz J_Q em F1 é quase simétrica. As derivadas parciais de F1 com relação as variáveis de estado, exceto pela constante $1/2$, é dada por F4.

$$D_x = J_Q TV_Q \quad (\text{F4})$$

Como o vetor tangente TV_Q é dado por $TV_Q = J_Q^{-1} Q_1$, F4 se torna igual ao vetor constante Q_1 .

$$Q_1 = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{F5})$$

Outras informações podem ser encontradas em [83].

APÊNDICE G – DIAGRAMA DO SISTEMA UNIFICADO IEEE 30 BARRAS

O sistema utilizado no Capítulo 6 é mostrado na Figura G-1. Note que estão destacadas as Barras 31, 32 e 33, que foram criadas em relação ao sistema IEEE 30 Barras original, de modo a representar o secundário do transformador que interliga o sistema de transmissão aos sistemas de distribuição. Nestas barras estão conectadas as redes de distribuição ativas, conforme descrição e considerações apresentadas ao longo do capítulo.

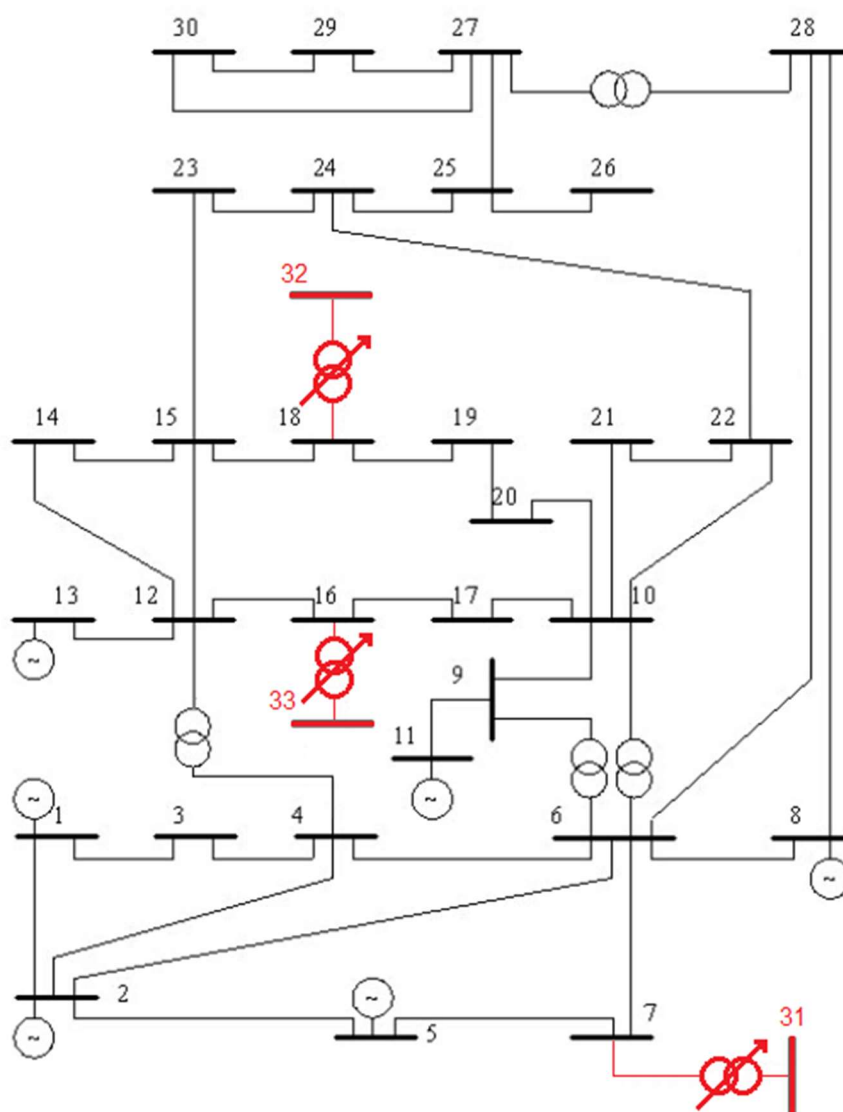


Figura G-1 - Sistema IEEE 30 Barras Modificado

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Machowski, J.; Bialek, J.W. and Bumby, J.R., “*Power System Dynamics and Stability*,” John Wiley & Sons, 1997.
- [2] Chowdhury, S.; Chowdhury, S. P.; Crossley, P., “Microgrids and Active Distribution Networks”, IET Renewable Energy Series 6, 2009.
- [3] Ackerman, T.; Andersson, G.; Söder, L., “Distribution Generation: A Definition”, Electric Power Systems Research, 2001.
- [4] IEEE P1547/D08, “Draft Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”.
- [5] Kato, T.; Suzuoki, Y.; Funabashi, T.; Cipcigan, L.; Taylor, P. “Microgrid Configuration for Major Network Events,” *CIREN Seminar 2008: SmartGrids for Distribution*, Frankfurt - Germany, Jun. 2008.
