

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Ederson Pereira Madruga

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA ESTABILIDADE ANGULAR
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**Santa Maria, RS
2017**

Ederson Pereira Madruga

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA ESTABILIDADE ANGULAR
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon
Coorientador: Prof. Dr. Rodrigo Padilha Vieira

Santa Maria, RS
2017

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Madruça, Ederson Pereira
METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA ESTABILIDADE ANGULAR EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA /
Ederson Pereira Madruça.- 2017.
106 p.; 30 cm

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon
Coorientador: Rodrigo Padilha Vieira
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2017

1. Estabilidade transitória 2. Estabilidade angular 3.
Sistema de distribuição 4. Redução de redes 5. Operação
monopolar I. Bernardon, Daniel Pinheiro II. Vieira,
Rodrigo Padilha III. Título.

©2017

Todos os direitos autorais reservados a Ederson Pereira Madruça. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Rua João Rocha Pereira, 185, Lot. Figueiras, Taquari, RS, 95.860-000

Fone: (51) 36535488; Endereço Eletrônico: epmadruça@gmail.com

Ederson Pereira Madruga

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA ESTABILIDADE ANGULAR
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 25 de agosto de 2017:

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Rodrigo Padilha Vieira, Dr. (UFSM)
(Coorientador)

Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (UNISINOS)

Nelson Knak Neto, Dr. (URI)

Vinicius Jacques Garcia, Dr. (UFSM)

Rafael Gressler Milbradt, Dr. (UFSM)

Santa Maria, RS
2017

*Dedico esta tese ao
Grande Arquiteto do Universo
que tudo torna possível.
A Iris, minha esposa,
minhas filhas Yasmin e Brenda
pelo apoio e incentivo em
todos os momentos.*

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus que tudo permite e que me concede saúde para lutar pelos meus objetivos.

Agradeço ao professor Daniel Pinheiro Bernardon pela confiança e pelo apoio indispensável para o desenvolvimento deste trabalho. Sua orientação focalizou e norteou as iniciativas e ideias propostas. Igualmente agradeço ao professor Rodrigo Padilha Vieira pelos ensinamentos, direcionados aos sistemas de controle, o que foi indispensável para concretização deste trabalho. Agradeço também ao professor Luciano Lopes Pfitscher, que mesmo não compondo oficialmente o quadro de orientadores, foi um grande apoiador e contribuiu muito com seu conhecimento.

Aos professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, meu muito obrigado.

Especialmente agradeço a minha esposa Iris e minhas filhas Yasmin e Brenda, que foram minha fonte de inspiração e motivo de minha luta pelo aperfeiçoamento.

Enfim, a todos aqueles que, de algum modo, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA ESTABILIDADE ANGULAR EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

AUTOR: Ederson Pereira Madruga
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon
COORIENTADOR: Rodrigo Padilha Vieira

A estabilidade transitória nos sistemas de distribuição ganhou interesse especial devido ao aumento contínuo da geração distribuída conectada à rede. Além do comportamento dinâmico do sistema de geração, as redes de distribuição possuem extensos ramais, cargas desequilibradas e um conjunto específico de equipamentos que dificultam a análise numérica da estabilidade transitória. Esta complexidade aumenta a necessidade de uma forma específica para a análise no domínio do tempo dos sistemas de distribuição. Neste contexto, este trabalho desenvolve uma metodologia de análise de estabilidade transitória em sistemas de distribuição, com destaque para as seguintes contribuições: Técnica de simplificação de rede para estudos de estabilidade transitória, criando um modelo representativo para análise dinâmica; Critério de seleção das barras para simulações, considerando os dispositivos de proteção característicos dos sistemas de distribuição; Representação de modelos dinâmicos com parâmetros específicos para geração distribuída em redes de distribuição; Avaliação de operação monopolar dos equipamentos de proteção em sistemas de distribuição; Ajustes dos sistemas de controle em condições de instabilidade. A metodologia proposta se mostra eficiente e importante na avaliação de sistemas de distribuição com geração distribuída e sua aplicação é demonstrada em uma aplicação em rede real.

Palavras-chave: Estabilidade transitória; Estabilidade angular, Sistema de distribuição, Redução de redes; Operação monopolar.

ABSTRACT

METHODOLOGY FOR ANALYSIS OF ANGULAR STABILITY IN DISTRIBUTION SYSTEMS WITH DISTRIBUTED GENERATION

AUTHOR: Ederson Pereira Madruga
SUPERVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon
CO-SUPERVISOR: Rodrigo Padilha Vieira

The transient stability in distribution systems has received special interest due to the continuous increase of the distributed generation connected to the network. Besides the dynamic behavior of the generation system, distribution networks have extensive branches, uneven charges and a specific set of equipment that complicate the numerical analysis of the transient stability. This complexity increases the need for a specific analysis way in the time domain of the distribution systems, where the following contributions are highlighted: Network simplification technique to transient stability studies, creating a representative model for dynamic analysis; Selection criteria of the bus for simulations, considering protection devices that are typical in distribution systems; Representation of dynamic models with specific parameters to distributed generation in distribution networks; Assessment of single-pole operation of protection equipment in distribution systems; Control systems adjustments in unstable conditions. The proposed methodology has shown to be efficient and important to the distribution systems with distributed generation assessment, and its usage is presented in a real network usage.

Keywords: Transient stability; Angular stability; Distribution system; Networks reduction; Single-pole operation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 - Curvas típicas de desempenho de uma turbina eólica.	29
Figura 3.2 - Controle de posição da pá e equação eletromecânica.....	30
Figura 3.3 - Diagrama esquemático do DFIG.	33
Figura 3.4 - Característica potência elétrica-velocidade do vento para o DFIG.	34
Figura 3.5 - Circuito equivalente do modelo completo da máquina de indução.	35
Figura 3.6 – Esquema para dedução do modelo simplificado de turbina hidráulica.....	39
Figura 3.7 - Diagrama de Blocos do modelo simplificado da turbina hidráulica.....	41
Figura 3.8 - Esquemático de um gerador síncrono de polos salientes.....	42
Figura 3.9 - Controle de excitação – Configuração básica.....	51
Figura 3.10 - Característica de queda de velocidade de máquina operando em um sistema elétrico.....	53
Figura 3.11 - Diagrama esquemático – duas máquinas em paralelo – característica de queda de velocidade diferentes suprindo uma mesma carga.....	54
Figura 3.12 - Característica isócrona de um gerador operando em um sistema elétrico.	55
Figura 3.13 - Representação esquemática de duas máquinas operando em paralelo, uma com característica “queda de velocidade” e a outra isócrona.	55
Figura 3.14 - Diagrama de blocos de Regulador de Velocidade básico.....	56
Figura 3.15 - Decomposição do torque elétrico em componente de sincronização e amortecimento.....	57
Figura 3.16 - Estabilizador básico (PADILHA, 2010).....	59
Figura 3.17 - Estabilizador - Kundur.....	59
Figura 4.1 - Simulação de falha em ramal em uma rede de distribuição.	62
Figura 4.2 - Fluxograma geral da metodologia proposta.	63
Figura 4.3 - Área hipotética e as potências consideradas na determinação da potência distribuída.....	65
Figura 4.4 - (a) Rede de distribuição completa (b) Rede de distribuição equivalente 66	66
Figura 4.5 - Fluxograma do algoritmo de sintonização dos controles.....	72
Figura 5.1 - Rede de distribuição completa.	74
Figura 5.2 - Curvas de carga e geração 75	75
Figura 5.3 - Desequilíbrio de potência ativa na subestação. 76	76
Figura 5.4 - Característica em vazio do Gerador Síncrono. 78	78
Figura 5.5 - Característica em curto-circuito do Gerador Síncrono. 78	78
Figura 5.6 - Curva de Capacidade do Gerador Síncrono..... 79	79
Figura 5.7 - Controlador de Velocidade – Tipo HYG0V. 80	80
Figura 5.8 - Regulador de Velocidade – Tipo DC2A-DC..... 81	81
Figura 5.9 - Bloco Saturação de DC2A-DC..... 81	81
Figura 5.10 - PSS IEEE Standard..... 82	82
Figura 5.11 - Curvas de Potência gerada pelo Gerador Eólico. 84	84
Figura 5.12 - Desempenho durante curtos-circuitos trifásicos - Tensão do gerador em %..... 84	84
Figura 5.13 - Rede de distribuição utilizada no estudo experimental. 85	85

Figura 5. 14 - Comparativo de tensões nas Barras sem GD.....	86
Figura 5.15 - Comparativo de tensões entre a rede original e reduzida com a PCH conectada.	86
Figura 5.16 - Rede simplificada modelada no Power Factory – DigSilent.	89
Figura 5.17 - Ângulo do rotor da PCH.	90
Figura 5.18 - Frequência nas barras com geração.	91
Figura 5.19 - Tensão em uma barra principal do sistema.....	91
Figura 5.20 - Potência ativa da PCH.	92
Figura 5.21 - Potência ativa gerada pela geração eólica.....	92
Figura 5.22 - Velocidade do rotor do gerador síncrono.	93
Figura 5.23 - Ângulo do rotor da PCH após novos ajustes dos controles.	94
Figura 5.24 - Frequência nas barras com geração conectada.	95
Figura 5.25 - Tensão na barra com geração eólica.	95
Figura 5.26 - Potência ativa gerada pela PCH.....	96
Figura 5.27 - Potência ativa gerada pela eólica.	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Localização e eventos aplicados a rede de distribuição com GD.....	68
Tabela 4.2 - Limites operacionais.	70
Tabela 5.1- Características do Gerador Síncrono.	77
Tabela 5.2 - Parâmetros do Regulador de Velocidade.	80
Tabela 5.3 - Parâmetros do Regulador de Tensão.	82
Tabela 5.4 - Parâmetros do PSS.	83
Tabela 5.5 - Comparativo dos Fluxos de Potência.	87
Tabela 5.6 - Eventos e respectivas barras para aplicação na simulação.....	87
Tabela 5.7 - Sumário dos resultados das simulações realizadas.....	97

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
ATP	Analysis Transient Program
AVR	Automatic Voltage Regulator
CA	Corrente Alternada
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
DFIG	Doubly-Fed Electric Machine
DSTATCOM	Distribution Static Synchronous Compensator
ESS	Energy Storage System
FRT	Frequência em regime transitório.
FRP	Frequência em regime permanente.
FSIG	Fixed-Speed Induction Generator
GD	Geração Distribuída ou Gerações Distribuídas
GOV	Speed Governor
IDLN	Inclusões Diferenciais Lineares Limitadas por Norma
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MPC	Model Predictive Control
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIM	Projective Integration Method
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PSS	Power System Stabilizer
P.U.	Por Unidade
RGE	Rio Grande Energia
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SVC	Static Var Compensator
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
VRT	Tensão em regime transitório.
VRP	Tensão em regime permanente.
ΔP	Esforço Torcional, na base da máquina.

LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

A	Área varrida pelas pás
A_c	Área transversal do conduto
β	Ângulo de inclinação da pá
C_p	Coefficiente de desempenho da turbina
D_i	Constante de amortecimento da i -ésima máquina
g	Aceleração da gravidade
h	Altura hidráulica na válvula
H	Constante de inércia
i_d	Correntes elétricas dos enrolamentos estator d
i_q	Correntes elétricas dos enrolamentos estator q
i_0	Correntes elétricas dos enrolamentos estator 0
i_{dr}	Corrente no eixo direto do rotor
i_{ds}	Corrente no eixo direto do estator
I_f	Corrente de fase da fase f
i_{fd}	Corrente elétrica que circula pelo enrolamento de campo
i_{qr}	Corrente no eixo em quadratura do rotor
i_{qs}	Corrente no eixo em quadratura do estator
l	Comprimento do conduto
L_m	Indutância de magnetização
L_r	Indutância de dispersão do rotor referida ao estator
L_s	Indutância de dispersão do estator
M_i	Constante de inércia da i -ésima máquina
p	Número de pares de polos
P	Potência gerada pela turbina
$Pe_{(0-)}$	Potência ativa gerada imediatamente antes do chaveamento
$Pe_{(0+)}$	Potência ativa gerada imediatamente após o chaveamento
P_{e_i}	Potência ativa injetada na rede pela i -ésima máquina
P_m	Potência mecânica
P_{m_i}	Potência mecânica de entrada para i -ésima máquina primária
P_s	Potência elétrica injetada pelo estator
P_T	Potência elétrica total fornecida pelo gerador
R	Raio do rotor
R_a	Resistência elétrica de enrolamentos estator
R_e	Resistência do estator
R_{fd}	Resistência elétrica do enrolamento de campo
R_r	Resistências dos enrolamentos
R_s	Resistências dos enrolamentos
R_{1d}	Resistência elétrica do enrolamento amortecedor 1 de eixo direto
R_{1q}	Resistência elétrica do enrolamento amortecedor 1 de eixo em quadratura

R_{2d}	Resistência elétrica do enrolamento amortecedor 2 de eixo direto
R_{2q}	Resistência elétrica do enrolamento amortecedor 2 de eixo em quadratura
S	Escorregamento da máquina
S_{df}	Potência aparente distribuída, da fase f
S_f	Potência aparente da fase f
S_{if}	Potência aparente que entra na área, da fase f
S_{of}	Potência aparente que sai da área, na fase f
S_{rf}	Potência aparente da fase f do ramal n , na fase f
t	Tempo
T_e	Torque elétrico
T_m	Torque mecânico
T_m	Conjugado mecânico
u	Fator proporcional à abertura da válvula
v	Velocidade do vento
V_d	Tensões terminais dos enrolamentos do estator de eixo d
V_f	Tensão de fase da fase f
V_q	Tensões terminais dos enrolamentos do estator de eixo q
V_r	Velocidade do rotor da máquina
V_s	Tensão do barramento do sistema onde o gerador está ligado
V_0	Tensões terminais dos enrolamentos do estator de eixo 0
V_{dr}	Tensões no eixo direto do rotor
V_{ds}	Tensões no eixo direto do estator
V_{fd}	Tensão aplicada ao enrolamento de campo
V_{qr}	Tensões no eixo em quadratura do rotor
V_{qs}	Tensões no eixo em quadratura do estator
ω	Velocidade angular de rotação das pás
ω_i	Velocidade angular em cada instante
ω_r	Velocidade angular mecânica, referida ao lado do gerador
ω_s	Velocidade síncrona
X_d	Reatância síncrona de eixo direto do gerador
X_q	Reatância síncrona de eixo em quadratura do gerador
X_s	Reatância da linha que liga o gerador ao sistema de energia elétrica
X_{fd}	Reatância própria do enrolamento de campo
X_{ld}	Reatância de dispersão dos enrolamentos de eixo direto do gerador
X_{lq}	Reatância de dispersão dos enrolamentos de eixo em quadratura do gerador.
X_{mq}	Reatância mútua de eixo em quadratura do gerador
X_{md}	Reatância mútua de eixo direto do gerador
X_{11d}	Reatâncias próprias dos enrolamentos amortecedores de eixo direto dos enrolamentos 1
X_{22d}	Reatâncias próprias dos enrolamentos amortecedores de eixo direto dos enrolamentos 2

X_{11q}	Reatâncias próprias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura dos enrolamentos 1
X_{22q}	Reatâncias próprias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura dos enrolamentos 2
X_{f1d}	Reatância mútua entre o enrolamento de campo e o enrolamento amortecedor de eixo direto
X_{aq}	Reatâncias mútuas entre o estator e o rotor nos eixos d
X_{ad}	Reatâncias mútuas entre o estator e o rotor nos eixos q
X_{ls}	Reatância de dispersão do estator
$X_{lf d}$	Reatância de dispersão do enrolamento de campo
X'_d	Reatância síncrona transitória de eixo direto
X_{l1d}	Reatância de dispersão de enrolamento amortecedor de eixo d de número 1
X''_d	Reatância subtransitória de eixo direto
X_{l2q}	Reatância de dispersão do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura
X''_q	Reatância subtransitória de eixo em quadratura
λ	Razão de velocidade na ponta da pá
ρ	Densidade do ar
ψ_{ds}	Fluxos enlaçando direto no estator
ψ_{qs}	Fluxos enlaçando em quadratura no estator
ψ_{dr}	Fluxos enlaçando direto no rotor
ψ_{qr}	Fluxos enlaçando em quadratura no rotor
ψ_{qs}	Fluxo magnético do estator de eixo em quadratura
ψ_{ds}	Fluxo magnético do estator de eixo direto
ψ_{qr}	Fluxo magnético do rotor de eixo em quadratura
ψ_{dr}	Fluxo magnético do rotor de eixo direto
θ_r	Posição elétrica angular do rotor
ρ	Densidade da água
ψ_d	Fluxos magnéticos concatenados com os enrolamentos do estator d
ψ_q	Fluxos magnéticos concatenados com os enrolamentos do estator q
ψ_0	Fluxos magnéticos concatenados com os enrolamentos do estator 0
ψ_{fd}	Fluxo magnético concatenado com o enrolamento de rotor
ψ_{1d}	Fluxo magnético concatenado com o enrolamento amortecedor 1 com eixo direto
ψ_{1q}	Fluxo magnético concatenado com o enrolamento amortecedor 1 com eixo em quadratura
ψ_{2d}	Fluxo magnético concatenado com o enrolamento amortecedor 2 com eixo direto
ψ_{2q}	Fluxo magnético concatenado com o enrolamento amortecedor 2 com eixo em quadratura
δ_i	Ângulo do rotor da máquina em regime permanente
δ_i	Posição angular do eixo na i-ésima máquina com relação ao respectiva velocidade síncrona no eixo de rotação

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	17
1.2	OBJETIVOS DO TRABALHO.....	18
1.3	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	19
1.4	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS.....	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1	MODELAGEM E DESEMPENHO DINÂMICO PARA GD EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	20
2.2	CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GD.....	23
2.3	GERAÇÃO MULTIMÁQUINAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	25
2.4	SISTEMAS DE CONTROLE EM GD.....	27
3	MODELAGEM DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA O ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	28
3.1.	GERAÇÃO EÓLICA.....	28
3.1.1	Turbina eólica	28
3.1.2	Gerador	31
3.1.2.1	Gerador de indução diretamente conectado.....	31
3.1.2.2	Gerador assíncrono com dupla alimentação.....	33
3.2.	PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA (PCH).....	38
3.2.1	Turbinas hidráulicas	38
3.2.2	Geradores síncronos	42
3.2.2.1	Modelos matemáticos de geradores síncronos.....	43
3.2.2.1.1	<i>Modelo dinâmico completo</i>	44
3.2.2.1.2	<i>Modelo dinâmico de dois eixos</i>	48
3.2.2.1.3	<i>Modelo dinâmico de um eixo</i>	48
3.2.2.1.4	<i>Modelo dinâmico simplificado ou clássico</i>	49
3.2.3	Controles aplicados à geração hídrica	50
3.2.3.1	O regulador automático de tensão.....	50
3.2.3.2	O regulador de velocidade.....	52
3.2.3.3	O PSS.....	57
4	METODOLOGIA PROPOSTA PARA A ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	61
4.1	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	61
4.2	VISÃO GERAL DA PROPOSTA.....	63
4.3	REDE SIMPLIFICADA.....	64
4.4	ESPECIFICAÇÕES DE EVENTOS.....	67
4.5	AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE.....	69
4.6	AJUSTE DOS SISTEMAS DE CONTROLE.....	72
5	ESTUDO DE CASO	74

5.1	CARACTERÍSTICAS DINÂMICAS DAS GERAÇÕES DISTRIBUÍDAS.....	76
5.1.1	Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	77
5.1.2	Controlador de velocidade	79
5.1.3	Regulador de tensão	80
5.1.4	Power System Stabilizer (PSS)	82
5.1.5	Gerador eólico	83
5.2	VALIDAÇÃO DA REDE SIMPLIFICADA.....	85
5.3	DEFINIÇÃO DOS EVENTOS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	87
5.4	ANÁLISE DA ESTABILIDADE ANGULAR DOS EVENTOS	88
5.4.1	Estudo 1: curto-circuito fase-terra no tronco – comparativo entre o religamento monopolar e tripolar	89
5.4.2	Estudo 2: falta trifásica em ramal	93
5.4.3	Estudo 3: falta trifásica em ramal após ajustes nos sistemas de controle	94
5.4.4	Resumo das simulações realizadas	96
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	98
6.1	CONTRIBUIÇÕES DA TESE	99
6.2	PUBLICAÇÕES DE TRABALHOS RELACIONADOS À TESE	99
	REFERÊNCIAS	101

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A análise da estabilidade transitória é essencial nos sistemas de transmissão, e foi abordada em muitas pesquisas nas últimas décadas. O impacto de uma grande perturbação em uma linha de transmissão pode levar a um apagão generalizado e, portanto, os esforços se concentraram na modelagem e análise dos sistemas de geração, proteção e transmissão sujeitos a esta situação.