- [6] Minxiao, H.; Xiaoling, S.; Shaobo, L.; Zhengkui, Z., “Transient Analysis and Control for Microgrid Stability Controller,” *IEEE PowerTech*, pp.1-6, Jun. 2013.
- [7] PES-TR22 Technical Report, “Contribution to Bulk System Control and Stability by Distributed Energy Resources connected at Distribution Network,” *Power System Dynamic Performance Committee*, Jan. 2017.
- [8] Garcia, A. V.; Monticelli, A.; França, A. M.; Tanaka, M.; Murari, C. A. F.; “Automatização da Distribuição de Energia Elétrica: Simulação utilizando Fluxo de Carga Desacoplado Rápido,” *5º Congresso Brasileiro de Automática*, pp. 256-261, Campina Grande, 1984.
- [9] Berg, R.; Hawkins, E. S.; Pleines, W. W., “Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 86, no.4, pp.415,421, Apr. 1967.
- [10] Shirmohammadi, D.; Hong, H. W.; Semlyen, A.; Luo, G. X.; “A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks,”. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 753-762, May 1988.
- [11] Cheng, C.S.; Shirmohammadi, D.; “A Three-Phase Power Flow Method for Real-Time Distribution System Analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 671-679, 1995.
- [12] Chen, T. H.; Chen, M.-S.; Hwang, K.-J.; Kotas, P.; Chebli, E.A.; “Distribution System Power Flow Analysis: A Rigid Approach,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, no. 3, pp. 1146-1152, Jul. 1991.
- [13] Garcia, P. A. N.; Pereira, J. L. R.; Carneiro JR, S.; “Fluxo de Potência Trifásico por Injeção de Corrente: Parte 1 - Formulação Básica,” *Controle Automação*, vol. 12, pp. 178-187, 2001.
-

- [14] Garcia, P. A. N.; Pereira, J. L. R.; Carneiro JR, S.; “Fluxo de Potência Trifásico por Injeção de Corrente: Parte 2 – Controles e Dispositivos FACTS,” *Controle Automação*, vol. 12, pp. 188-196, 2001.
- [15] Makram, E.B.; Zambrano, V.O.; Harley, R.G.; Balda, J.C., “Three-Phase Modeling For Transient Stability Of Large Scale Unbalanced Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.4, no.2, pp.487,493, May 1989.
- [16] Miao, Z.; Choudhry, M.A.; Klein, R.L., “Dynamic Simulation and Stability Control of Three-Phase Power Distribution System with Distributed Generators,” *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol.2, pp.1029-1035, 2002.
- [17] Chen, H. C.; Qiu, J. C.; Liu, C. H., “Dynamic Modeling and Simulation of Renewable Energy Based Hybrid Power Systems,” *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, pp.2803-2809, Apr. 2008.
- [18] Molina, M.G.; Mercado, P.E., “Modeling and Control of Grid-Connected Photovoltaic Energy Conversion System Used as a Dispersed Generator,” *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp.1-8, Aug. 2008.
- [19] Arrinda, J.; Barrena, J.A.; Rodriguez, M.A., “Distribution Network Simulation Method Based on a Combination of Dynamic Power-Flow Simulation and Electro-Magnetic Simulation,” *Eurocon*, pp.1336-1343, Jul. 2013.
- [20] Stubbe, M.; Bihain, A.; Deuse, J.; Baader, J. C., “STAG-a new unified software program for the study of the dynamic behaviour of electrical power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.4, no.1, pp.129-138, Feb 1989.
- [21] Fillatre, O.; Evrard, C.; Paschini, D.; Bihain, A.; Karoui, K.; Antoine, J.-P., “A Powerful Tool for Dynamic Simulation of Unbalanced Phenomena,” *Fourth International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management*, vol.2, pp.526-531, Nov. 1997.
- [22] Jerosolimski, M.; Levacher, L., “A New Method for Fast Calculation of Jacobian Matrices: Automatic Differentiation for Power System Simulation,” *Power Industry Computer Application Conference*, pp.411-417, May 1993.
- [23] Chen, X.; Pei, W.; Tang, Xx, “Transient Stability Analyses of Micro-Grids with Multiple Distributed Generations,” *International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, pp.1-8, Oct. 2010.
- [24] Srivastava, A.K.; Zamora, R.; Bowman, D., “Impact of Distributed Generation with Storage on Electric Grid Stability,” *Power and Energy Society General Meeting*, pp.1-5, Jul. 2011.
- [25] Mello, F.P.; Feltes, J.W.; Laskowski, T.F.; Opperl, L.J., “Simulating Fast and Slow Dynamic Effects in Power Systems,” *IEEE Computer Applications in Power*, vol.5, no.3, pp.33-38, July 1992.
- [26] Lontero, R. R.; Affonso, C.M.; Nunes, M. V A, “Impact of Distributed Generation in Steady State, Voltage and Transient Stability — Real Case,” *PowerTech*, pp.1-6, Jun. 2009.
- [27] Chen, Y.C.; Dominguez-Garcia, A.D., “A Method to Study the Effect of Renewable Resource Variability on Power System Dynamics,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.27, no.4, pp.1978-1989, Nov. 2012.
-