Alguns dos métodos bem estabelecidos para esses estudos incluem estabilidade de Lyapunov, fasores dinâmicos, estabilidade de sistemas lineares e estabilidade parcial (ACKERMANN, 2001).

Nos últimos tempos o conceito tradicional de grandes usinas centralizadas, distantes dos grandes centros, vem dando espaço às gerações descentralizadas, menores e próximas aos centros de carga. Esta geração distribuída (GD) conecta-se diretamente às redes de distribuição, onde a geração síncrona, através de pequenas centrais hidrelétricas (PCH), têm grande potencial de expansão nestas condições. Nestes casos, os sistemas de distribuição com uma quantidade significativa de GD também podem ser submetidos à operação instável no caso de perturbações na rede (STANKOVIC, 2000).

Para sistemas reais a análise de estabilidade transitória através de simulações no domínio do tempo é amplamente utilizada (DIAS, 2014). Neste interim, vários trabalhos utilizam redes simplificadas, reduzindo o circuito a ser analisado em uma subestação e linhas interligando às gerações (ZHOU, 2014) e (BOEMER, 2009), o que é significativo ao se estudar apenas a estabilidade da geração. No entanto, para a análise dos sistemas de distribuição, onde além das máquinas também se deseja avaliar o reflexo na tensão e frequência impostas às cargas, este modelo não é satisfatório.

Nos sistemas de distribuição, além da presença de cargas desequilibradas, há muitos ramais que impõem a necessidade de se avaliar eventos nessas seções e o reflexo destes na resposta dos dispositivos de proteção e das GD.

A peculiaridade dos sistemas de distribuição é uma característica importante neste cenário, que opera predominantemente com cargas desequilibradas (NASR-AZADANI, 2014) e dispositivos de controle limitados. Para o controle do Volt-Var, alguns dispositivos importantes são os bancos de capacitores e reguladores de tensão automáticos (AVR). Já para

proteção das redes os religadores automáticos e os fusíveis são os principais dispositivos utilizados neste segmento.

Estas condições, combinadas com as variações abruptas e imprevisíveis das GD, suscitam uma preocupação com seu comportamento dinâmico e, conseqüentemente, o impacto na qualidade de energia devido a esta diversidade de fontes (RESENER, 2012).

Como já mencionado, nos sistemas de transmissão os estudos de estabilidade transitória são essenciais, onde através de métodos analíticos ou simulações no domínio do tempo, mostram a dinâmica dos geradores e as respostas dos controles sobre eventos no sistema (ANDERSON, 2003). No entanto, a aplicação nas mesmas condições e com as mesmas premissas não é adequada para os sistemas de distribuição, uma vez que as características não são as mesmas (NAZARI, 2013).

Existem poucas pesquisas que exploram estudos de estabilidade transitória em sistemas de distribuição e a maioria se concentra na resposta das máquinas síncronas sob desequilíbrio de carga, ou apenas com modelo gerador-carga, não incluindo as redes de distribuição (SALIM, 2010).

Este trabalho procura preencher esta lacuna onde a análise de estabilidade transitória para sistemas de distribuição não possui uma metodologia própria, com a representação das redes de distribuição, seus ramais e suas cargas, eventos relevantes e pontos significativos para simulação, uma vez que estes sistemas são de volumosa extensão, bem como as respostas esperadas e aceitas para se considerar o sistema transitoriamente estável.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

No contexto da estabilidade angular transitória, esta tese tem como objetivo principal o desenvolvimento de uma metodologia para análise da estabilidade transitória em sistemas de distribuição de energia elétrica.

Como objetivos específicos:

- Desenvolver um método para redução da rede de distribuição;
- Definir pontos e eventos a serem simulados em estudo de estabilidade transitória para redes de distribuição;
- Definir critérios de avaliação da estabilidade transitória em sistemas de distribuição;
- Prever na metodologia ajustes nos sistemas de controle de maneira a resolver possíveis instabilidades transitórias;

- Avaliar a utilização da estratégia de religamento monopolar em sistemas de distribuição, com vistas a reduzir a instabilidade transitória causada por defeitos temporários nos sistemas de distribuição.

1.3 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Pode-se destacar como contribuições inovadoras desta tese os seguintes tópicos:

- Técnica de simplificação de rede para estudos de estabilidade transitória;
- Seleção de ramos principais com potencial impacto na estabilidade angular;
- Representação de modelos dinâmicos com parâmetros específicos para GD;
- Avaliação de faltas com atuação monopolar dos equipamentos de proteção em sistemas de distribuição; e
- Ajuste do sistema de controle em condições de instabilidade.

1.4 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Esta tese é organizada em 6 capítulos e referências bibliográficas. Os capítulos 1 e 6 se referem à introdução e à conclusão, respectivamente. O tema é abordado nos capítulos restantes, sendo brevemente descritos nos próximos parágrafos.

No capítulo 2 temos a revisão bibliográfica do tema, trazendo uma síntese dos principais trabalhos desenvolvidos sobre o tema estabilidade transitória.

No capítulo 3, a modelagem dos principais elementos que compõe um sistema de geração distribuída, correlacionados a estabilidade transitória.

O capítulo 4 traz o detalhamento da metodologia proposta neste trabalho.

No capítulo 5 um estudo de caso é mostrado, onde a metodologia proposta é aplicada em um sistema de distribuição real.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esse capítulo tem por objetivo apresentar uma síntese da revisão bibliográfica realizada sobre o estudo de estabilidade transitória em sistemas de distribuição de energia elétrica.

Na última década, com a crescente política de incentivos à Geração Distribuída no Brasil, os estudos sobre a temática Dinâmica têm crescente evolução, ainda incipiente, mas sinalizam que o tema é relevante e de fundamental importância para a qualidade do fornecimento de energia elétrica neste novo contexto.

A seguir será detalhado o estado da arte utilizado como referência para este trabalho, dividido em tópicos, que são: Desempenho dinâmico, Características dos sistemas de potência, Geração multimáquinas e Sistemas de controle.

2.1 MODELAGEM E DESEMPENHO DINÂMICO PARA GD EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O desempenho dinâmico de diferentes tecnologias empregadas em sistemas de geração eólica conectados em redes de distribuição de energia elétrica durante perturbações na velocidade do vento e contingências elétricas foi abordado por Salles (2004), onde um comparativo foi demonstrado.

Foi estudado o gerador de indução com compensação via banco fixo de capacitores, gerador de indução com compensação via SVC (Static Var Compensator) ou DSTATCOM (Distribution Static Synchronous Compensator), gerador de indução com controle eletrônico da resistência do rotor e gerador de indução com dupla alimentação.

Índices numéricos que permitem a avaliação de uma simulação exaustiva do desempenho dinâmico de geradores síncronos conectados à rede de distribuição foi desenvolvido por Abreu (2005). Este trabalho aborda os temas como tempo de eliminação de defeito, nível de carregamento do sistema, constante de inércia dos geradores, nível de curto-circuito do sistema de distribuição, relação X/R, bem como tempo e a potência crítica.

Uma metodologia fundamentada no conceito de equivalência entre um sistema multimáquinas e um sistema máquina-barra infinita foi proposta por Lopes (2006), que define para cada condição a margem de estabilidade. Uma avaliação da influência do tipo de sistema de excitação, a rede equivalente utilizada nos estudos e o religamento automático durante a falta foi avaliado por Tran-Quoc (2006).

A tese de Kuiava (2010) aborda o desempenho dinâmico de um gerador síncrono e seus controles em um sistema de geração distribuída. Este trabalho propõe investigar o uso de Inclusões Diferenciais Lineares Limitadas por Norma (IDLN) para projeto de controladores de amortecimento (PSS) para sistemas de distribuição na presença de Geração Distribuída. Esta caracterização através de uma IDLN permite a utilização de técnicas lineares para sintonização dos controles.

Uma Ferramenta de Avaliação de Estabilidade Dinâmica é apresentada em Araújo (2010), como um meio de auxiliar aos operadores de sistemas elétricos. O programa computacional desenvolvido adquire dados dos sistemas de potência a partir do software estimador de estados instalado na CHESF e exibe a informação de estabilidade em um browser, atualizada automaticamente para o operador.

Em Moura (2011) utiliza-se o software ATP para uma análise no desempenho de um gerador, com seus respectivos reguladores de tensão e velocidade, em paralelo com um sistema de distribuição hipotético.

Os modelos clássico e completo para geradores síncronos de polos lisos e salientes são avaliados em Nogueira (2011).

A avaliação da estabilidade transitória de geradores síncronos conectados em sistemas de distribuição, avaliando o impacto que os diferentes modos de controle de excitação podem ocasionar, em diferentes condições de operação do sistema é apresentada em (RESENER, 2011). Como parâmetro principal de análise tem-se o tempo crítico de eliminação de falta.

Em Delvecchi (2011), o autor discorre sobre geradores síncronos conectados em sistemas de distribuição, onde a premissa atual é a desconexão de todas as unidades geradoras na ocorrência de qualquer perturbação do sistema, sendo que esta desconexão deve ocorrer em intervalos menores que dois segundos, tempo típico de religamento de religadores automáticos de sistemas de distribuição. A detecção de ilhamento foi avaliada através de métodos não tradicionais, como: taxa de variação de potência ativa, tensão terminal x frequência, impedância vista à frente do gerador distribuído, variação da diferença angular entre o ângulo da tensão medida na subestação da concessionária e no local de instalação do gerador distribuído.

Em Fernandes (2012), é avaliada a estabilidade a pequenas perturbações utilizando as técnicas de estimação modal Prony e Esprit para sistemas com desequilíbrio de cargas. Para os casos analisados, o trabalho indica a viabilidade da utilização destes métodos, sem prejuízos relacionados ao desequilíbrio de cargas da rede.

Em Benidris (2012) uma metodologia para o aprimoramento da estabilidade de não convencional Sistemas de energia. O método utiliza o conceito de inércia virtual para explicar os transientes que geralmente ocorrem no poder sistema.

Uma análise através de metodologias baseadas em autovalores e autovetores da matriz de estados do sistema, para a estabilidade dinâmica de minirredes com inversores providos das mais variadas estratégias de controle é abordada em Bolaños (2012).

O IEEE publica o trabalho de Nazari (2013), onde são exploradas as diferenças fundamentais entre os sistemas de distribuição e transmissão, em relação ao comportamento dinâmico sob uma alta penetração de geradores distribuídos (GD). O trabalho mostra que somente os modelos acoplados devem ser usados para o projeto de controle das GD. A grande relação R/X, a pequena inércia e a resposta dinâmica rápida das GD também resultar em fortes interações entre as gerações. Uma proposta de controle descentralizado é apresentada e os resultados teóricos são ilustrados em dois sistemas de distribuição práticos.

A dissertação de Peres (2013) analisa o desempenho dinâmico de um gerador síncrono e seus controles, com geração distribuída, assim como o impacto causado por este na operação dos sistemas de distribuição.

No trabalho de Miah (2014) uma nova metodologia para a avaliação da estabilidade transitória em tempo real é desenvolvida. Neste método a estabilidade transitória é abordada como a interação de cada gerador individual com os geradores remanescentes.

A estabilidade transitória de sistemas de energia sob a estrutura da teoria complexa é abordada com um sistema de segunda ordem original é assumido como sendo singularmente perturbado e sem perdas, onde um método gráfico de conexão é utilizado para determinar a sincronização da rede em análise, obtendo-se a estabilidade para a perturbação em estudo Wu (2016).

Uma técnica fuzzy é utilizada para uma avaliação intuitiva da estabilidade transitória pós-falha dos sistemas de energia (LIU, 2016). Um método de avaliação de qualidade multicritérios é introduzido e indicadores transitórios são propostos como critérios de avaliação.

O trabalho de Kiaei (2017) propõe um método com base no modelo de controle preditivo (MPC) para melhorar a estabilidade transitória dos sistemas de energia, controlando a carga e estado de descarga do armazenamento de energia magnética supercondutora (SMES) instalados em todos os sistemas de energia.

Em Oluic (2017) uma nova abordagem para a avaliação da estabilidade transitória do ângulo do rotor foi proposta por associação do limite de estabilidade do espaço-estado e limite

de segurança do espaço-parâmetro. Os limites de segurança analítica para a estimativa de tempo crítico de eliminação de defeito em contingências críticas são construídos como modelos polinomiais sobre dados, através de parametrizações.

O trabalho de Wang (2017) trouxe um método de integração projetiva (PIM) para resolver problemas de estabilidade transitória com múltiplas escalas de tempo. O PIM proposto decompõe um procedimento em várias pequenas etapas correspondentes às constantes de tempo da dinâmica rápida e um passo projetivo para acelerar a velocidade de simulação, que são tratados separadamente com diferentes métodos. Espera-se que seja adequado para a análise eficiente da estabilidade transitória de sistemas de energia com alta penetração de GD.

2.2 CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GD

A influência das características peculiares dos sistemas de distribuição na análise de estabilidade de GD foi abordada por alguns pesquisadores, conforme destaques que seguem.

De forma quantitativa e qualitativa, o impacto técnico que a presença de geradores síncronos produz em um sistema de distribuição em regime permanente foi abordado por Gallardo (2005) concluindo que o impacto nos níveis de tensão para o período de carregamento mínimo é o mais significativo. O uso de geradores síncronos controlados por tensão permite ter uma maior capacidade de penetração, garantindo um bom desempenho na operação do sistema, contudo, esta opção é geralmente restringida pelos limites da máquina que relaciona as potências ativa e reativa.

A dissertação de Mata (2005), da UFJF, utiliza um fluxo de potência trifásico especial, permitindo a determinação mais fiel dos valores reais do módulo e ângulo das tensões das barras internas dos geradores, quando conectado em sistemas desequilibrados. Uma metodologia para sintonia e análise da estabilidade transitória em sistemas com geração distribuída é apresentada.

Um estudo de caso foi apresentado no CITENEL 2007, onde foi avaliado o impacto da geração distribuída no Sistema Elétrico da RGE, com ênfase à qualidade do Sistema Elétrico de Distribuição (HOLSBACH, 2007).

Uma técnica propondo um índice numérico que quantifica o risco de ocorrência de ilhamento não intencional, baseado na combinação da zona de não detecção do esquema de proteção anti ilhamento e da curva de duração de carga do alimentador, foi apresentada na dissertação de Corrêa (2008).

Em Ayres (2010) vê-se uma avaliação das tensões em regime permanente, o limite térmico dos condutores, o limite de capacidade de interrupção dos equipamentos de proteção e a perda elétrica.

Na tese desenvolvida por Salim (2011), é avaliada a influência do desequilíbrio de cargas da rede no desempenho dinâmico dos geradores síncronos, bem como a influência deste na qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores conectados neste sistema. As técnicas de estimação modal e modelagem fasorial são utilizadas para a análise da estabilidade.

Uma expressão analítica para a potência reativa em coordenadas DQ0 para redes senoidais desequilibradas é abordada em Reginatto (2013). Embora existam outras definições de energia nas coordenadas DQ0, as expressões e as interpretações deste trabalho foram desenvolvidas em coerência com padrão IEEE 1459-2010. Esta coerência é fundamental, por razões práticas, uma vez que os transdutores de energia são construídos com base neste padrão. Além disso, para fins de controle, a medição correta da potência reativa e do fator de potência, é fundamental para a correta operação dos controladores de geradores distribuídos

O artigo de Tang (2014) traz um modelo a pequenos sinais de uma microrrede típica, incluindo gerador síncrono, assíncrono e conversores de tensão com seus respectivos sistemas de controle. Os resultados obtidos a partir da análise do modelo foram obtidos por meio de simulação da microrrede em estudo e indicam que a estabilidade dinâmica de uma microrrede autônoma é influenciada pela configuração do sistema e pela variabilidade de sua geração intermitente. A estabilidade dinâmica pode ser melhorada consideravelmente com sistemas de armazenamento de energia (ESS), devido à sua capacidade de reduzir o desequilíbrio instantâneo de potência ativa e reativa. Portanto, devidamente projetado o armazenamento de energia controlado é uma solução essencial para a operação confiável de microrredes para a utilização eficaz de energia renovável.

Em Zhang (2017) é proposto um método para estimar a constante de inércia equivalente de um sistema de energia no barramento de conexão. Um método de identificação em malha fechada é utilizado para determinar a função de transferência do sistema e assim, a constante de inércia do gerador síncrono equivalente é estimada.

A estabilidade transitória é abordada para casos de circuitos balanceados trifásicos, enfatizando a influência da saída de geradores síncronos durante o período de falhas, contribuindo significativamente para a instabilidade do sistema de potência (TAVUKCU, 2017).

2.3 GERAÇÃO MULTIMÁQUINAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A medida que a GD aumenta sua penetração nos sistemas de distribuição, uma preocupação com a interferência entre as máquinas. Os sistemas multimáquinas são abordados nas pesquisas, porém, muito têm-se a explorar nos sistemas de distribuição.

O IEEE publica em 2004 o trabalho *Transient Stability Study of Distributed Induction Generators Using an Improved Steady-State Equivalent Circuit Method* (ZHOU, 2004), onde os autores abordam os fatores que afetam a estabilidade transitória de um sistema de distribuição com múltiplos Geradores de Indução conectados.

Os possíveis impactos que a geração distribuída pode ter na estabilidade das redes de energia elétrica é trabalhado por Azmy (2005). Em particular no desempenho de um sistema de energia, com elevada penetração. Simulações são realizadas em rede hipotética, onde diversos níveis de penetração de células de combustível e microturbinas são conectados na baixa tensão. É comparado o desempenho da rede com os diferentes níveis de penetração em relação à rede original. O trabalho traz como conclusões que, com a inserção de GD, dependendo da localização, têm-se melhorias no perfil de tensão, melhora no amortecimento dos modos eletromecânicos. Conclui-se ainda que a desconexão de algumas GD, onde a tensão cai abaixo de 0,8p.u., representa distúrbios adicionais ao sistema. Alerta-se que com o aumento da potência das GD, há uma redução na reserva girante e na constante de inércia dos geradores síncronos, devido à redução na relação potência-rotação.

Uma nova metodologia visando identificar os grupos críticos de geradores coerentes, bem como um processo de redução de rede até a configuração final máquina-Barra infinita foi apresentado em Mariotto (2008). Também foi apresentado estudos com geração eólica, onde há necessidade de reserva adicional girante, além de desenvolvido uma metodologia analítica e computacional para análise da estabilidade estática de tensão no plano P-Q.

No trabalho de Pavani (2008), foi apresentado o desenvolvimento de diversos métodos analíticos para análise de geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo, conectados em redes de distribuição de energia elétrica. Foram desenvolvidas metodologias para investigar as seguintes questões técnicas: análise de estabilidade de geradores de indução frente a grandes perturbações; análise de estabilidade de geradores de indução frente a pequenas perturbações; determinação dos valores ótimos dos resistores utilizados por diferentes técnicas de energização de geradores de indução e determinação das correntes de curto-circuito fornecidas por geradores de indução durante faltas desequilibradas.