- [28] Olulope, P.K.; Folly, K.A.; Venayagamoorthy, G.K., “Modeling and Simulation of Hybrid Distributed Generation and its Impact on Transient Stability of Power System,” *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, pp.1757-1762, Feb. 2013.
- [29] Manzoni A.; Taranto, G. N.; Falcão, D. M., “A Comparison of Power Flow, Full and Fast Dynamic Simulations”, *14th PSCC*, Jun. 2002.
- [30] Manzoni, A., “Desenvolvimento de um Sistema Computacional Orientado a Objetos para Sistemas Elétricos de Potência: Aplicação a Simulação Rápida e Análise da Estabilidade de Tensão,” Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE/UFRJ, 2005.
- [31] Assis, T. M L; Taranto, G.N.; Falcao, D.M.; Manzoni, A., “Long and Short-Term Dynamic Simulations in Distribution Networks with the Presence of Distributed Generation,” *Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [32] Donnelly, M.K.; Dagle, J.E.; Trudnowski, D.J.; Rogers, G.J., “Impacts of the Distributed Utility on Transmission System Stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.11, no.2, pp.741-746, May 1996.
- [33] Reza, M.; Slootweg, J.G.; Schavemaker, P.H.; Kling, W.L.; Van der Sluis, L., “Investigating Impacts of Distributed Generation on Transmission System Stability,” *Power Tech Conference Proceedings*, vol.2, no, pp.7, Jun. 2003.
- [34] Reza, M.; Schavemaker, P.H.; Slootweg, J.G.; Kling, W.L.; Van der Sluis, L., “Impacts of Distributed Generation Penetration Levels on Power Systems Transient Stability,” *Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp.2150-2155, Jun. 2004.
- [35] Marinho, J. M. T., ‘Simulação em Sistemas de Energia Elétrica com Modelagem Flexível - Monofásica e Trifásica,’ Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE/UFRJ, 2008.
- [36] Pontes, C. E. V.; Taranto, G. N.; Manzoni, A.; Falcão, D. M.; Escalante, S. L.; Rodriguez, J. I.; Assis, T. M. L., “Desempenho Dinâmico da Geração Distribuída frente a Perturbações no SIN e de Manobras na Rede de Distribuição,” *CITENEL*, 2009.
- [37] Bacelar, M.N.; Lessa, T.M.; Taranto, G.N., “Performance Evaluation of Microgrids in Occurrence of Intentional Islanding,” *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)*, pp.1-8, Apr. 2013.
- [38] Falcao, D.M.; Taranto, G.N.; Hincapie, C.C.O., “Chronological Simulation of the Interaction between Intermittent Generation and Distribution Network,” *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)*, pp.1-8, Apr. 2013.
- [39] Aristidou, P.; Van Cutsem, T., “A parallel processing approach to dynamic simulations of combined transmission and distribution systems”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 72, pp. 58-65 2015.
- [40] Aristidou, P.; Valverde, G.; Van Cutsem, T., “Contribution of Distribution Network Control to Voltage Stability: A Case Study”, *IEEE Transactions on Smart Grid Systems*, vol. 8, no. 1, pp. 106-116, 2017.
- [41] Kundur, P.; Paserba, J.; Ajarapu, V.; Andersson, G.; Bose, A.; Canizares, C.; Hatziargyriou, N.; Hill, D.; Stankovic, A.; Taylor, C.; Van Cutsem, T.; Vittal, V., “Definition And Classification Of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force On Stability
-

- Terms And Definitions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.19, no.3, pp.1387-1401, Aug. 2004.
- [42] Kundur, P., “*Power System Stability and Control*,” McGraw-Hill, New York, 1994.
- [43] Mendes, P. P. C., “*Apostila de Estabilidade de Sistemas Elétricos*,” UNIFEI, 2006.
- [44] Zambroni de Souza, A. C.; Cañizares, C. A.; Quintana, V. H., “New Techniques to Speed up Voltage Collapse Computations using Tangente Vectors,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, pp. 1380-1387, Aug. 1997.
- [45] Zambroni de Souza, A. C.; Silva, A. P. A.; Jardim, J. L. A.; Silva Neto, C. A.; Torres, G. L.; Ferreira, C.; Araujo Ferreira, L. C., “A New Contingency Analysis Approach For Voltage Collapse Assessment,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 25, no. 10, pp. 781-785, Dec. 2003.
- [46] Leme, R. C., “Aplicações da Incorporação de Redespacho no Jacobiano do Fluxo de Potência Durante o Método da Continuação”, Tese de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá-UNIFEI, 2005.
- [47] Variz, A. M.; Costa, V. M.; Pereira, J. L. R.; Martins, N., “Improved representation of Control Adjustments into the Newton Raphson Power Flow,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 25, no. 7, pp. 501-513, 2003.
- [48] Cutsem, T. V.; Vournas, C., “*Voltage Stability of Electric Power Systems*,” Springer, 1998.
- [49] Cutsem, T. V.; Vournas, C.D., “Voltage Stability Analysis in Transient and Mid-Term Time Scales,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.11, no.1, pp.146-154, Feb. 1996.
- [50] Cate, Esko G.; Hemmaplardh, K.; Manke, Joseph W.; Gelopulos, D.P., “Time Frame Notion and Time Response of the Models in Transient, Mid-Term and Long-Term Stability Programs,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 103, no.1, pp.143-151, Jan. 1984.
- [51] Taylor, C. W., “*Power System Voltage Stability*,” McGraw-Hill, 1994.
- [52] Cutsem, T. V.; Jacquemart, Y.; Marquet, J. N.; Pruvot, P., “A Comprehensive Analysis of Mid-Term Voltage Stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.10, no.3, pp.1173-1182, Aug. 1995.
- [53] Loud, L.; Rousseaux, P.; Lefebvre, D.; Van Cutsem, T., “A Time-Scale Decomposition-Based Simulation Tool for Voltage Stability Analysis,” *PowerTech Proceedings*, vol.2, no., pp.6, 2001.
- [54] Stott, B., “Power System Dynamic Response Calculations,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 67, no.2, pp.219-241, Feb. 1979.
- [55] Padiyar, P. K., “*Power System Dynamics: Stability and Control*,” John Wiley & Sons, 1996.
- [56] Ralston, A.; Wilf, H. S., “*Mathematical Methods for Digital Computers*,” John Wiley & Sons, 1962.
- [57] Carnahan, B.; Luther, H. A.; J. O. Wilkes, “*Applied Numerical Method*”, John Wiley & Sons, 1969.
-

- [58] EPRI EL-4610, “Extended Transient Midterm Stability Package (ETMSP),” Electric Power Research Institute, Palo Alto, Jan. 1987.
- [59] Ajarapu V., “Identification of Steady State Voltage Stability in Power Systems,” *Proc. Int. Conf. High Technology in the Power Industry*, pp. 244-247, Mar. 1988.
- [60] Greene, S.; Dobson, I.; Alvarado, F.L., “Sensitivity of the Loading Margin to Voltage Collapse with Respect to Arbitrary Parameters,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.12, no.1, pp.262-272, Feb. 1997.
- [61] Chowdhury, B.H.; Taylor, C.W., “Voltage Stability Analysis: V-Q Power Flow Simulation Versus Dynamic Simulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.15, no.4, pp.1354-1359, Nov. 2000.
- [62] Lopes, B. I. L., “Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência no Horizonte de Curto e Longo Prazos,” Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, 2004.
- [63] Rajagopalan, C.; Lesieutre, B.C.; Sauer, P.W.; Pai, M. A., “Dynamic Aspects Of Voltage/Power Characteristics [Multimachine Power Systems],” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.7, no.3, pp.990-1000, Aug 1992.
- [64] Venkatasubramanian, V.; Schattler, H.; Zaborszky, J., “Local Bifurcations and Feasibility Regions in Differential-Algebraic Systems,” *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol.40, no.12, pp.1992-2013, Dec. 1995.
- [65] Lima, B. I. L.; Zambroni de Souza, A. C., “Unified Computational Tool for Transient and Long-Term Stability Studies”, *IET Generation, Transmission & Distribution*. vol. 3, pp. 173-181, 2009.
- [66] Lima, B. I. L.; Zambroni de Souza, A. C., “A Newton Approach for Long Term Stability Studies in Power Systems,” *Applied Mathematics and Computation*, 2009.
- [67] Stubbe M.; Bihain, A.; Deuse, J.; Baader, J. C., “STAG – A New Unified Software Program for the Study of the Dynamic Behavior of Electrical Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no.1, pp.129-138, Feb. 1989.
- [68] Frowd, R. J.; Giri, J. C.; Podmore, R., “Transient Stability and Long Term Dynamic Unified,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 101, no 10, pp. 3841-3849, Oct. 1982.
- [69] Sauer, P. W.; Pai, M. A., “*Power System Dynamics and Stability*,” Prentice Hall, New Jersey, 1998.
- [70] Sauer, P.W.; Pai, M. A., “Power System Steady-State Stability and the Load-Flow Jacobian,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.5, no.4, pp.1374-1383, Nov. 1990.
- [71] Ajarapu, V.; Christy, C., “The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.7, no.1, pp.416-423, Feb. 1992.
- [72] N. Mithulananthan; Claudio A. Cañizares; John Reeve “Indices to Detect Hopf Bifurcations in Power Systems,” *NAPS-2000*, Waterloo, Oct. 2000.
- [73] Almeida, A. B., “Um Modelo Unificado para Análise de Geração Distribuída nos Sistemas de Transmissão e Distribuição,” Tese de Doutorado, Universidade Federal do Itajubá-UNIFEI, 2015.
-