Com o aumento da penetração da energia solar, melhora-se a capacidade de carga, ao passo que diminui com o aumento da penetração da energia eólica. O aumento da penetração da energia eólica pode limitar a capacidade de carga devido ao fenômeno da bifurcação Hopf. Este estudo indica que, para o sistema em estudo, a penetração de fontes renováveis deve ficar entre 20% a 30%, oferecendo maior capacidade de carga e diminuindo a perda de energia em 50%. A análise modal indicou pequenas oscilações de frequência na faixa de 3 Hz no sistema de distribuição. O amortecimento de oscilações de baixa frequência e a estabilidade transitória melhora à medida que aumenta a penetração de energia eólica e solar AZIZ (2010).

No trabalho de Yu (2011) a alteração da característica da estabilidade transitória em sistemas de Potência com a integração da energia eólica em larga escala é demonstrada. Diferentes modelos de geradores de energia eólica, incluindo gerador de indução de velocidade fixa (FSIG) e gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), são considerados na análise, bem como diferentes níveis de penetração, locais de falhas e defeitos de tempo de compensação. O trabalho revela os impactos da penetração em larga escala da energia eólica, alterando a estabilidade transitória do Sistema, principalmente devido à mudança da inércia.

Em Saric (2014) é apresentada uma análise de estabilidade de um parque eólico sob condições de faltas simétricas. É apresentada a modelagem de geradores de indução diretamente conectados à rede elétrica e analisada a resposta dinâmica do sistema.

Um modelo que incorpora o impacto da dinâmica da ilha na avaliação de confiabilidade de redes de distribuição ativas é proposto por Rocha (2017). Para fazer isso, os efeitos do processo de ilha em termos de variações de tensão e frequência, bem como o impacto das falhas dos componentes, são levados em consideração na avaliação de confiabilidade. O modelo proposto baseia-se em uma combinação de avaliação de confiabilidade probabilística com a simulação dinâmica do processo de ilha. A avaliação de confiabilidade é realizada por simulação de Monte Carlo não-sequencial, enquanto o processo de ilha é avaliado por uma simulação de estabilidade transitória com modelos completos de máquina síncrona e seus reguladores de tensão e velocidade. Os resultados são obtidos para um sistema de teste de distribuição de MT, onde a influência da dinâmica na taxa de sobrevivência da ilha é incorporada no cálculo dos índices tradicionais de confiabilidade, levando a resultados mais realistas.

2.4 SISTEMAS DE CONTROLE EM GD

Os sistemas de controle têm papel fundamental, principalmente à medida que há um aumento de conexões de GD, com possíveis interações entre controles e modos de operação.

Nunes (2003) apresenta propostas para o aumento da margem de estabilidade transitória pós-falta de sistemas elétricos com grande integração de parques eólicos, que incluem o uso do controle do ângulo de passo nos sistemas eólicos de velocidade fixa, e dos geradores assíncronos duplamente excitados com conversores estáticos bidirecionais conectados ao enrolamento do rotor (DFIG) nos esquemas eólicos de velocidade variável.

Em Motta (2010) são apresentados diferentes métodos para ajustar os estabilizadores de sistemas de potência (PSS), dentre elas destacam-se: método de comparação de grandezas no domínio do tempo e método de compensação de fase. O autor aborda a dificuldade em se ajustar o PSS, principalmente em sistemas onde os dados do modelo do gerador e do sistema de potência não são conhecidos.

Uma análise comparativa entre diversas estratégias de operação de dispositivos reguladores de tensão em sistemas de distribuição com a presença de geração distribuída é realizada em Padilha (2010). Ele propôs que as tensões de referência dos reguladores de tensão dos geradores distribuídos fossem colocadas como variáveis de controle do processo de otimização.

No trabalho de Calsan (2011), o desempenho dos sistemas de excitação IEEE DC1A, AC1A, ST1A e ST2A, da Norma IEEE 421.5, são avaliados frente a variação de alguns fatores, como: Potência Crítica, Tempo Crítico de eliminação de Falta, níveis de curto-circuito no ponto de conexão entre as redes de distribuição e subtransmissão, relação X/R da rede e perfil de tensão em tomadas de carga dinâmica leve e pesada.

O trabalho de Pereira (2013) compara três topologias de aerogeradores síncronos com conversores plenos perante variações na velocidade do vento analisando os pontos positivos de cada tecnologia e o impacto na potência gerada.

3 MODELAGEM DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA O ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

Neste capítulo será abordada a modelagem utilizada para representação e simulações dos sistemas de geração distribuída. Este trabalho contribui na definição dos parâmetros, específico para sistemas de distribuição, a serem utilizados nos estudos de estabilidade transitória.

3.1. GERAÇÃO EÓLICA

A energia dos ventos começou a ser transformada em eletricidade por meio de aerogeradores na segunda metade do século XIX. O meio rural era desprovido de energia elétrica, pois não era viável estender a rede até estes locais. Assim, na época, o moinho de vento (cata-vento) era principal tecnologia empregada como fonte de energia para bombeamento d'água (FADIGAS, 2011).

A partir da década de 70, com a crise mundial do petróleo, o desenvolvimento da tecnologia em geração eólica vem evoluindo e hoje está em grande ascensão no Brasil.

A seguir serão mostrados os principais componentes da geração eólica e suas modelagens, utilizadas na análise de estabilidade transitória.

3.1.1 Turbina eólica

A equação algébrica 3.1, relaciona a potência gerada à velocidade do vento em uma turbina eólica (FADIGAS, 2011).

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V_1^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (3.1)$$

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v} \quad (3.2)$$

Sendo:

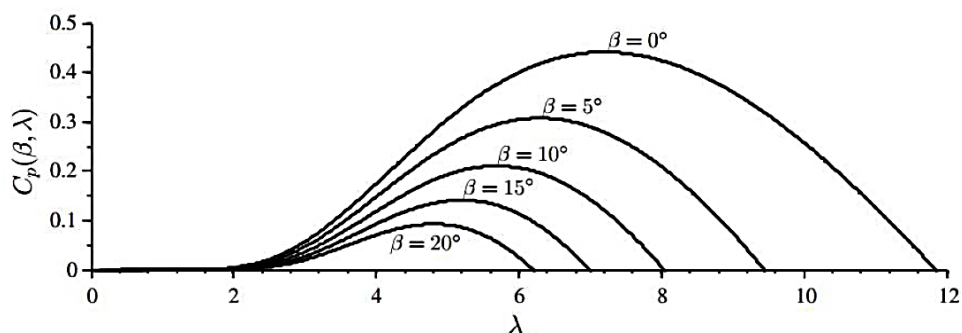
- P : Potência gerada pela turbina, em Watts;
- ρ : Densidade do ar, em $\frac{kg}{m^3}$;

- A : Área varrida pelas pás, em m^2 ;
- v : Velocidade do vento, em $\frac{m}{s}$;
- C_p : Coeficiente de desempenho da turbina, adimensional;
- λ : Razão de velocidade na ponta da pá, adimensional;
- R : Raio do rotor, em metros;
- ω : Velocidade angular de rotação das pás, em $\frac{rad}{s}$;
- β : Ângulo de inclinação da pá, em graus.

O ângulo β (ângulo de inclinação da pá) é fixo em alguns tipos de turbinas, e a limitação da velocidade angular de rotação das pás e da potência gerada pela turbina, para ventos com velocidade elevada, é feita unicamente através da curva $C_p \times \lambda$ (controle por stall). Em outros tipos de turbina este controle é feito variando-se o ângulo β (controle de pitch).

A Figura 3.1 mostra curvas típicas de desempenho da turbina em função do ângulo β (MONTEZANO, 2007). Essas curvas são geralmente obtidas por medição e encontram-se funções analíticas propostas em algumas referências bibliográficas (SLOOTWEG, 2003). O controle do ângulo β pode ser utilizado tanto para aumento do desempenho da turbina quanto para a limitação de P para ventos com velocidade muito alta.

Figura 3.1 - Curvas típicas de desempenho de uma turbina eólica.



Fonte: (MONTEZANO, 2007).

A velocidade da turbina pode ser determinada pela expressão 3.3, onde há o balanço dos torques elétrico e mecânico, aplicado às inércias das partes girantes do aerogerador.

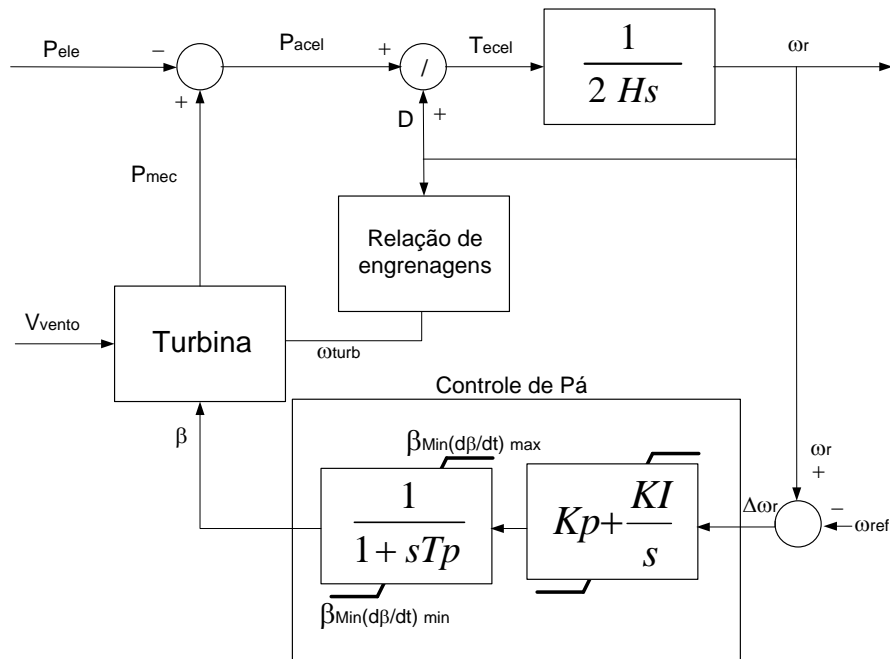
$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (3.3)$$

Sendo:

- H : Constante de inércia da turbina, em segundos;
- ω_r : Velocidade angular mecânica, referida ao lado do gerador, em $\frac{rad}{s}$;
- t : Tempo, em segundos;
- T_m : Torque mecânico, em Newton;
- T_e : Torque elétrico, em Newton.

Para uma representação mais completa, deve-se considerar a elasticidade do eixo que interliga a turbina ao gerador, representando separadamente as respectivas inércias. Isto se justifica pela presença de modos de oscilação entre turbina e gerador com frequências próximas a 2 Hz, os quais, em caso de curto-circuito, são excitados simultaneamente em todos os aerogeradores. A Figura 3.2 apresenta o diagrama de blocos de um possível controle de pá, juntamente com a equação eletromecânica para massa concentrada do conjunto turbina - gerador.

Figura 3.2 - Controle de Posição da pá e equação eletromecânica.



Fonte: (MONTEZANO, 2007).

O ângulo de passo (β) é controlado quando ocorrem variações na velocidade do vento (V_{vento}), de modo que a potência de saída se mantenha dentro dos limites da máquina. A variável realimentada, potência mecânica (P_{mec}), é calculada a partir da medição da velocidade do vento, através de uma unidade de controle de potência.

3.1.2 Gerador

A seguir serão descritos os dois tipos de geradores mais utilizados em aproveitamentos eólicos, o gerador assíncrono diretamente conectado à rede elétrica e o gerador assíncrono com dupla alimentação.

3.1.2.1 Gerador de indução diretamente conectado

A conexão direta se caracteriza como uma conexão rígida com a rede elétrica, pois somente uma reduzida variação na velocidade de rotação do eixo mecânico é permitida. Nesta forma de conexão, grande parte das flutuações de vento no rotor é transmitida à rede elétrica. Largamente utilizado nos primórdios dos aproveitamentos eólicos, este sistema é um dos mais simples em termo de estrutura, pois baseia-se na conexão direta de um gerador de indução à rede elétrica. No entanto, uma das características deste tipo de configuração é o elevado consumo de potência reativa (FADIGAS, 2011), tanto em regime permanente quanto em regime dinâmico. Isto faz com que haja restrições no seu uso em pontos da rede eletricamente fracos (com baixos valores de potência de curto-circuito), devido à possibilidade de colapsos de tensão na rede CA ou perda de estabilidade do gerador no caso de variações de tensão na rede. Geralmente, esta configuração não apresenta nenhum tipo de controle.

A geração ocorre sempre com velocidade de rotação acima da velocidade síncrona para conexão direta e a operação se dá com velocidade de rotação praticamente constante.

A operação da máquina de indução é determinada a partir do sinal do torque eletromagnético e escorregamento, negativos para a condição geradora. Existe pouca justificativa para modelagem da variação do fluxo magnético concatenado com o estator da máquina, devido à pequena constante de tempo da mesma em comparação com a do rotor. Ignorar os efeitos do transitório estatórico ainda tem a vantagem de introduzir no sistema certo grau de conservadorismo, o que resulta em um aumento da margem de segurança nas análises de estabilidade dinâmica.

As equações que seguem representam o modelo típico utilizado para representar as grandezas elétricas da máquina de indução. As equações do gerador assíncrono são derivadas das equações de Park, com base em um eixo de referência girando à velocidade síncrona.

Equações referentes ao estator:

$$V_{ds} = -R_s \cdot i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} \quad (3.4)$$

$$V_{qs} = -R_s \cdot i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} \quad (3.5)$$

Equações referentes ao rotor:

$$V_{dr} = -R_r \cdot i_{dr} - S \cdot \omega_s \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (3.6)$$

$$V_{qr} = -R_r \cdot i_{qr} + S \cdot \omega_s \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (3.7)$$

Equações do torque eletromagnético:

$$T_e = \psi_{qr} \cdot i_{dr} - \psi_{dr} \cdot i_{qr} \quad (3.8)$$

Sendo, respectivamente:

- Índices s, r, d, q : Estator, Rotor, Eixo Direto e Eixo em Quadratura;
- $V_{ds}, V_{qs}, V_{dr}, V_{qr}$: Tensões nos eixos;
- $i_{ds}, i_{qs}, i_{dr}, i_{qr}$: Correntes;
- $\psi_{ds}, \psi_{qs}, \psi_{dr}, \psi_{qr}$: Fluxos enlaçando;
- R_s, R_r : Resistências dos enrolamentos;
- S : escorregamento da máquina;
- ω_s : Velocidade angular.

As variáveis e parâmetros descritos estão em p.u. na base da máquina.

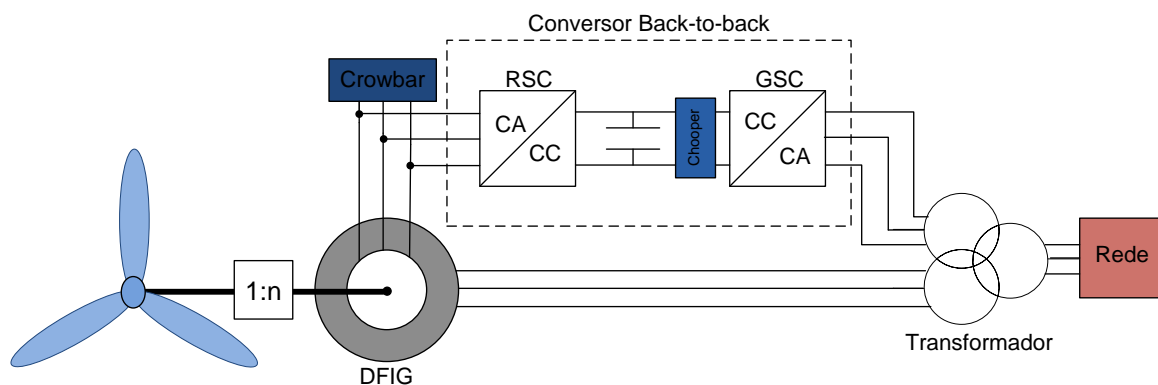
3.1.2.2 Gerador assíncrono com dupla alimentação

Este sistema utiliza gerador de indução com rotor bobinado, cuja velocidade de operação é variável, apresentando maior flexibilidade do sistema mecânico e de controle, diferencial este que permite a aceleração do conjunto rotor/gerador, podendo ser absorvidos picos de potência e variações bruscas de torque, que caso contrário, seriam diretamente transmitidas à rede elétrica. O estator do gerador é conectado diretamente à rede elétrica, e o rotor é alimentado através de um conversor estático back-to-back. Este conversor é projetado para que o gerador possa operar em uma faixa limitada de velocidade, atingindo escorregamentos positivos, onde a velocidade está abaixo da síncrona (região subsíncrona) e escorregamentos negativos onde a velocidade está acima da síncrona (região supersíncrona).

A frequência gerada pelo inversor é sobreposta à frequência do campo girante do rotor do gerador, de tal forma que a frequência resultante permaneça constante, independente da velocidade do rotor. Este modo de operação requer um sistema de controle complexo, no entanto, este sistema combina as vantagens operacionais da máquina síncrona e assíncrona. Além da operação em velocidade variável, esta configuração oferece a vantagem especial de um sistema separado de controle de potência ativa e reativa.

O diagrama esquemático do gerador de indução com dupla alimentação é mostrado na Figura 3.3. Em geral, a capacidade dos conversores é 30% da capacidade do gerador de indução. Esta configuração permite a adoção de uma grande diversidade de estratégias de controle (SLOOTWEG, 2003), (CIGRÉ, 2001), (AKHMATOV part III, 2003), (AKHMATOV, 2003) e (EKANAYABE, 2003).

Figura 3.3 - Diagrama esquemático do DFIG.



Fonte: Adaptada de Fadigas (2011).

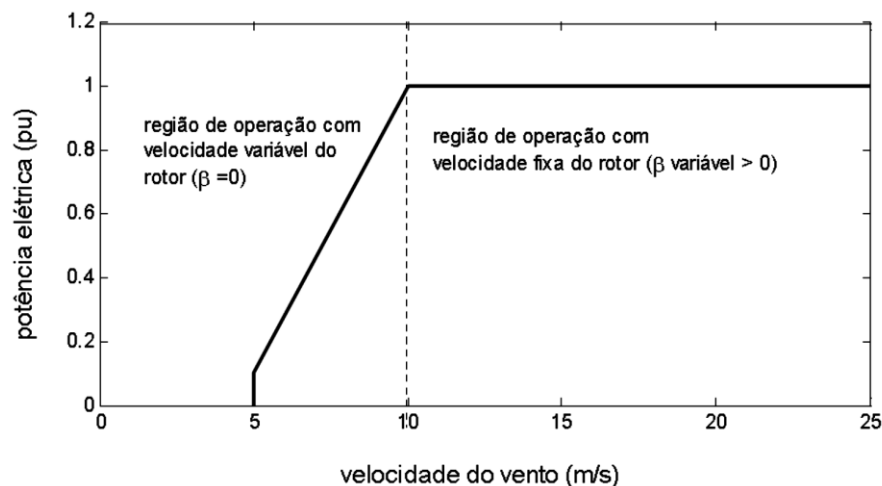
Uma estratégia de controle típica, que objetiva melhorar o desempenho energético do sistema, é adotada para este tipo de geração, conforme situação:

- Velocidade do vento estiver abaixo da velocidade nominal: nesta condição, o controle de ângulo de passo não atua. Controla-se indiretamente a velocidade, através da tensão e da frequência aplicada nos enrolamentos do rotor. Além disso, a potência ativa e reativa injetada/consumida pelo gerador também são controladas.

- Velocidade do vento acima da velocidade nominal: nesta condição, o controle de ângulo de passo atua para limitar a potência gerada. Mantêm-se a velocidade do gerador constante, através da tensão e da frequência aplicadas no rotor. Além disso, também se controla a potência ativa e reativa injetada/consumida pelo gerador.

A Figura 3.4 ilustra este critério de operação.

Figura 3.4 - Característica potência elétrica-velocidade do vento para o DFIG.



Fonte: (FADIGAS, 2011).