- [74] Anderson, P. M.; Fouad, A. A., “*Power System Control and Stability*,” John Wiley & Sons, 2003.
- [75] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, “*ANATEM – Análise de Transitórios Eletromagnéticos – Manual do Usuário*,” Rio de Janeiro, 2004.
- [76] Ferreira, L. C. A.; Zambroni de Souza, A. C., “Método Estático para Avaliação da Influência de Load Tap Changer na Estabilidade de Tensão”. SEPOPE, Curitiba, Maio 2000.
- [77] Valverde, G., Van Cutsem, T., “Model Predictive Control of Voltages in Active Distribution Networks,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp.2152-2161, Dec. 2013.
- [78] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, “*FLUPOT – Fluxo de Potência Ótimo – Manual do Usuário*,” Rio de Janeiro, 2004.
- [79] Milano, F., “An Open Source Power System Analysis Toolbox,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1199-1206, Aug. 2005.
- [80] Cole, S., Belmans, R., “MatDyn, A New Matlab-Based Toolbox for Power System Dynamic Simulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1129-1136, Aug. 2011.
- [81] Zambroni de Souza, A. C., Santos, M., Marujo, D. et al., “Voltage security in AC microgrids: a power flow-based approach considering droop-controlled inverters”, *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, no. 8, pp. 954-960, Nov. 2015.
- [82] Prada; R. B., Souza; L. J., Souza, L. A. P., “The Need for a New Constraint on Voltage/Reactive Power Studies to Ensure Proper Voltage Control,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 24, pp. 535-540, Oct. 2002.
- [83] Marujo, D., Zambroni de Souza, A. C., Lopes, B. I. L, Santos, M. V., Lo, K. L., “On Control Actions Effects by Using QV Curves,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 3, pp. 1298-1305, May 2015.
- [84] Marujo, D., “Detecção e Correção de Problemas Relacionados ao Efeito Oposto no Controle de Tensão e Potência Reativa” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Itajubá- UNIFEI, 2013.
- [85] Seelig, B.H.T. De Souza, L.J, Prada, R.B., “Voltage Control in Heavily Loaded Networks,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 25, issue 12, pp. 3275–3287, Dec. 2015.
- [86] Mohn, F. W., Zambroni de Souza, A. C., “Tracing PV and QV curves with the help of a CRIC continuation method,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1115–1122, Aug. 2006.
- [87] Bollen, M. H. J.; Hassan F., “*Integration of Distributed Generation in the Power System*,” John Wiley & Sons, New Jersey, 2011.
- [88] Power Systems Test Case Archive. 1999. Disponível em: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>
- [89] IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee. 2010. Disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>
-