Durante operação em velocidades superssíncrona ($s < 0$), o rotor fornece potência ativa para rede. Porém, durante operação em velocidades subssíncronas ($s > 0$), o rotor consome potência ativa a partir da rede. De forma simplificada, negligenciando as perdas em regime permanente, as relações entre potência elétrica e mecânica podem ser calculadas por:

$$P_s = \frac{P_m}{S} \quad (3.9)$$

$$P_r = -S \cdot P_s \quad (3.10)$$

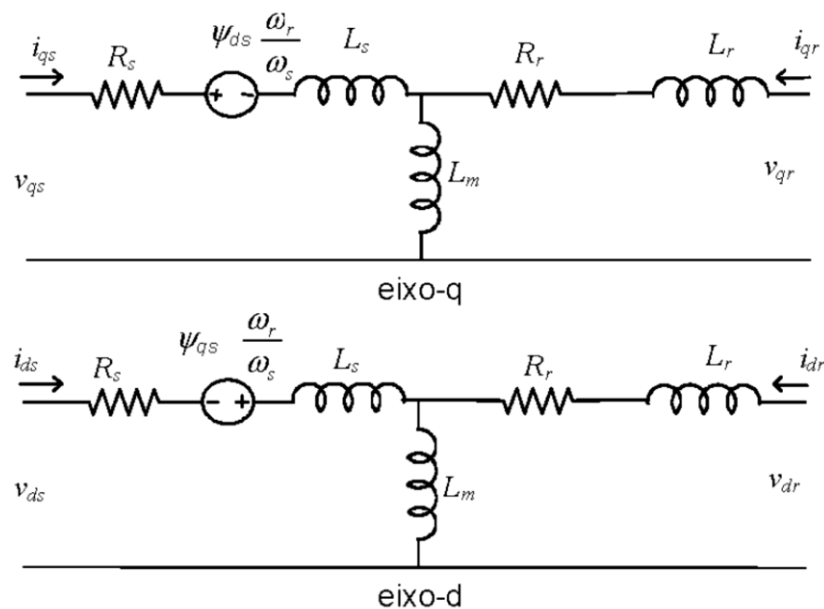
$$P_T = P_s + P_r \quad (3.11)$$

Sendo:

- P_m : Potência mecânica, em p.u.;
- P_s : Potência elétrica injetada pelo estator, em p.u.;
- P_T : Potência elétrica total fornecida pelo gerador, em p.u.;
- S : Escorregamento.

A representação dinâmica completa da máquina de indução trifásica, para análise de transitórios eletromagnéticos, é baseada no modelo de eixos d-q (PEQUENA, 2009). A Figura 3.5 descreve o circuito equivalente da máquina de indução, em que todos os parâmetros são referidos ao estator da máquina. Neste modelo, não são consideradas as perdas no ferro e os efeitos da saturação. As equações completas, que representam a máquina de indução de rotor bobinado, com eixo de referências fixado no rotor e em condições balanceadas, são descritas a seguir (PEQUENA, 2009) e (CAMINHA, 1977):

Figura 3.5 - Circuito equivalente do modelo completo da máquina de indução.



Fonte: (MÜLLER, 2002).

Sendo:

$$v_{qs} = Q_s \cdot i_{qs} + \omega_r \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (3.12)$$

$$v_{ds} = R_s \cdot i_{ds} - \omega_r \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (3.13)$$

$$v_{qr} = R_r \cdot i_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (3.14)$$

$$v_{dr} = R_r \cdot i_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (3.15)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot p(\psi_{ds} \cdot i_{qs} - \psi_{qs} \cdot i_{ds}) \quad (3.16)$$

Sendo:

$$\psi_{qs} = (L_s + L_m) \cdot i_{qs} + L_m \cdot i_{qr} \quad (3.17)$$

$$\psi_{ds} = (L_s + L_m) \cdot i_{ds} + L_m \cdot i_{dr} \quad (3.18)$$

$$\psi_{qr} = (L_r + L_m) \cdot i_{qr} + L_m \cdot i_{qs} \quad (3.19)$$

$$\psi_{dr} = (L_r + L_m) \cdot i_{dr} + L_m \cdot i_{ds} \quad (3.20)$$

Sistema mecânico:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_e - T_m) \quad (3.21)$$

$$\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r \quad (3.22)$$

Em que:

- R_e : Resistência do estator, em p.u.;

- L_s : Indutância de dispersão do estator, em p.u.;
- L_m : Indutância de magnetização, em p.u.;
- L_r : Indutância de dispersão do rotor referida ao estator, em p.u.;
- R_r : Resistência do rotor referida ao estator, em p.u.;
- ω_r : Velocidade do rotor da máquina, em p.u.;
- H : Constante de inércia, em segundos;
- V_r : Velocidade do rotor da máquina, em p.u.;
- V_{ds}, i_{ds} : Tensão e corrente do estator de eixo direto d, em p.u.;
- V_{qs}, i_{qs} : Tensão e corrente do estator de eixo em quadratura q, em p.u.;
- V_{dr}, i_{dr} : Tensão e corrente do rotor de eixo direto d, em p.u.;
- V_{qr}, i_{qr} : Tensão e corrente do rotor de eixo em quadratura q, em p.u.;
- ψ_{qs}, ψ_{ds} : Fluxo magnético do estator de eixo em quadratura e direto, em p.u.;
- ψ_{qr}, ψ_{dr} : Fluxo magnético do rotor de eixo em quadratura e direto, em p.u.;
- θ_r : Posição elétrica angular do rotor, em radianos elétricos;
- T_e : Conjugado eletromagnético, em p.u.;
- T_m : Conjugado mecânico, em p.u.;
- p : Número de pares de polos.

Em análise de estabilidade de sistemas de potência, usualmente os transitórios da rede elétrica são desprezados, sendo esta representada pelo modelo fasorial (KUNDUR, 1994) e (CAMINHA, 1977). Desta forma, os transitórios do estator da máquina também são desprezados (PEQUENA, 2009) e (CAMINHA, 1977), substituindo as equações (3.4) e (3.5) pelas equações (3.17) e (3.18), respectivamente. As demais equações se mantêm inalteradas.

$$v_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + \omega_r + \psi_{ds} \quad (3.23)$$

$$v_{ds} = R_s \cdot i_{ds} - \omega_r + \psi_{qs} \quad (3.24)$$

Tal modelo pode ser utilizado para representar, tanto motores, como geradores de indução. O que determina a forma de operação da máquina é o sinal do conjugado mecânico, o qual deve ser negativo para representação de gerador.

3.2. PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA (PCH)

O uso de recursos hídricos para geração de energia elétrica é um privilégio para poucos países. O Brasil ocupa a segunda posição no cenário mundial de países cuja fonte primária de energia é proveniente de recursos hídricos (NETO, 2014).

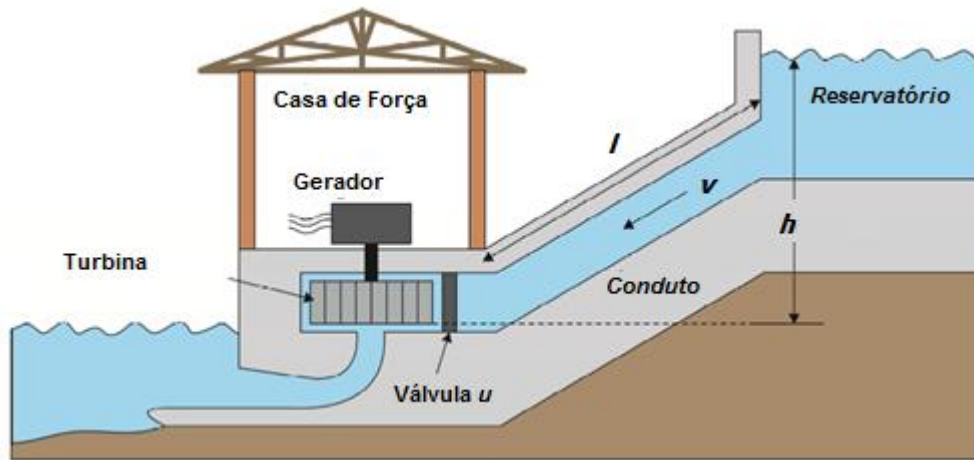
O potencial estimado para novos projetos de PCH indica que o Brasil possui 53,12 GW a ser explorado, o que sinaliza para o aumento das conexões em sistemas de distribuição para este tipo de GD (NETO, 2014).

A seguir, serão mostrados os principais componentes de uma Pequena Central Hidrelétrica.

3.2.1 Turbinas hidráulicas

Para a modelagem da turbina, apenas o conduto forçado, que conduz a água da barragem até a turbina, é considerado. Quando se levam em conta os efeitos de compressibilidade da água e elasticidade das paredes do conduto forçado, a modelagem torna-se complexa. Neste caso faz-se necessário considerar o caráter distribuído da tubulação hidráulica, resultando na modelagem em termos de equações de ondas viajantes de pressão e velocidade. Contudo, se o conduto forçado não for muito longo, se a água for considerada incompressível e a tubulação inelástica, é possível se chegar a um modelo dinâmico mais simples para o conduto forçado e turbina. Este modelo simplificado servirá para simulações de até 15 segundos (MOTTA, 2006). Neste modelo, o conduto é considerado inelástico, de comprimento L pequeno e sem chaminé de equilíbrio. A figura 3.6 ilustra o sistema considerado.

Figura 3. 6 – Esquema para dedução do modelo simplificado de turbina hidráulica.



Fonte: Adaptada de Motta (2006).

No instante da abertura do distribuidor há uma queda na altura hidráulica h , produzindo uma redução momentânea na potência da turbina. A água continua sendo acelerada através do conduto em direção à turbina, no sentido de aumentar a potência. O resultado é a variação inicial na potência da turbina, oposta a variação final, e duas vezes maior (IEEE PAS-92, 1973).

A velocidade da água no conduto é dada por:

$$v = u\sqrt{2 \cdot g \cdot h} \quad (3.25)$$

Onde:

- u : fator proporcional à abertura da válvula;
- h : altura hidráulica na válvula;
- g : aceleração da gravidade.

Para pequenas variações em torno de um ponto de operação, desenvolvendo a expressão 3.25 em série de Taylor, em torno do ponto de operação $v_0 = f(u_0, h_0)$, e desprezando-se os termos de segunda ordem em diante, tem-se:

$$v = v_0 + \left. \frac{\partial v}{\partial h} \right|_0 \Delta h + \left. \frac{\partial v}{\partial u} \right|_0 \Delta u + \dots \quad (3.26)$$

Assim, temos:

$$\Delta v = \frac{u_0 \sqrt{2g}}{2\sqrt{h_0}} \Delta h + \sqrt{2g \cdot h_0} \Delta u \quad (3.27)$$

Dividindo 3.27 pela velocidade base $v_0 = u_0 \sqrt{2 \cdot g \cdot h_0}$, tem-se a equação em p.u. nas bases nominais da máquina:

$$\frac{\Delta v}{v_0} = \frac{\Delta h}{2h_0} + \frac{\Delta u}{u_0} \quad (3.28)$$

A aceleração da coluna d'água, segundo a lei de Newton é:

$$l \cdot A_c \cdot \rho \cdot \frac{d\Delta v}{dt} = -A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \Delta h \quad (3.29)$$

Em que:

- l : comprimento do conduto;
- A_c : área transversal do conduto;
- ρ : densidade da água;
- g : aceleração da gravidade.

Dividindo-se a equação 3.29 pelos dados nominais da turbina, temos a expressão em p.u. De acordo com (STREETER, 1982), a potência mecânica de uma turbina é dada por $P_m = \rho \cdot g \cdot q \cdot h$. Onde q é a vazão dada por $v \cdot A_c$.

Após a divisão e expressando no domínio de Laplace, temos:

$$\frac{l \cdot v_0}{g \cdot h_0} s \frac{\Delta v}{v_0} = -\frac{\Delta h}{h_0}$$

ou

$$T_w s \frac{\Delta v}{v_0} = -\frac{\Delta h}{h_0} \quad (3.30)$$

Em que:

- T_w : constante de tempo da água, que é o tempo para acelerar a água no conduto até atingir a velocidade nominal, v_0 , sob a ação de uma altura hidráulica nominal h_0 .

Substituindo-se 3.30 em 3.28, temos:

$$\frac{\Delta v}{v_0} = \frac{1}{1 + \frac{T_w}{2}s} \frac{\Delta u}{u_0} \quad (3.31)$$

Tendo a potência mecânica e sua linearização como:

$$\begin{aligned} P_m &= \rho \cdot g \cdot v \cdot A_c \cdot h \\ \Delta P_m &= v_0 \cdot \rho \cdot g \cdot A_c \cdot \Delta h + h_0 \cdot \rho \cdot g \cdot A_c \cdot \Delta v \end{aligned} \quad (3.32)$$

E tomando 3.31 em p.u., dividindo-se pela potência nominal $P_{m0} = \rho \cdot g \cdot v_0 \cdot A_c \cdot h_0$, temos:

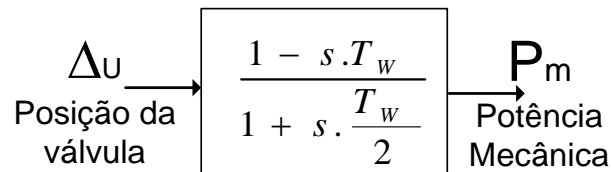
$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = \frac{\Delta h}{h_0} + \frac{\Delta v}{v_0} \quad (3.33)$$

Substituindo-se 3.30 e 3.31 em 3.33, temos:

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = \frac{1 - sT_w}{1 + s\frac{T_w}{2}} \frac{\Delta u}{u_0} \quad (3.34)$$

O diagrama de blocos da Figura 3.7, representa 3.34 em p.u.:

Figura 3.7 - Diagrama de Blocos do modelo simplificado da turbina hidráulica.



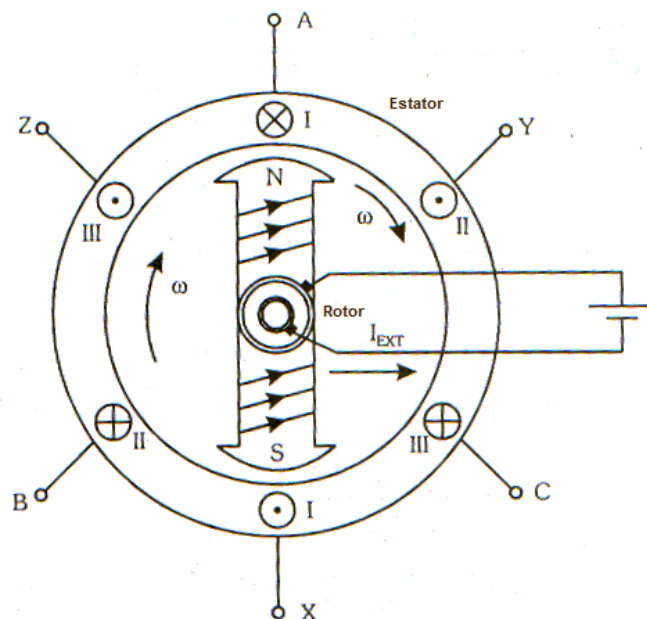
Este modelo não considera a compressibilidade da água e da tubulação, que dariam origem ao fenômeno do “golpe de aríete”. As ondas viajantes correspondentes ao golpe de aríete são de frequência mais alta. Assim, a Equação 3.34 é uma aproximação para frequências médias e baixas. O desenvolvimento também não levou em conta a presença de chaminé de equilíbrio, que provocaria o aparecimento de oscilações de baixa frequência. T_w é proporcional ao ponto de operação, isto é, a 50% da carga $T_w \approx \frac{1}{2}$ (T_w a plena carga). A

função de transferência dada na Equação 3.34 tem um zero no lado direito e, portanto é de fase não-mínima. Como veremos a seguir, isto determina o comportamento dinâmico da turbina sob o ponto de vista de controle, exigindo alguma forma de compensação para assegurar um bom desempenho dinâmico.

3.2.2 Geradores síncronos

Um gerador síncrono é composto por enrolamento trifásico do estator do gerador constituído pelos enrolamentos das fases a, b e c e os enrolamentos do rotor que são: o enrolamento de campo e os enrolamentos amortecedores (estes dependem do projeto do gerador). A Figura 3.8 mostra uma imagem em corte de um gerador síncrono trifásico elementar e seus principais componentes.

Figura 3.8 - Esquemático de um gerador síncrono de polos salientes.



Fonte: (ALBUQUERQUE, 2010).

No enrolamento de campo circula corrente contínua produzida pela excitatriz do gerador. Quando o rotor do gerador, com P polos magnéticos, gira com velocidade angular mecânica ω_m , produz-se um campo girante no entreferro com velocidade angular elétrica síncrona ω_s , dada por, $\omega_s = \frac{P}{2} \omega_m$. Esse campo girante induz em cada enrolamento de fase do estator uma força eletromotriz com velocidade angular ω_s formando um sistema trifásico de

tensões com frequência ω_s . A energia mecânica do acionador é a energia primária, que para as PCH é a turbina hidráulica.

Representa-se a máquina síncrona por dois eixos magnéticos, um é o eixo do campo magnético alinhado com o enrolamento de campo por onde circula corrente elétrica contínua, a qual chama-se eixo direto ou eixo d. O segundo eixo, defasado de 90° do eixo d, é chamado de eixo em quadratura ou eixo q. Assim, temos para o gerador síncrono, dois eixos referência, o abc e o dq. Os enrolamentos amortecedores são curto circuitados e só apresentam correntes elétricas quando a velocidade angular elétrica do gerador torna-se diferente da velocidade síncrona.

Os geradores de polos salientes, que tem mais de dois polos, são modelados matematicamente com dois enrolamentos amortecedores sendo um de eixo d e outro de eixo q. Os geradores de polos lisos, em geral de dois polos, são modelados matematicamente, geralmente, com três enrolamentos amortecedores sendo um de eixo d e outros dois de eixo q.

Quando o sistema trifásico de correntes elétricas ou de tensões não for equilibrado resulta uma componente de sequência zero. Dessa forma tem-se um sistema de coordenadas abc0, que é o sistema de coordenadas trifásico com possibilidade de representar desbalanços de corrente elétrica ou de tensão.

No sistema de coordenadas abc0 as equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do gerador síncrono apresentam coeficientes variáveis com o tempo tornando a solução analítica das equações diferenciais impossíveis e a solução numérica bastante complicada sob o ponto de vista computacional.

Através da chamada transformação abc0 em dq0, transformação de Park, é possível obter as equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do gerador síncrono de uma maneira bastante compacta. Esse sistema de equações pode ser resolvido numericamente e é usado nos diversos softwares utilizados para simular o comportamento de máquinas síncronas e de sistemas de energia elétrica.

3.2.2.1 Modelos matemáticos de geradores síncronos

A seguir serão desenvolvidas as modelagens dinâmicas completa, de dois eixos, de um eixo e simplificado ou clássico para geradores síncronos, que são utilizadas adequadamente a cada necessidade, em estudos dinâmicos.

3.2.2.1.1 Modelo dinâmico completo

O conjunto de equações diferenciais que compõe o modelo matemático dinâmico completo do gerador síncrono em coordenadas dq0 foi obtido das referências (PEQUENA, 2009) e (KUNDUR, 1994). Nas equações 3.35 as tensões de enrolamentos de estator, em p.u., e no sistema de coordenadas dq0 são ilustradas.

$$\begin{aligned}
 V_d &= \frac{d\psi_d}{dt} - \psi_q \omega_r - R_a i_d \\
 V_q &= \frac{d\psi_q}{dt} - \psi_d \omega_r - R_a i_q \\
 V_0 &= \frac{d\psi_0}{dt} - R_a i_0
 \end{aligned} \tag{3.35}$$

Onde: V_d, V_q e V_0 são as tensões terminais dos enrolamentos do estator de eixos d, q e 0 . ψ_d, ψ_q e ψ_0 são os fluxos magnéticos concatenados com os enrolamentos do estator d, q e 0 . i_d, i_q e i_0 são as correntes elétricas dos enrolamentos estator d, q e 0 . R_a é a resistência elétrica de enrolamentos estator, por fase. ω_r é a velocidade angular do gerador.

Nas equações descritas em 3.36, tem-se as tensões de enrolamentos de rotor no sistema pu nas bases de grandezas nominais do gerador e no sistema de coordenadas dq0.

$$\begin{aligned}
 V_{fd} &= \frac{d\psi_d}{dt} + R_{fd} i_{fd} \\
 0 &= \frac{d\psi_{1d}}{dt} + R_{1d} i_{1d} \\
 0 &= \frac{d\psi_{1q}}{dt} + R_{1q} i_{1q} \\
 0 &= \frac{d\psi_{2q}}{dt} + R_{2q} i_{2q}
 \end{aligned} \tag{3.36}$$

Onde V_{fd} é a tensão aplicada ao enrolamento de campo, R_{fd} é a resistência elétrica do enrolamento de campo, i_{fd} é a corrente elétrica que circula pelo enrolamento de campo, R_{1d}, R_{1q}, R_{2d} e R_{2q} são as resistências elétricas dos enrolamentos amortecedores 1 e 2, de eixo direto e em quadratura. $\psi_{fd}, \psi_{1d}, \psi_{1q}, \psi_{2d}$ e ψ_{2q} são os fluxos magnéticos concatenados com os enrolamentos de rotor.

Os fluxos magnéticos concatenados com os enrolamentos de estator, em p.u., são mostrados em 3.37.

$$\begin{aligned}\psi_d &= -X_d i_d + X_{md} i_{fd} + X_{md} i_{1d} \\ \psi_q &= -X_q i_q + X_{mq} i_{1q} + X_{mq} i_{2q} \\ \psi_0 &= -X_0 i_0\end{aligned}\tag{3.37}$$

Onde: X_d é a reatância síncrona de eixo direto do gerador, X_q é a reatância síncrona de eixo em quadratura do gerador, X_{md} é a reatância mútua de eixo direto do gerador e X_{mq} é a reatância mútua de eixo em quadratura do gerador.

As reatâncias de eixo direto e em quadratura podem ser descritas como:

$$\begin{aligned}X_d &= X_{ld} + X_{md} \\ X_q &= X_{lq} + X_{mq}\end{aligned}\tag{3.38}$$

Em que X_{ld} e X_{lq} são as reatâncias de dispersão dos enrolamentos de eixo direto e em quadratura do gerador.

Os fluxos concatenados com os enrolamentos de rotor, em p.u., são mostrados nas equações 3.39.

$$\begin{aligned}\psi_{fd} &= X_{fd} i_{fd} + X_{f1d} i_{1d} - X_{ad} i_d \\ \psi_{1d} &= X_{f1d} i_{fd} + X_{11d} i_{1d} - X_{ad} i_d \\ \psi_{1q} &= X_{11q} i_{1q} + X_{aq} i_{2q} - X_{aq} i_q \\ \psi_{2q} &= X_{aq} i_{1q} + X_{22q} i_{2q} - X_{aq} i_q\end{aligned}\tag{3.39}$$

Onde X_{fd} é a reatância própria do enrolamento de campo, X_{11d} e X_{22d} são as reatâncias próprias dos enrolamentos amortecedores de eixo direto dos enrolamentos 1 e 2. X_{11q} e X_{22q} são as reatâncias próprias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura dos enrolamentos 1 e 2. X_{f1d} é a reatância mútua entre o enrolamento de campo e o enrolamento amortecedor de eixo direto, X_{ad} e X_{aq} são as reatâncias mútuas entre o estator e o rotor nos eixos d e q respectivamente.

A partir das reatâncias acima, podemos definir outras reatâncias importantes para o estudo do gerador, que podemos ver em 3.40.

$$\begin{aligned}
 X'_d &= X_{ls} + \frac{1}{\frac{1}{X_{md}} + \frac{1}{X_{lfd}}} = X_d - \frac{X_{md}^2}{X_{fd}} \\
 X_{fd} &= X_{lfd} + X_{md} \\
 X'_q &= X_{ls} + \frac{1}{\frac{1}{X_{mq}} + \frac{1}{X_{l1q}}} = X_q - \frac{X_{mq}^2}{X_{1q}} \\
 X''_d &= X_{ls} + \frac{1}{\frac{1}{X_{md}} + \frac{1}{X_{lfd}} + \frac{1}{X_{l1d}}} \\
 X''_q &= X_{ls} + \frac{1}{\frac{1}{X_{mq}} + \frac{1}{X_{l1q}} + \frac{1}{X_{l2q}}}
 \end{aligned} \tag{3.40}$$

Onde X_{ls} é a reatância de dispersão do estator, X_{lfd} é a reatância de dispersão do enrolamento de campo, X'_d é a reatância síncrona transitória de eixo direto, X_{l1d} é a reatância de dispersão de enrolamento amortecedor de eixo d de número 1. X''_d é a reatância subtransitória de eixo direto. X_{l2q} é a reatância de dispersão do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura de número 2. X''_q é a reatância subtransitória de eixo em quadratura.

A partir do equacionamento visto até o momento, definem-se algumas constantes de tempo.

$$\begin{aligned}
 T'_{d0} &= \frac{X_{fd}}{\omega_s R_{fd}} \\
 T'_{q0} &= \frac{X_{l1q}}{\omega_s R_{1q}} \\
 T''_{d0} &= \frac{1}{\omega_s R_{1d}} \left(X_{l1d} + \frac{1}{\frac{1}{X_{md}} + \frac{1}{X_{lfd}}} \right) \\
 T''_{q0} &= \frac{1}{\omega_s R_{2q}} \left(X_{l2q} + \frac{1}{\frac{1}{X_{md}} + \frac{1}{X_{l1q}}} \right)
 \end{aligned} \tag{3.41}$$

Em que T'_{d0} representa a constante de tempo transitória de circuito aberto de eixo direto, T''_{d0} denomina a constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo direto. T'_{q0} é a constante de tempo transitória de circuito aberto de eixo em quadratura, por fim, T''_{q0} é a constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo em quadratura.

Outras grandezas podem ser definidas:

$$\begin{aligned} E'_d &= -\frac{X_{md}}{X_{fd}}\psi_{fd} \\ E'_q &= -\frac{X_{mq}}{X_{1q}}\psi_{1q} \\ E_{fd} &= -\frac{X_{md}}{R_{fd}}V_{fd} \end{aligned} \quad (3.42)$$

Tem-se ainda:

$$\begin{aligned} \psi_d &= X''_d i_d + \frac{X''_d - X_{ls}}{(X'_d - X_{ls})} E'_q + \frac{X'_d - X''_d}{(X'_d - X_{ls})} \psi_{1d} \\ \psi_q &= X''_q i_q + \frac{X''_q - X_{ls}}{(X'_q - X_{ls})} E'_d + \frac{X'_d - X''_q}{(X'_q - X_{ls})} \psi_{2d} \\ \psi_0 &= -X_{ls} i_0 \end{aligned} \quad (3.43)$$

As equações dinâmicas elétricas do gerador síncrono podem ser escritas de forma completa, em p.u. nas bases nominais do gerador, conforme segue:

$$\begin{aligned} \frac{d\psi_d}{dt} &= R_s i_s + \frac{\omega}{\omega_s} \psi_q + V_d \\ \frac{d\psi_q}{dt} &= R_s i_q - \frac{\omega}{\omega_s} \psi_d + V_q \\ \frac{d\psi_0}{dt} &= R_s i_0 + V_0 \\ T'_{d0} \frac{dE'_q}{dt} &= -E'_q (X_d - X'_d) \left\{ i_d - \frac{X'_d - X''_d}{(X'_d - X_{ls})^2} [\psi_{1d} + (X'_d - X_{ls}) i_d - E'_q] \right\} \\ &\quad + E_{fd} \\ T''_{d0} \frac{d\psi_{1d}}{dt} &= -\psi_{1d} + E'_q - (X'_d - X_{ls}) i_d \\ T'_{q0} \frac{dE'_d}{dt} &= -E'_d (X_q - X'_q) \left\{ i_q - \frac{X'_q - X''_q}{(X'_q - X_{ls})^2} [\psi_{2q} + (X'_q - X_{ls}) i_q + E'_d] \right\} \\ T''_{q0} \frac{d\psi_{2q}}{dt} &= -\psi_{2q} - E'_d - (X'_q - X_{ls}) i_q \end{aligned} \quad (3.44)$$

3.2.2.1.2 Modelo dinâmico de dois eixos

Nas equações (3.44), eliminando-se a dinâmica do estator, que é muito rápida, eliminam-se as três primeiras equações. Considerando que T''_{d0} e T''_{q0} são muito pequenos, pode-se considerar $T''_{d0} = T''_{q0} = 0$. Assim, temos:

$$\begin{aligned} -\psi_{1d} + E'_q - (X'_d - X_{ls})i_d &= 0 \\ -\psi_{2d} - E'_d - (X'_q - X_{ls})i_q &= 0 \end{aligned} \quad (3.45)$$

Substituindo as equações (3.45) em (3.44), temos equações que compõem o modelo matemático dinâmico de dois eixos do gerador síncrono, expressos nas equações (3.46):

$$\begin{aligned} T'_{d0} \frac{dE'_q}{dt} &= -E'_q - (X_d - X'_d)i_d + E_{fd} \\ T'_{q0} \frac{dE'_d}{dt} &= -E'_d - (X_q - X'_q)i_q \\ \frac{d\delta}{dt} &= \omega_r - \omega_s \end{aligned} \quad (3.46)$$

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_r}{dt} + D \frac{d\delta}{dt} = \tau_m - E'_d i_d - E'_q i_q - (X'_q - X'_d) i_d i_q - \tau_p$$

3.2.2.1.3 Modelo dinâmico de um eixo

O modelo de dois eixos ainda tem a influência do enrolamento amortecedor no aparecimento de E'_d conforme expresso na segunda relação de (4.46). Se T'_{q0} for suficientemente pequeno, podemos considerar $T'_{q0} = 0$, onde a segunda equação de (3.46) ficará:

$$0 = -E'_d - (X_q - X'_q)i_q \quad (3.47)$$

Elimina-se desta forma o efeito do enrolamento amortecedor, então temos:

$$\begin{aligned} 0 &= -E'_d i_d - (X_q - X'_q) i_q i_d \\ E'_d i_d &= (X_q - X'_q) i_q i_d \end{aligned} \quad (3.48)$$

Assim, substituindo (3.48) na quarta equação de (3.46), tem-se:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_r}{dt} + D \frac{d\delta}{dt} = \tau_m - (X_q - X'_q)i_q i_d - E'_q i_q - (X'_q - X'_d)i_d i_q - \tau_p \quad (3.49)$$

Desta forma, o modelo de um eixo fica constituído pela equação (3.50):

$$\begin{aligned} T'_{d0} \frac{dE'_q}{dt} &= -E'_q - (X_d - X'_d)i_d + E_{fd} \\ \frac{d\delta}{dt} &= \omega_r - \omega_s \end{aligned} \quad (3.50)$$

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_r}{dt} + D \frac{d\delta}{dt} = \tau_m - E'_q i_q - (X'_q - X'_d)i_d i_q - \tau_p$$

3.2.2.1.4 Modelo dinâmico simplificado ou clássico

O modelo matemático dinâmico mais simples do gerador síncrono é o modelo clássico (PORTAL PCH, 2015). Ele é também chamado de modelo de tensão constante atrás da reatância transitória de eixo direto X'_d e tem sido bastante usado para avaliação de limite de estabilidade transitória de geradores síncronos.

$$\begin{aligned} \frac{d\delta}{dt} &= \omega_r - \omega_s \\ \frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_r}{dt} &= \tau_m - \frac{E \cdot V_s}{(X'_d + X_s)} - \tau_p \end{aligned} \quad (3.51)$$

Onde X_s é a reatância da linha que liga o gerador ao sistema de energia elétrica e V_s é a tensão do barramento do sistema onde o gerador está ligado.

Neste modelo a reatância síncrona de eixo direto é considerada igual a reatância síncrona de quadratura em quadratura, bem como as tensões de campo, de eixo direto e de eixo em quadratura. Este modelo pode ser utilizado para representar máquinas afastadas da área principal a ser analisada, em determinados casos de avaliação transitória, com tempo

entre 1 e 2 segundos, e em que o sistema de excitação e os reguladores de tensão não são representados.

3.2.3 Controles aplicados à geração hídrica

A função dos controles dos sistemas de geração hídricos é manter as máquinas operando em um determinado ponto estável de operação. Uma vez que estes atuam de forma a garantir o suprimento contínuo de energia, mantendo a frequência e a tensão dentro dos limites aceitáveis pré-definidos.

Os principais sistemas de controle que atuam sobre a tensão de saída e a frequência dos geradores são:

- ✓ Controle da excitação (Regulador Automático de Tensão, do inglês: Automatic Voltage Regulator – AVR);
- ✓ Controle primário de velocidade (Regulador de velocidade, do inglês: Speed Governor – GOV).
- ✓ Estabilizador do Sistema de Potência (do inglês: Power System Stabilizer – PSS).

A seguir, serão detalhados estes elementos, suas principais características e funções.

3.2.3.1 O regulador automático de tensão

O AVR tem a função de controlar a tensão terminal de uma máquina síncrona, com os seguintes objetivos: manter a tensão constante sob carga, prevenir sobre tensões após a rejeição de carga, melhorar a estabilidade sob carga e favorecer a estabilidade transitória do sistema elétrico (PADILHA, 2010).

O AVR controla a saída da excitatriz de maneira que a corrente fornecida por ela e a potência reativa do gerador se modifiquem de forma desejada.

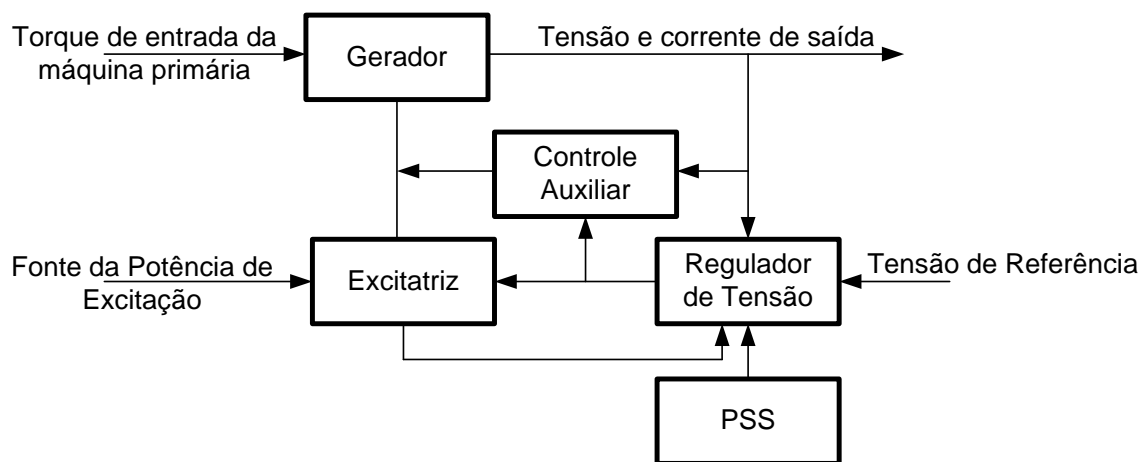
Basicamente, este regulador deve monitorar a tensão terminal da máquina síncrona, durante todo o tempo, e compará-la com um valor de referência pré-definido. O erro resultante dessa comparação é processado e enviado para a excitatriz, que por sua vez, fornecerá a corrente necessária para o ajuste da tensão terminal. E, por fim, a presença de controles auxiliares pode melhorar o comportamento dinâmico de todo o processo envolvido no controle de tensão.

A ação do AVR não apenas fornece um perfil de tensão constante durante a operação em regime permanente, mas também auxilia a minimizar as oscilações de tensão durante

períodos transitórios, proporcionando melhoria da estabilidade global do sistema (RESENER, 2011).

A resposta do sistema de excitação a uma perturbação deve ser rápida, com o intuito de garantir um bom desempenho durante a estabilidade transitória. A Figura 3.9 mostra um diagrama simplificado com a configuração física do sistema de controle da excitação de um gerador síncrono.

Figura 3.9 - Controle de excitação – Configuração básica.



Fonte: (PADILHA, 2010).

Na Figura 3.8 o bloco denominado de controle auxiliar é responsável pela proteção do sistema elétrico. Este pode apresentar várias características somadas, como por exemplo, um amortecimento e um comparador. O amortecimento pode ser introduzido para reduzir picos de tensões, e já um comparador pode ser utilizado para estabelecer um limite mínimo de excitação, prevenindo a instabilidade.

A excitatriz fornece toda (ou parte) da corrente de excitação para a bobina de campo do gerador. O regulador de tensão controla a saída da excitatriz de modo que a tensão gerada e a potência reativa variem da forma desejada. Um controle adicional pode ser fornecido pelo PSS a fim de reduzir as oscilações na frequência de saída do gerador.

A velocidade de ação do AVR é fundamental para os estudos de estabilidade do Sistema Elétrico. Por causa da alta indutância do enrolamento de campo da máquina, é difícil realizar rápidas modificações na corrente de campo.

Desta forma, um atraso na resposta do controle é introduzido, sendo uma das principais barreiras a ser enfrentada ao se projetar um sistema de controle da excitação (PADILHA, 2010).

A classificação com relação ao tipo de sistema de excitação é feita conforme a fonte de potência utilizada. Estes podem ser classificados em três tipos: Sistemas de excitação com Corrente Contínua (DC excitation System); Sistemas de excitação com Corrente Alternada (AC excitation System) e Sistemas de excitação Estáticos (Static excitation System) (SALIM, 2011). Os sistemas de excitação estáticos (sem máquinas rotativas) são empregados nos reguladores de tensão modernos (RESENER, 2011), (SALIM, 2011) e (PADILHA, 2010).

3.2.3.2 O regulador de velocidade

A máquina primária é responsável pelo acionamento mecânico de um gerador de energia elétrica. As máquinas primárias geralmente utilizadas para produzir potência motriz em sistemas de energia elétrica são: as turbinas a vapor, a gás e hidráulicas, e os motores diesel.

As turbinas a gás e os motores diesel são empregados em sistemas industriais e comerciais, isolados ou não, como por exemplo, os sistemas de geração em plataformas marítimas de prospecção de petróleo, em navios, sistemas de emergência em hospitais e outros.

As turbinas hidráulicas e a vapor são as máquinas mais utilizadas em sistemas interligados (geração de potência em grande escala). Informações a respeito das características relevantes dessas turbinas podem ser encontradas nas referências (RESENER, 2011) e (PADILHA, 2010).

Normalmente, a máquina primária vem associada a um regulador de velocidade, cuja principal função é controlar a velocidade pelo ajuste do suprimento de potência mecânica no eixo do grupo gerador-máquina primária, de acordo com a necessidade da carga elétrica nos terminais do gerador.

Em outras palavras, o regulador de velocidade deve monitorar a variação de velocidade da máquina durante todo o tempo e em qualquer situação de carga, atuando no sentido de elevar ou reduzir a potência do grupo de geração, quando sua velocidade (ou frequência) se afasta da velocidade de referência.