-
- [90] Demetriou, P.; Asprou, M.; Quiros-Tortos, J.; Kyriakides E., “Dynamic IEEE Test Systems for Transient Analysis,” *IEEE Systems Journal*, no.99, pp.1-10, Jul. 2015.
- [91] Yamakawa, E. K. “Sistema de Controle Nebuloso para Bancos de Capacitores Automáticos Aplicados em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná-UFPR, 2006.
- [92] Milano, F., “*Power System Modelling and Scripting*,” Springer, 2010.
- [93] Molina da Silva, R., “*Introdução a Engenharia de Vibrações*,” Edipucrs, Rio Grande do Sul, 2012.
- [94] Arrillaga, J.; Arnold, C. P.; Harker, B. J., “*Computer Modelling of Electrical Power Systems*,” New Zealand, John Wiley & Sons Ltd, 1983.
- [95] Fitzgerald, A.E.; Kingsley Jr, C.; Umans, S. D., “*Máquinas Elétricas: Com Introdução A Eletrônica De Potência*”, 6ª Ed.,Bookman, 2006.
- [96] IEEE Committee Report, “Excitation System Models for Power System Stability Studies,” *IEEE Power Apparatus and Systems*, vol. 100, pp. 494-509, Feb. 1981.
- [97] *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, IEEE Standard 421.5, 1992.
- [98] IEEE Committee Report, “Computer Representation of Excitation System,” *IEEE Power Apparatus and Systems*,” vol. 87, pp. 1460-1464, Jun. 1968.
- [99] IEEE Committee Report, “Excitation System Dynamic Characteristics,” *IEEE Power Apparatus and Systems*, vol. 92, pp. 64-75, Jan. 1973.
- [100] Ajjarapu, V., “*Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control*,” Springer, 2006.
- [101] Vieira Filho, X., “*Operação de Sistemas de Potência Com Controle Automático de Geração*,” Editora Campus, 1984.
- [102] Group, W., “Common Format for Exchange of Solved Load Flow Data”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 92, no.6, pp.1916-1925, Nov. 1973.
- [103] Gross, C.A., “*Power System Analysis*,” 2nd ed., John Wiley & Sons, Chichester 1986.
- [104] Stevenson, W.D., “*Elements of Power System Analysis*,” McGraw-Hill, New York, 1975.
- [105] Kao, W. S. ; Lin, C. J.; Huang, C. T.; Chen, Y. T., “Comparison of Simulated Power System Dynamics Applying Various Load Models with Actual Recorded Data,” *IEEE Transactions on Power System*, vol.9, no.1, pp.248-254, Feb. 1994.
- [106] Manzoni, A., “Desenvolvimento de um Módulo Dinâmico para Simuladores de Ensino e Treinamento em Sistemas de Energia Elétrica usando Programação Orientada a Objetos,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, 1996.
-

- [107] Brereton, D. S.; Lewis, D. G.; Young, C. C., "Representation of Induction-Motor Loads During Power System Stability Studies," *Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 76, no.3 pp. 451-460 Aug. 1957.
- [108] Xu, W.; Mansour, Y., "Voltage Stability Analysis Using Generic Dynamic Load Models," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.9, no.1, pp.479-493, Feb. 1994.
- [109] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Consolidação da Previsão de Carga - Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo - PEL 2009-2010 – Operador Nacional do Sistema, 2006. Disponível em http://www.ons.org.br/download/analise_carga_demanda/Relatorio_Anual_09-10-Carga.pdf.
- [110] Load representation for dynamic performance analysis of power systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.8, no.2, pp.472-482, May 1993.
- [111] Ackermann, T., "Wind Power in Power Systems," John Wiley & Sons, 2nd ed, Germany, 2012.
- [112] Pulgar-Painemal, H.A.; Sauer, P.W., "Dynamic Modeling of Wind Power Generation," *North American Power Symposium (NAPS)*, pp.1-6, Oct. 2009.
- [113] Zanchettin, M. G., "Análise da Inserção de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução," Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE, 2012.
- [114] Pulgar-Painemal, H.A., "Wind Power Model for Power System Stability Analysis," PhD Thesis, University of Illinois, 2010.
- [115] Almeida, R.G.; Peças Lopes, J.A., "Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 944–950, 2007.
- [116] Slootweg, J.G.; Polinder, H.; Kling, W.L., "Initialization of Wind Turbine Models in Power System Dynamics Simulations," *Power Tech Proceedings*, vol.4, pp.6, 2001.
- [117] Milano, F., "Extraneous Instabilities Arising in Power Systems with Non-Synchronous Distributed Energy Resources," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, pp. 174-176, Jan. 2012.
- [118] Fabozzi, D.; V. Cutsem, T., "On Angle References in Long-Term Time-Domain Simulations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.26, no.1, pp.483-484, Feb. 2011.
-