Este mecanismo de regulação automática de velocidade é também responsável pela correta distribuição de potência entre as máquinas de um sistema multimáquinas, visto que a potência ativa é dependente da potência ou torque de acionamento imprimido pela máquina primária no eixo do gerador. A ação do regulador de velocidade possibilita uma velocidade constante durante a operação da máquina síncrona em regime permanente. Se ocorrer alguma

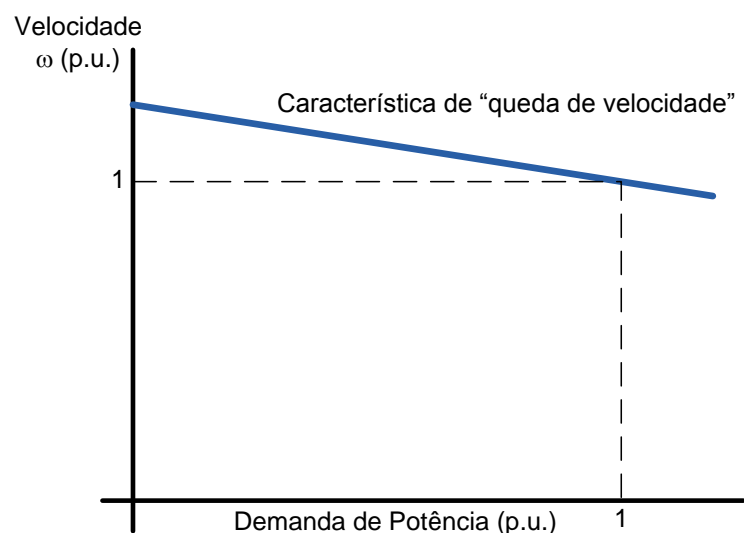
perturbação no sistema, durante o período transitório, o regulador atua no intuito de reduzir as variações de velocidade e frequência, contribuindo com a estabilidade global de um sistema elétrico.

Para a operação em paralelo de dois ou mais geradores (síncronos) alimentando uma mesma carga, é necessário ter um controle preciso de velocidade. Pois é imprescindível sincronizar a velocidade e o deslocamento elétrico de fase de uma unidade que entrará em operação com aquelas que já estão fornecendo potência (PADILHA, 2010). Além disso, a tensão terminal dessa unidade deve também se igualar com a do barramento onde estão conectados os demais geradores.

Desta forma, para uma máquina entrar em operação em paralelo, essa deve ser, primeiramente, sincronizada com as outras unidades geradoras, conforme mencionado anteriormente, para depois ser carregada ao nível de potência requerido pelo ajuste do regulador de velocidade.

Com o intuito de se garantir uma boa divisão de carga entre as unidades geradoras em paralelo, os reguladores devem incorporar uma característica denominada de “queda de velocidade”, “inclinação” ou “estatismo”, do inglês *droop*, como mostra a Figura 3.10.

Figura 3.10 - Característica de queda de velocidade de máquina operando em um sistema elétrico.



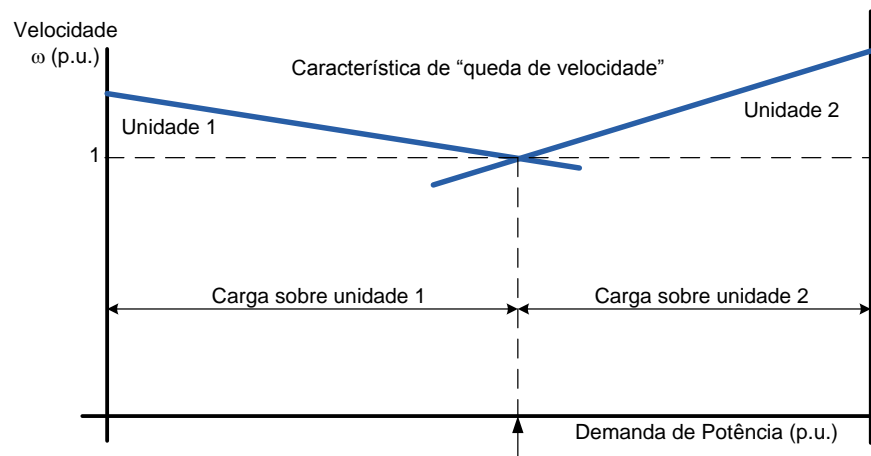
Fonte: (FILHO, 1984).

No Brasil e nos Estados Unidos esta característica é normalmente fixada em 5%. Isto quer dizer que para carregar um gerador em vazio até a plena carga (variação de carga de

100%) haverá uma queda de velocidade de 5 % (considerando a característica linear). Já na Europa o valor usualmente utilizado é 4%.

O caso de duas máquinas com características de “queda de velocidade”, fornecendo energia a uma mesma carga, é apresentado na Figura 3.11.

Figura 3.11 - Diagrama esquemático – duas máquinas em paralelo – característica de queda de velocidade diferentes suprindo uma mesma carga.

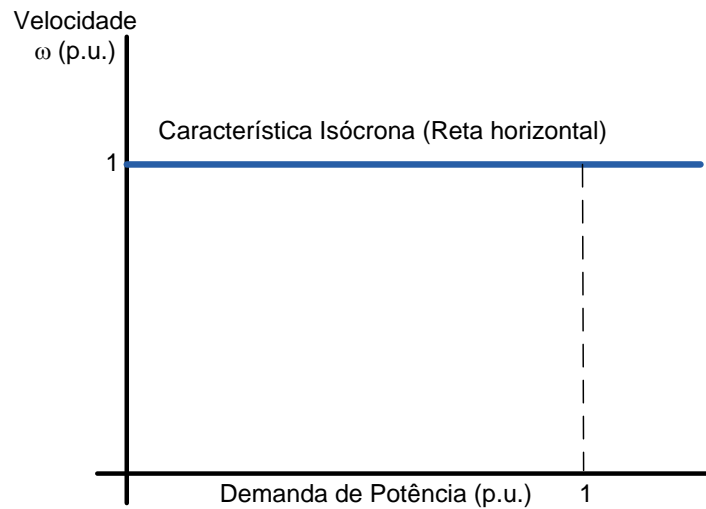


Fonte: (FILHO, 1984).

Considerando as condições mostradas na Figura 3.11, e como as duas máquinas estão operando na mesma velocidade, a carga total a ser suprida será dividida desigualmente entre as máquinas primárias. Com o intuito de garantir uma distribuição igual de carga, ou para atender às especificações das máquinas, é necessário que a característica de “queda de velocidade” de cada máquina e de seu regulador devem ser idênticas.

Quando uma máquina opera sem “queda de velocidade”, ela usa uma característica chamada de “isócrona”, mostrada na figura 3.12.

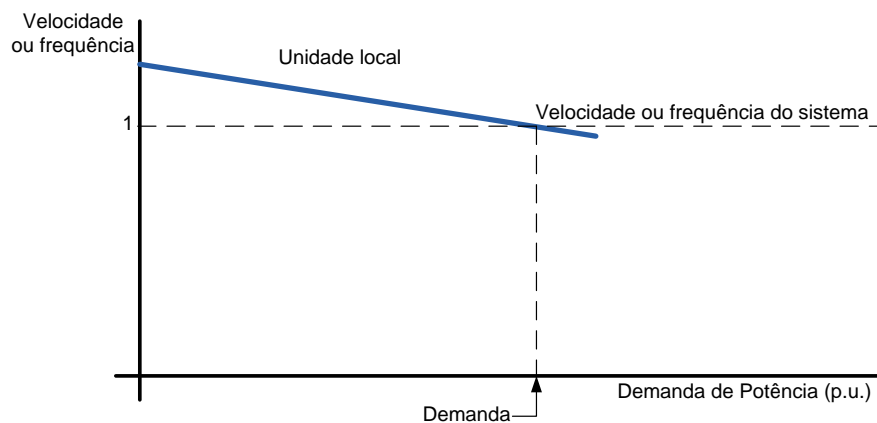
Figura 3.12 - Característica isócrona de um gerador operando em um sistema elétrico.



Fonte: (FILHO, 1984).

Pode-se explicar a diferença operativa entre as duas características citadas, considerando o seguinte exemplo: um sistema constituído de duas unidades, a primeira operando com característica isócrona e a segunda operando com “queda de velocidade”. A Figura 3.13 mostra este exemplo. A unidade isócrona deve operar em uma mesma velocidade para todas as cargas. Quando a demanda de carga variar, a segunda unidade, que opera com “queda de velocidade”, deverá operar em um valor de velocidade definido pela primeira unidade. Sendo assim, a segunda unidade com “queda de velocidade” deverá operar em uma única velocidade e carga, e a variação de carga somente será atendida pela primeira unidade que opera isocronamente.

Figura 3.13 - Representação esquemática de duas máquinas operando em paralelo, uma com característica “queda de velocidade” e a outra isócrona.



Fonte: (FILHO, 1984).

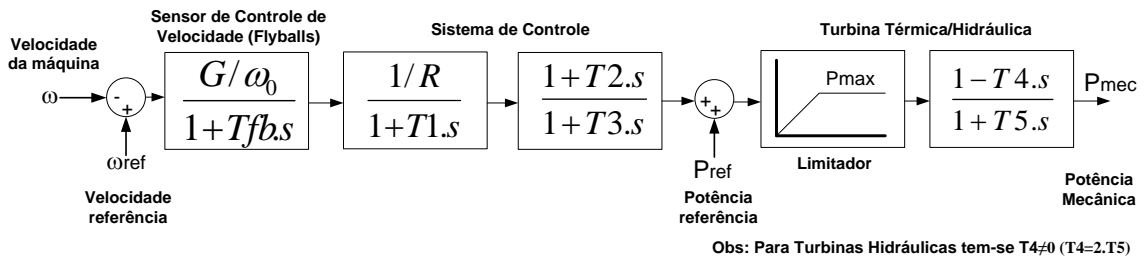
Se, por exemplo, as duas máquinas estivessem operando com características isócronas, as duas poderiam suprir a demanda total de carga e o resultado da distribuição de carga entre elas seria inesperado. Poder-se-ia acontecer que uma funcionaria como gerador assumindo 100% da carga e a outra em vazio, ou até mesmo poderia consumir potência.

O caso particular de uma máquina operando com característica isócrona e outra com “queda de velocidade” é geralmente empregado por grupos geradores operando em paralelo com o suprimento da concessionária de energia elétrica.

Na Figura 3.13, o sistema da concessionária apresenta uma característica isócrona e o grupo gerador local é operado com “queda de velocidade”. Sendo assim, a máquina local fornecerá uma potência de saída constante enquanto a frequência da rede permanecer constante, e qualquer variação de carga será suprida pela concessionária. Se houver acréscimo de carga o gerador isócrono deverá assumir todo o acréscimo sozinho, por outro lado, se houver um decréscimo de carga o mesmo gerador será submetido a tal decréscimo.

A figura 3.14 apresenta o diagrama de blocos (CALSAN, 2011), empregado para representar um modelo simples de um regulador de velocidade associado a uma turbina térmica a vapor ou a uma turbina hidráulica.

Figura 3.14 - Diagrama de blocos de Regulador de Velocidade básico.



Fonte: (MOURA, 2011).

Observa-se pela Figura 3.14 que o sinal proveniente (erro) da comparação da velocidade da máquina (ω) com a velocidade de referência (ω_{ref}) passa, primeiramente, pela função de transferência dos flyballs, com ganho G e constante de tempo T_{fb} . Depois, este sinal é inserido na malha do sistema de controle, com “queda de velocidade” (R) e constantes de tempo do regulador (T_1 , T_2 e T_3). O sinal obtido na saída desta última malha de controle é somado à potência de referência. O resultado desta soma é aplicado no bloco que representa a função de transferência da turbina térmica/hidráulica, com constantes de tempo T_4 e T_5 . E, por último, este sinal passa pelos limites máximo e mínimo de potência mecânica, e depois é aplicado no eixo do gerador síncrono. Desta forma, o GOV atua no sentido de elevar ou

reduzir a potência do grupo de geração, quando sua velocidade se afasta da velocidade de referência.

Ressalta-se que na representação do GOV utiliza-se $T4$ igual a zero para os geradores conectados a turbina térmica e diferente de zero ($T4 = T5 \times 2$) para as máquinas conectadas a turbina hidráulica, para considerar o efeito inicial, após a abertura das palhetas. Este efeito é uma queda de pressão na turbina hidráulica e uma variação negativa na sua potência, pois a pressão está sendo utilizada para acelerar a coluna de água (PADILHA, 2010). Como um resultado dessa situação, a variação inicial da turbina é oposta à variação final.

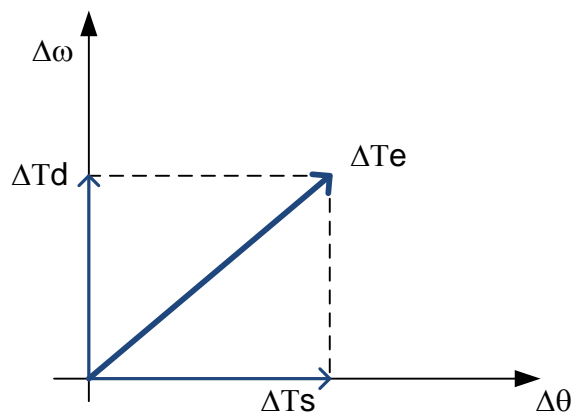
3.2.3.3 O PSS

Se um sistema elétrico sofre alguma espécie de distúrbio, o rotor de cada máquina interligada poderá sofrer aceleração ou desaceleração, e conseqüentemente, modificações do torque elétrico do gerador síncrono, e o equilíbrio poderá ser perdido (PADILHA, 2010).

A estabilidade de um gerador síncrono depende da existência das duas componentes de torque elétrico: torque sincronizante ΔT_s (componente de torque em fase com a variação do ângulo de carga $\Delta \delta$) e torque de amortecimento ΔT_d (componente de torque em fase com o desvio na velocidade do rotor $\Delta \omega$) (REGINATTO, 2013).

A divisão em torques de sincronização e de amortecimento é mostrada na Figura 3.15.

Figura 3.15 - Decomposição do torque elétrico em componente de sincronização e amortecimento.



Fonte: (SALIM, 2011).

A ausência de torque sincronizante pode levar a perda de sincronismo da máquina com o sistema, e a ausência de torque de amortecimento pode causar problemas de instabilidade oscilatória (SALIM, 2011).

Em sistemas muito carregados ou com interligações fracas, podem surgir oscilações pouca amortecidas em regime permanente na faixa de frequência de 0,2 a 2,5 [Hz], limitando a capacidade de transferência de potência (PEREIRA, 2013). Para o amortecimento dessas oscilações, um Estabilizador do Sistema de Potência, do inglês Power System Stabilizer – PSS, pode ser inserido nos geradores síncronos.

O PSS é representado por uma malha de controle adicional inserida na referência de tensão do AVR, com a finalidade de fornecer um amortecimento adicional nas oscilações de baixa frequência em máquinas síncronas e no sistema elétrico. Desta forma, o estabilizador deve produzir uma parcela da componente do torque elétrico em fase com os desvios de velocidade do rotor, contribuindo com o amortecimento das oscilações.

O controle adicional estabilizante pode ser utilizado com qualquer tipo de sistema de excitação, dos sistemas rotativos aos estáticos, dos mais lentos aos mais rápidos (MATA, 2005).

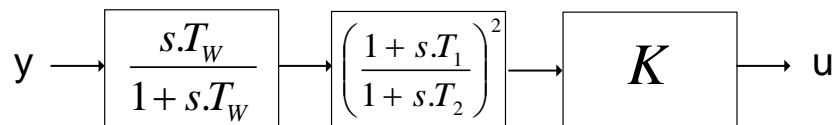
Normalmente, o amortecimento adicional promovido pelo estabilizador é requerido em Sistemas Elétricos de Potência que possuem linhas de transmissões longas, para sistemas em condições de transmissão fracas e com carga pesada, ou ainda em sistemas adequados de transmissão, mas operando em condições de distúrbios como, por exemplo, perda de geração, saída de linhas, e curto-circuito (NOGUEIRA, 2011).

No entanto, com o advento da Geração Distribuída, os baixos valores das inércias dos geradores de pequeno porte associado aos elevados valores das reatâncias das linhas da rede de distribuição podem influenciar no aparecimento de oscilações pouco amortecidas do ângulo do rotor e das demais variáveis da rede (como tensão e frequência) ao longo do tempo (KUIAVA, 2010). Além disso, o aumento da quantidade de geradores síncronos conectados nos Sistemas Elétricos de Distribuição podem também prejudicar o amortecimento das variáveis citadas.

Nesse sentido, sugere-se a necessidade do emprego dos estabilizadores ou dos controladores amortecedores que possam melhorar o comportamento dinâmico de geradores síncronos operando nos sistemas de distribuição. Portanto, serão analisados os modelos de estabilizadores, bem como as suas características, para aplicação em redes de distribuição e subtransmissão com a presença de geradores síncronos.

Em Reginatto (2013) foi proposta uma estrutura para o estabilizador do sistema, conforme apresentada na Figura 3.16, constituída por um bloco do tipo washout (possui a finalidade de eliminar a ação de controle durante o regime permanente), blocos de avanço-atraso de fase (cuja função é compensar a defasagem angular que acontece entre a entrada do AVR e o laço eletromecânico do gerador), e um ganho de realimentação.

Figura 3.16 - Estabilizador básico

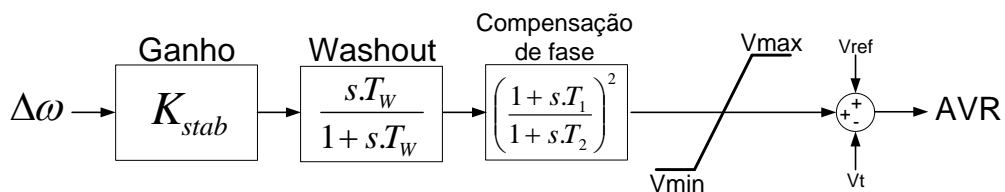


Fonte: (PADILHA, 2010).

Os principais tipos de estabilizadores são baseados nos sinais de entrada deste controlador: variação da velocidade ($\Delta\omega$), de potência elétrica (P) e frequência (f) (SALIM, 2011).

Em Salim (2011) também é proposta uma estrutura básica para o estabilizador que utiliza a variação da velocidade do rotor do gerador como sinal de entrada, conforme ilustrado na Figura 3.17. Esse estabilizador também consiste de três blocos: ganho, bloco de tratamento do sinal (washout) e um compensador de fase, além de incluir limites máximo e mínimo para o sinal de saída.

Figura 3.17 - Estabilizador - Kundur.



Fonte: (KUNDUR, 1994).

A figura 3.17 apresenta um único bloco de primeira ordem para a compensação de fase. Na prática, dois ou mais blocos de primeira ordem podem ser utilizados para conseguir a compensação desejada. Em alguns casos, são usados blocos de segunda ordem com raízes complexas.

Será feita uma breve descrição da configuração do controlador, ou seja, função de cada bloco que compõe esse controle, e algumas considerações para a seleção dos parâmetros.

O sinal de contribuição $\Delta\omega$, da Figura 3.16, passa primeiro por um filtro passa alta (bloco de tratamento do sinal - washout) para assegurar que desvios permanentes de frequência não contribuam com o sinal de entrada. A constante de tempo deste filtro (T_w) define a frequência de oscilação a partir do qual o estabilizador atua. Este parâmetro deve ser grande o suficiente para permitir que os modos de oscilação do rotor sejam detectados e, pequeno o suficiente, para que indesejáveis excursões na tensão de campo não sejam causadas durante a operação em rede isolada.

O próximo bloco, que o sinal irá percorrer, é um compensador de avanço-atraso de fase, cuja função é deslocar a fase adequadamente para a frequência de oscilação crítica, de modo a fornecer uma contribuição positiva para o amortecimento. O ganho do estabilizador (K_{stab}) determina a quantidade desta contribuição.

Nesse sentido, a constante K_{stab} deve ser ajustada para um valor correspondente àquele necessário para conseguir o amortecimento buscado, uma vez que um valor muito alto para o ganho pode conduzir a efeitos indesejados.

Na aplicação do estabilizador, deve-se tomar cuidado em assegurar que a estabilidade geral do sistema seja melhorada, e não apenas a estabilidade a pequenas perturbações.

De acordo com Salim (2011), o valor da constante T_w pode variar entre 1 a 20 segundos. Desta forma, $T_w = 1,5$ [s] é suficiente para amortecer o modo local que varia entre 4,4 [rad/s] e 12,6 [rad/s]; e $T_w = 10$ [s] ou maior é desejável para amortecer o modo interárea. A referência (HOLSBACH, 2007) cita que o valor típico da constante $T_w = 10$ [s].

Os valores típicos para o ajuste dos limites de saída do PSS fornecidos por (HOLSBACH, 2007) são: 0,1 [pu] (limite máximo) e - 0,1 [pu] (limite mínimo).

Já em Salim (2011) o limite de saída positiva do estabilizador é fixado em um valor relativamente grande no intervalo de 0,1 a 0,2 [pu]. Isso permite uma maior participação do controlador durante grandes oscilações. Do lado negativo, o limite entre - 0,05 e - 0,1 [pu] é apropriado. Isso permite um alcance de controle suficiente, proporcionando uma resposta satisfatória. Desta forma, evita-se que o estabilizador cause desligamentos inesperados do gerador devido à subtensão ou por atuação da proteção contra a perda de excitação.

No próximo capítulo o método proposto será detalhado.

4 METODOLOGIA PROPOSTA PARA A ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

Neste capítulo será mostrada a metodologia proposta para análise da estabilidade angular transitória de sistemas de distribuição. Serão abordados: o modelo de rede simplificado, a gama de eventos indicadas para avaliação dos sistemas e os valores e limites estabelecidos como critério de avaliação.

4.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

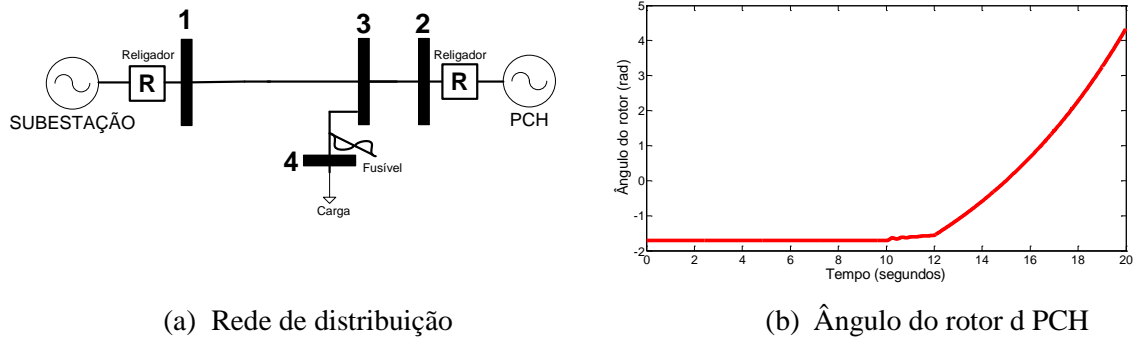
Para sistemas de potência, diz-se que o sistema é estável se ele se mantém ou retorna a um estado de operação normal e desejado após alguma perturbação (MOTTA, 2010) e (KUNDUR, 1994).

A principal preocupação na análise de estabilidade é verificar o sincronismo das máquinas geradoras em um curto período de tempo após a ocorrência de um distúrbio, durante o qual as ações dos controladores não têm um efeito significativo (ONS, 2017). Como critério de avaliação da estabilidade transitória de sistemas de distribuição, espera-se que as diversas GD atinjam um ponto estável de operação após um evento, e que os níveis de tensão em todas as barras do sistema não superem os limites estabelecidos, que a frequência no regime transitório oscile dentro de alguns limites e em regime permanente volte ao valor referência.

Nas redes de distribuição o desequilíbrio de carga e os ramais devem ser considerados nas simulações transitórias, pois, podem causar interferências nas respostas das máquinas geradoras e na qualidade da energia fornecida quando ocorre uma falta. Por exemplo, um curto-circuito monofásico em uma rede desequilibrada pode levar a sobretensões nas demais fases, o que não pode ser detectado ao realizar uma simulação balanceada.

Além disso, os ramais das redes de distribuição são predominantemente protegidos por fusíveis, e uma análise dos tempos de atuações destes elementos torna-se fundamental, principalmente devido à grande extensão e, conseqüentemente, grande exposição a falhas. Como exemplo, a Figura 4.1 (a) mostra uma rede de distribuição reduzida, com quatro barras e uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) conectada a barra 2. No instante $t = 10$ s, um curto-circuito trifásico é aplicado na barra 4, que é protegida por um fusível. A figura 4.1 (b) mostra o ângulo do rotor do gerador, que perde o sincronismo após a falha.

Figura 4.1 - Simulação de falha em ramal em uma rede de distribuição.



O problema da estabilidade transitória em sistemas de energia com n máquinas pode ser modelado por um conjunto de equações de oscilação, uma para cada máquina do sistema. Essas equações podem ser implementadas em um sistema de equações diferenciais de primeira ordem, de acordo com as equações (4.1) e (4.2).

$$M_i \cdot \frac{d\omega_i}{dt^2} + D_i \cdot \omega_i = P_{m_i} - P_{e_i} \quad (4.1)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_{i(t)} - \omega_s \quad (4.2)$$

Onde: M_i : Constante de inércia da i -ésima máquina [pu.s²]/rad; t : tempo em segundos; D_i : Constante de amortecimento da i -ésima máquina [pu.s]/rad; ω_i : Velocidade angular em cada instante [rad/s]; P_{m_i} : Potência mecânica de entrada para i -ésima máquina primária [p.u.]; P_{e_i} : Potência ativa injetada na rede pela i -ésima máquina [p.u.]; δ_i : Posição angular do eixo na i -ésima máquina com relação à respectiva velocidade síncrona no eixo de rotação [rad]; ω_s : Velocidade síncrona in [rad/s].

O aumento de penetração da GD em um sistema de distribuição não afeta significativamente a velocidade das máquinas em relação à velocidade síncrona, mas provoca um aumento da frequência de oscilação após uma falha (KUNDUR, 2004). Os geradores síncronos conectados a sistemas de distribuição, em geral, são de baixa potência nominal e possuem baixa inércia, resultando em um sistema com maior probabilidade de perda de sincronismo e, portanto, instabilidade (ANDERSON, 2003). Por esta razão, deve ser dada especial atenção aos sistemas de proteção, evitando sobretensão, sobrecorrente e ilhamentos involuntários.

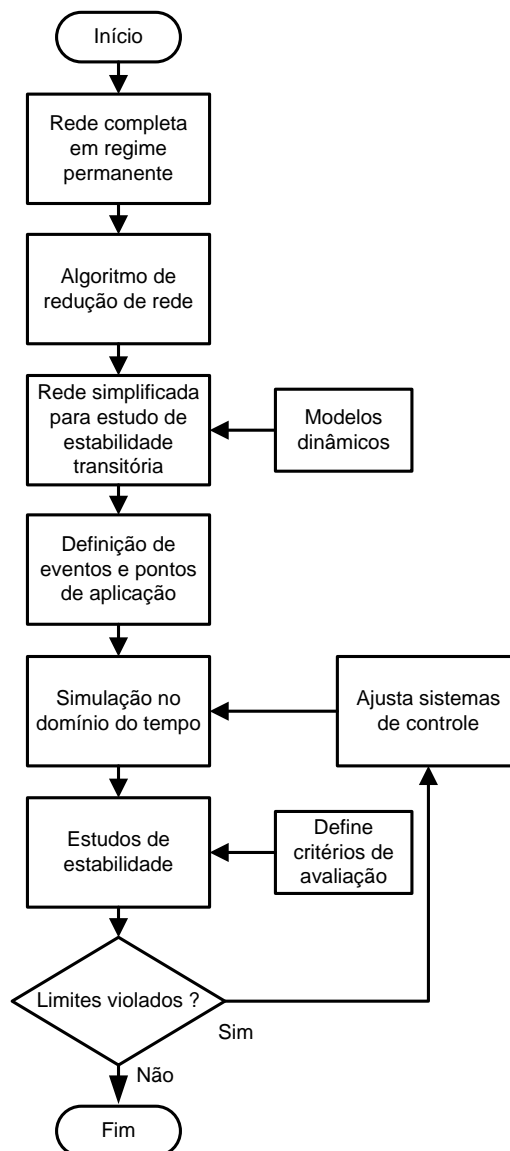
A solução do sistema de equações de oscilação das máquinas permite avaliar a estabilidade transitória do sistema.

4.2 VISÃO GERAL DA PROPOSTA

A análise de estabilidade em sistemas de distribuição torna-se uma árdua tarefa principalmente por estes sistemas apresentarem grande dimensão, redes extensas e com inúmeros ramais de derivação. Além disto, o desequilíbrio de cargas e a atuação da proteção de forma monofásica possibilita que este desequilíbrio seja em algum momento potencializado.

Como forma de avaliar a estabilidade transitória dos circuitos de distribuição com Geração Distribuída, este trabalho propõe uma metodologia global de análise, como ilustra a Figura 4.2.

Figura 4.2 - Fluxograma geral da metodologia proposta.



A seguir, será descrito as etapas propostas para avaliação dinâmica das redes de distribuição.

4.3 REDE SIMPLIFICADA

As redes de distribuição, em geral, são extensas, com muitas derivações e com cargas distribuídas. Para uma avaliação abrangente destes sistemas, com a utilização de simuladores no domínio do tempo, faz-se necessário a redução do sistema real para um circuito equivalente, de menor escala, e que represente fidedignamente a dinâmica da rede original.

Comumente em empresas de energia, onde apenas há alguns anos a geração distribuída teve aumento de penetração, o estudo de estabilidade angular dá-se de forma similar ao realizado em sistemas de transmissão, ou seja, considera-se o sistema equilibrado e representa-se o trecho compreendido entre a subestação e o ponto de conexão da geração. Desta forma, não são consideradas na avaliação de estabilidade, eventos nas derivações (ramais) do sistema e operação monofásica da proteção, bem como o efeito do desequilíbrio das cargas na operação da geração.

Uma das etapas deste trabalho propõe construir um modelo simplificado de rede, que mantenha a resposta dinâmica do circuito original, preservando os ramais e equipamentos de proteção mais significativos, permitindo assim que sejam simulados eventos em uma ampla parcela do circuito.

A rede simplificada é obtida a partir dos valores de tensão e fluxo de potência convergidos da rede completa, conforme as seguintes etapas:

- a) Identifica-se os equipamentos de geração, proteção e regulação de tensão que devem ser preservados no modelo simplificado. Estes elementos são: geradores distribuídos, fusíveis, capacitores, religadores e reguladores de tensão.
- b) Criam-se áreas, que são chamados de blocos, entre cada elemento selecionado, onde a metodologia definirá o ramo tronco entre estes elementos, ramais e cargas que serão representados;
- c) Para cada bloco criado, preserva-se a impedância de linha do ramo principal, que é a rede tronco entre estes elementos.
- d) Reduz-se o número de ramais dentro de cada bloco, aplicando-se os seguintes critérios: i) manter os ramos com maior impedância total; ii) manter o ramo com menor impedância total, e; iii) manter o ramal com elo fusível de maior capacidade.

Os ramais selecionados também têm suas impedâncias originais preservadas, assim como o anteriormente definido para o tronco.

e) Para cada bloco gerado, calculam-se as cargas dos ramais preservados e em seguida as cargas distribuídas no tronco.

As cargas dos ramais são obtidas por fase, calculadas a partir das tensões e correntes resultantes do fluxo de potência completo em estado estacionário, mantendo as quedas de tensão originais na rede simplificada, de acordo com (4.3):

$$S_f = V_f \cdot I_f^* \quad (4.3)$$

Em que S_f é a potência aparente da fase f (VA), V_f é a tensão de fase da fase f (V) e I_f^* é o conjugado da corrente de fase da fase f (A).

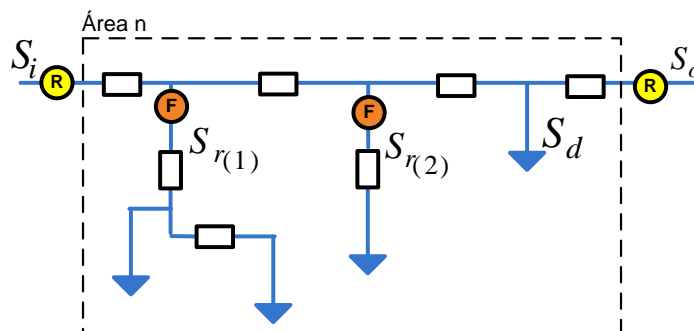
As cargas distribuídas que serão concentradas no tronco são obtidas pela diferença de potência que entra e sai do bloco, descontadas as potências dos ramais representados.

$$S_{d_f} = S_{i_f} - S_{o_f} - \sum_{n=1}^{nr} S_{r_f(n)} \quad (4.4)$$

Onde S_{d_f} é a potência aparente distribuída, da fase f (VA); S_{i_f} é a potência aparente que entra na área, na fase f (VA); S_{o_f} é a potência aparente que sai da área, na fase f (VA); S_{r_f} é a potência aparente da fase f do ramal n (VA); n varia até o número de ramais selecionados para serem representados na rede reduzida, dentro da área.

A figura 4.3 ilustra as variáveis utilizadas para determinar a potência distribuída em uma área n .

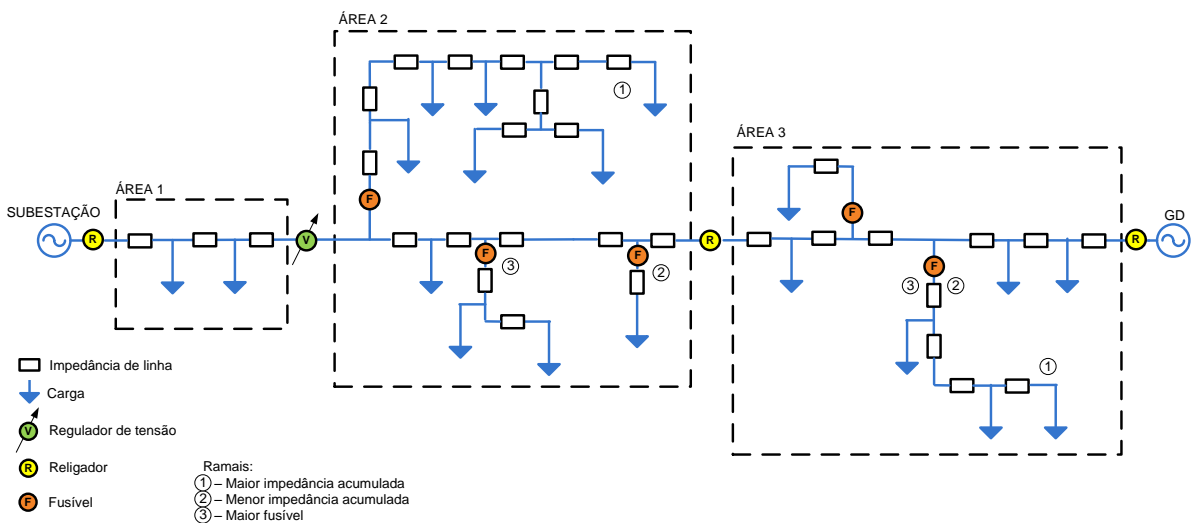
Figura 4.3 - Área hipotética e as potências consideradas na determinação da potência distribuída.



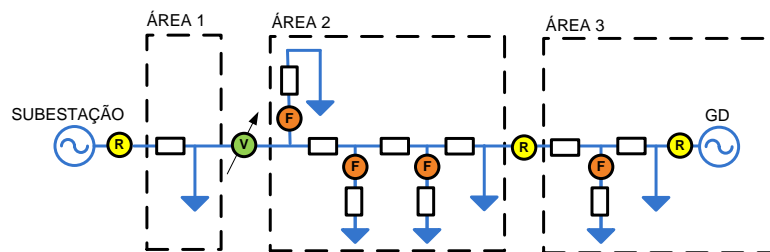
Com a metodologia proposta, o número de ramos a serem analisados pode ser significativamente reduzido, enquanto o modelo simplificado preserva os ramos e os fusíveis mais relevantes para a análise.

A Figura 4.4 mostra a aplicação da metodologia em uma rede hipotética, onde é ilustrada a preservação dos pontos de interesse e da impedância, assim como a concentração das cargas nos pontos notáveis.

Figura 4.4 - (a) Rede de distribuição completa (b) Rede de distribuição equivalente



(a)



(b)

Nesta rede exemplo, a aplicação da metodologia de redução de rede otimiza a rede a ser analisada, em que o circuito original foi dividido em três áreas, delimitadas por equipamentos de proteção ou regulação localizados no tronco. Dentro de cada área são preservados os ramos que apresentam maior e menor impedância e maior elo fusível, o que não necessariamente precisa ocorrer em ramos distintos, como pode-se observar na área 3 do exemplo.

As proteções utilizadas no sistema completo, para os pontos representados no sistema reduzido, são integralmente transferidas para o modelo de rede reduzida, tendo suas curvas de atuações tempo-corrente preservadas.

A seguir será descrito o método para definição dos eventos a serem aplicados nas simulações e a localização destas faltas.

4.4 ESPECIFICAÇÕES DE EVENTOS

A dimensão do sistema a ser analisado é crucial para o desempenho da análise. Como em geral sistemas de distribuição são de grande dimensão, fica impossível avaliar todas as contingências possíveis para todos os elementos do sistema. Neste sentido, a redução da rede real para uma rede equivalente, reduz a dimensão do problema, porém, a busca exaustiva ainda é inviável.

As sistematizações dos eventos, definindo pontos de maior relevância na análise da estabilidade angular transitória de sistemas de distribuição, bem como os tempos de eliminação dos defeitos tornam-se importantes na avaliação.

Sabe-se que eventos trifásicos são os de maior impacto para a geração síncrona, uma vez que um grande montante de potência é abruptamente desconectado. Assim, faltas desta natureza, próximos a GD, são muito relevantes. Curtos-circuitos trifásicos próximos à subestação caracterizam a perda da referência para a GD, fato este importante na análise. Curtos-circuitos trifásicos e monofásicos nos ramais do sistema de distribuição, onde o tempo de eliminação do defeito pode ser significativo para a permanência do sincronismo das gerações síncronas, tradicionalmente não são avaliados, talvez por praticidade. Estes são algumas das faltas que devem ser simuladas em uma análise para sistemas de distribuição e que este trabalho define critérios técnicos de tipo e localização.

Curtos-circuitos temporários representam 90% dos casos totais, e desses, 85% são do tipo fase-terra (CAMINHA, 1977), assim, estes eventos podem ser imperativos no estudo de estabilidade transitória.

Serão explorados quatro tipos de eventos: a) Variação de Carga; b) Curtos-circuitos permanente em ramal com abertura de elemento fusível; c) Curtos-circuitos temporários em ramal com operação e religamento automático das proteções; e d) Curtos-circuitos temporários no tronco do alimentador, com religamento automático das proteções.

Atualmente os critérios operativos dos sistemas de distribuição preveem o desligamento das GD durante um evento, ou seja, no intervalo de religamento das proteções as GD devem ser desligadas e o sistema ser reestabelecido sem outras fontes de energia.

Este trabalho propõe um método para determinação dos pontos a serem aplicadas faltas, com intuito de avaliar-se a estabilidade transitória do sistema de distribuição.

A Tabela 4.1 ilustra os pontos críticos para atuação da proteção e para recuperação transitória da estabilidade angular.

Tabela 4.1 - Localização e eventos aplicados a rede de distribuição com GD.

<i>Evento</i>	<i>Tipo</i>	<i>Local</i>
Rejeição da Maior Carga em Ramal	Permanente	Ramal com Maior Carga
Curtos-Circuitos Fase-Terra	Temporário e Permanente	Próximo à subestação
		Entre subestação e cada GD
		Próximo às GD
Curtos-Circuitos Trifásicos	Temporário e Permanente	Ramais
		Próximo à subestação
		Entre subestação e cada GD
		Próximo as Gerações
		Ramais

Falhas nos barramentos críticos indicados na Tabela 4.1, acarretam as seguintes severidades impostas ao sistema de distribuição e às GD conectadas:

i) Barra mais próxima de cada subestação – falhas neste ponto podem decorrer de atuação da proteção geral do alimentador, ocasionando perda de referência para as GD e sua desconexão do sistema elétrico;

ii) Barra mais próxima de cada gerador distribuído – ponto do sistema onde a GD terá maior rejeição de carga para eventos trifásicos;

iii) Uma barra intermediária, entre cada GD e a subestação – ponto onde os sistemas de proteção podem não identificar ilhamentos de GD ou onde os tempos de atuação podem ser os menores devido as impedâncias e contribuições do sistema;

iv) Uma barra a jusante, mais próximo de cada fusível de proteção da saída do ramal – ponto onde o ramal ficará exposto a maior corrente de curto-circuito e a maior perda de potência na atuação do fusível;

v) A barra com maior impedância acumulada em cada ramal - ponto onde o ramal terá a menor corrente de curto-circuito e, conseqüentemente, o maior tempo de atuação do fusível.

Por segurança as distribuidoras determinam a retirada da GD durante a atuação da proteção, salvaguardando de maneira conservadora o sistema elétrico e os próprias GD. Contudo, este trabalho buscará evidenciar que a manutenção do sincronismo das GD contribui significativamente como suporte de potência ativa e reativa, de forma a obtermos um restabelecimento mais rápido das condições normais de operação e menores violações transitórias. Neste sentido, as análises deste trabalho também abordam a operação monopolar dos equipamentos de proteção nos sistemas de distribuição, prática atualmente só aplicada a sistemas de transmissão. Será mostrado que esta condição de operação contribui para o sucesso da permanência do sincronismo das máquinas e para a redução das variações de tensão e frequência do sistema.

4.5 AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE

Neste trabalho, como critério de avaliação da estabilidade transitória dos sistemas de distribuição, espera-se que as várias GD alcancem um ponto de operação estável após uma perturbação. Além disso, espera-se que a qualidade da energia permaneça dentro dos limites aceitáveis de operação e segurança, que são:

- i) os níveis de tensão e frequência em todas as barras do sistema não devem exceder os limites estabelecidos para o estado transitório e estacionário, e
- ii) os geradores da GD não devem ser submetidos a efeitos torcionais nocivos.

Essas condições serão cumpridas quando os limites das variáveis mostrados na Tabela 4.2 forem atendidos, onde os limites adotados são típicos das redes de distribuição (ANEEL, 2017) e (ONS, 2017).

Tabela 4.2 - Limites operacionais.

<i>Variável</i>	<i>Valores aceitáveis</i>	<i>Descrição</i>
δ_i	$< \delta_{crítico}$	Ângulo do rotor da máquina em regime permanente.
ΔP	$\leq 0,5$ p.u.	Esforço Torcional, na base da máquina.
VRT	0,90 p.u. \leq VRT $<$ 1,10 p.u. (normalizar para VRP em 3 segundos)	Tensão em regime transitório.
VRP	0,93 p.u. \leq VRP \leq 1,05 p.u.	Tensão em regime permanente.
FRT	56,5Hz \leq FRT \leq 66,0Hz (normalizar para FRP em no máximo 30 segundos)	Frequência em regime transitório.
FRP	59,9Hz \leq FRP \leq 60,1Hz	Frequência em regime permanente.

O ângulo δ_i de cada gerador síncrono, deve operar em valor inferior ao ângulo crítico. Esta condição é verificada na simulação no domínio do tempo quando a máquina encontra um ponto de operação estável após o evento e a operação das proteções.

O ângulo crítico da operação é obtido quando a derivada da potência sincronizante é zero, isto é, o ponto de máxima transferência de potência. O esforço torcional é obtido pela diferença da potência ativa gerada imediatamente antes e imediatamente após a contingência, cuja razão não deve exceder 0,5 pu, nas bases da máquina, para proteger o eixo do sistema gerador-turbina (IEEE WGR, 1980). Os valores de tensão e frequência em regime transitório e permanente, são definidos pelas agências reguladoras.

A avaliação do esforço torcional das máquinas, está baseado na diferença de potência ativa gerada imediatamente antes e após o chaveamento (ΔP) que é dada por:

$$\Delta P = Pe_{(0-)} - Pe_{(0+)} \leq 0,5 \quad (4.5)$$

Onde: $Pe_{(0-)}$ e é a potência ativa gerada imediatamente antes do chaveamento, e $Pe_{(0+)}$ e é a potência ativa gerada imediatamente após o chaveamento, e; 0,5 pu é calculado com base na potência nominal aparente do gerador.

Esse critério foi proposto por um Working Group do IEEE (IEEE WGR, 1980) de forma empírica para salvar o eixo dos sistemas gerador-turbina, devido a chaveamentos na rede elétrica (SIMULIGHT, 2015).

As tensões em regime permanente, bem como a frequência do sistema deverá permanecer dentro de faixas adequadas, como determina o PRODIST (PRODIST, 2017).

Alguns aspectos inerentes aos sistemas de distribuição devem ser considerados ao se analisar a estabilidade transitória. Do ponto de vista da distribuidora, busca-se que a qualidade do fornecimento não degrade com a nova conexão, ou seja, que a qualidade da energia não seja alterada e que durante um evento a nova fonte seja desconectada do sistema evitando interferências ao macro sistema.

Do lado do produtor de energia, busca-se uma produção efetiva, com a maximização da geração de potência ativa, gerando invariavelmente com fator de potência unitário.

Neste trabalho é proposta uma metodologia onde o sistema de distribuição é reduzido a uma rede simplificada, em que os pontos para simulação de falhas são otimizados, permitindo ao analista uma análise global mais eficiente. Os critérios para avaliação das simulações realizadas são objetivos e determinam se o sistema será transitoriamente estável ou não para estes eventos, que correspondem às principais e potenciais falhas que o sistema real estará submetido. Entretanto, além destes critérios objetivos de avaliação, os sistemas de distribuição com GD devem ter estratégias de proteção que favoreçam o reestabelecimento e a permanência das GD durante falhas temporárias. A operação monopolar de equipamentos religadores, que tradicionalmente tem operação tripolar em sistemas de distribuição, é uma alternativa para mantermos as GD durante a limpeza da falha. Outro fator relevante é o ajuste eficiente dos sistemas de controle, que na metodologia proposta é previsto para todos os casos em que há instabilidade.

A avaliação tradicional em que a premissa é um sistema equilibrado e com apenas o equivalente da rede entre a subestação e as GD, pode incorrer em erros na análise dos sistemas de distribuição. O aumento do desequilíbrio de cargas, bem como eventos em derivações, pode afetar a operação, em prejuízos tanto a distribuidora quanto ao gerador. O gerador síncrono operando com acentuado desequilíbrio desenvolve torques e frequência dupla no rotor, causando sobreaquecimento e perdas no ferro. Este efeito torcional pode reduzir a vida útil da máquina e ocasionar prejuízos inesperados.

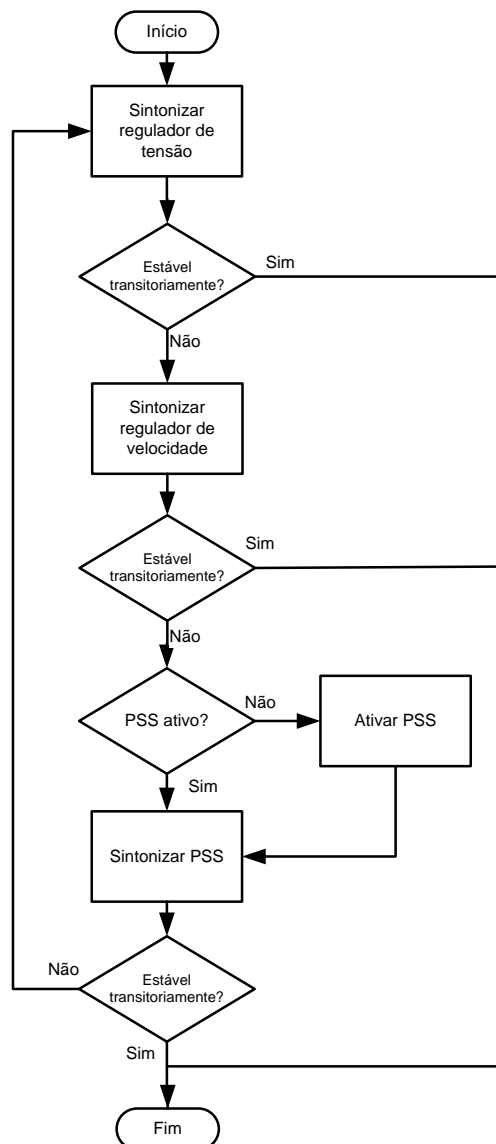
A metodologia proposta busca sistematizar esta análise, de forma a garantir que pontos importantes sejam verificados. Busca-se também nesta tese, atentar para a mudança dos paradigmas das distribuidoras, pois a medida que a penetração de GD aumenta, uma saída maciça de geração pode trazer transtornos operacionais irreparáveis, como um blackout ou acentuadas violações de qualidade.

4.6 AJUSTE DOS SISTEMAS DE CONTROLE

Na análise de estabilidade transitória de sistema de distribuição é comum ajustar os controladores de velocidade, tensão e sinal estabilizador. Os ajustes inicialmente definidos podem não atender aos critérios de qualidade ou à condição de estabilidade transitória. Em uma análise tradicional, o ajuste dos controles pode não abranger todos as simulações, tão pouco ser reavaliado para todos os eventos quando de uma condição de instabilidade.

Na metodologia proposta um algoritmo é aplicado sempre que há uma instabilidade detectada. Primeiramente é sintonizado o regulador de tensão, em seguida o de velocidade e por último o estabilizador de sistema de potência (PSS) como indicado no fluxograma da Figura 4.5 (WANG, 2015).

Figura 4.5 - Fluxograma do algoritmo de sintonização dos controles.



A instabilidade transitória ocorre tipicamente na primeira oscilação, o que resulta na necessidade de reguladores de tensão mais rápidos, o que, por sua vez, dificulta o amortecimento inerente das máquinas e pode ocorrer instabilidade nas oscilações subsequentes (NAZARI, 2013). A sequência proposta prioriza o ajuste do regulador de tensão, seguido do regulador de velocidade e do PSS. Se depois de ajustar os reguladores de tensão e velocidade, a estabilidade não é alcançada, o PSS é ajustado ou inserido no sistema de controle.

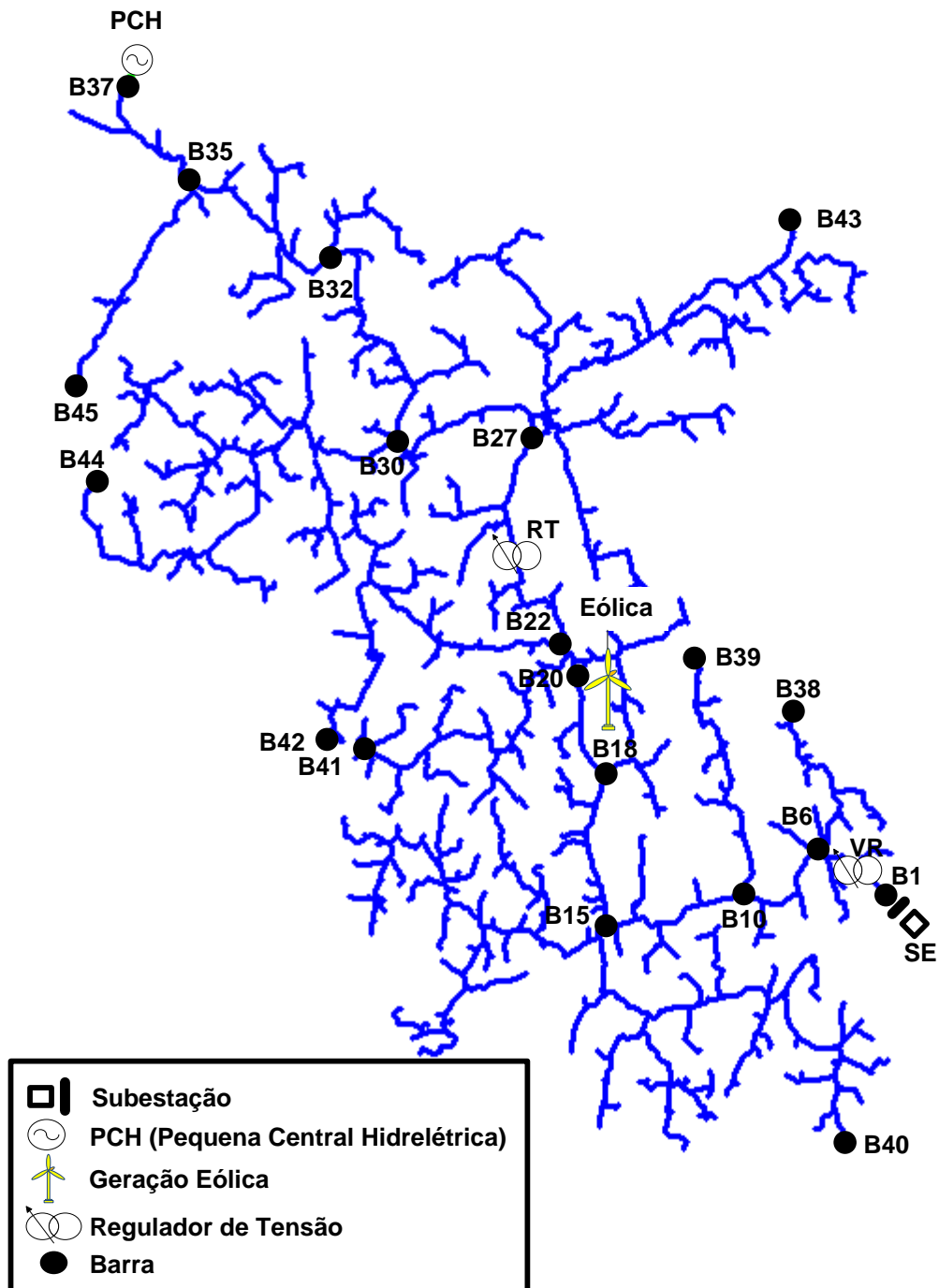
No próximo capítulo será mostrada uma aplicação experimental da metodologia proposta, aplicada em uma rede real.

5 ESTUDO DE CASO

Como estudo de caso, foi utilizada neste trabalho uma rede de distribuição real, com 44,8 km de tronco, 6.309 barras. Nesta rede tem-se uma Geração distribuída do tipo Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e uma geração do tipo Eólica.

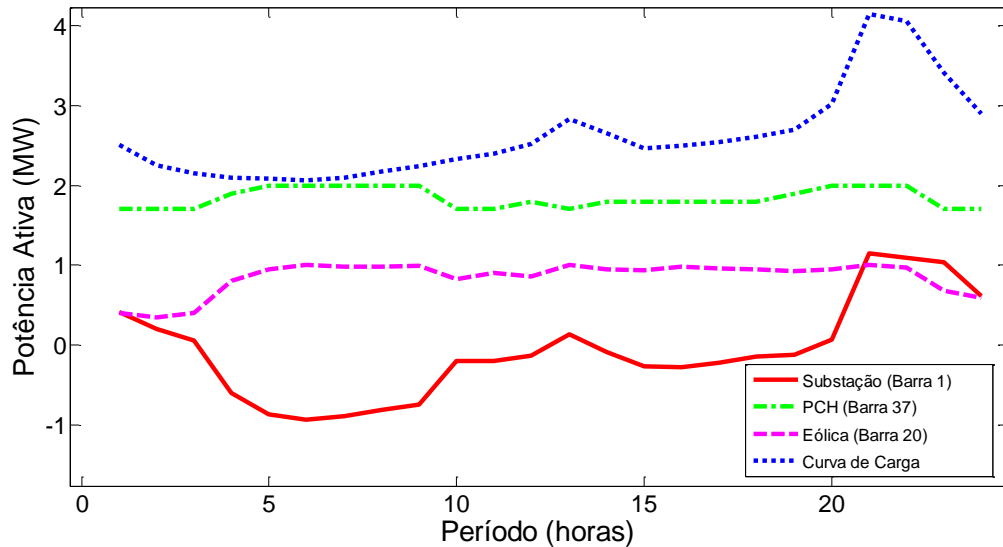
A Figura 5.1 ilustra o diagrama unifilar do sistema de distribuição analisado.

Figura 5.1 - Rede de distribuição completa.



A Figura 5.2 mostra um gráfico contendo as curvas de carga e das gerações contidas no alimentador em análise.

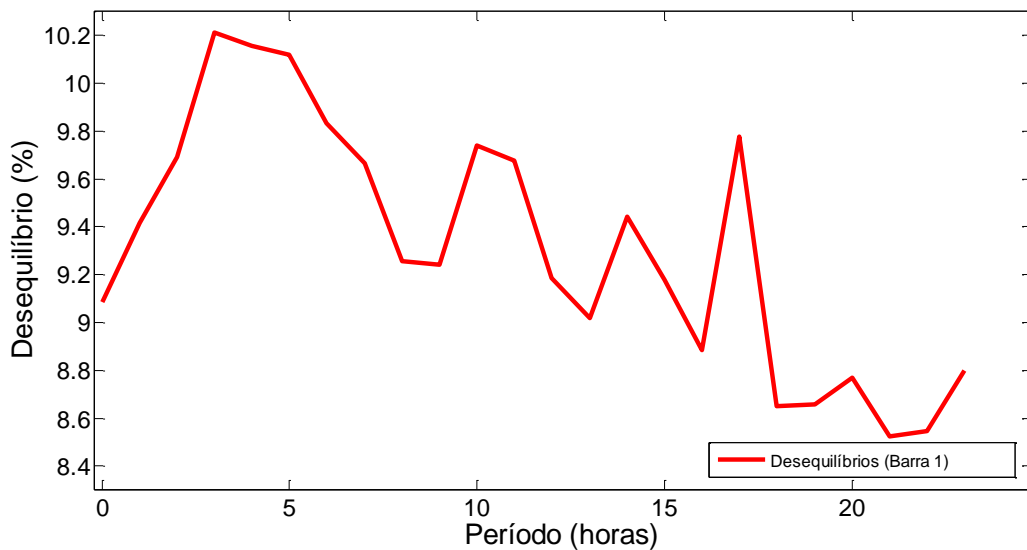
Figura 5.2 - Curvas de carga e geração



A linha pontilhada em azul mostra a curva de carga do alimentador sem qualquer geração distribuída, ou seja, o suprimento ocorre apenas pela subestação. As curvas verde e magenta são, respectivamente, as curvas de geração da PCH e da Eólica. A linha vermelha é a curva resultante na subestação quando as duas GD estão gerando suprindo totalmente ou parte da carga. Nota-se que para um grande período, nestas condições, a carga é totalmente suprida pelas GD e há excesso de geração, resultando em injeção de potência na subestação.

A Figura 5.3 mostra o desequilíbrio de potência entre as fases, tendo como referência a subestação. Esta é uma característica inerente aos sistemas de distribuição, que predominantemente atendem cargas desequilibradas ao longo de sua extensão.

Figura 5.3 - Desequilíbrio de potência ativa na subestação.



Observa-se ainda o índice de desequilíbrio de carga da subestação, que atinge 10,21% de valor máximo no período da madrugada.

A seguir será detalhada a modelagem das fontes de geração e seus controles e posteriormente a validação da rede simplificada, gerada a partir da rede real, através da metodologia proposta.

5.1 CARACTERÍSTICAS DINÂMICAS DAS GERAÇÕES DISTRIBUÍDAS

A Geração Distribuída considerada neste estudo é uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e um Gerador Eólico. Assim como a rede de distribuição, a PCH está em operação no município de Barão do Triunfo, atendida pela Permissionária de distribuição de Energia Certaja. Já a Geração Eólica não está em operação e está sendo simulada de maneira hipotética.

A PCH é uma geração síncrona de 3,125 MVA enquanto a Eólica é assíncrona de 1 MVA, conectada ao sistema através de conversores de potência, que serão devidamente detalhados a seguir.

5.1.1 Pequena Central Hidrelétrica (PCH)

A PCH está constituída por dois geradores síncronos com potência nominal de 1,562 MVA, injetando potência na rede de 23,1 kV, através de uma subestação elevadora. As características individuais dos geradores síncronos são destacadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Características do Gerador Síncrono.

<i>Potência Nominal (MVA)</i>	<i>1,5620</i>
Número de Polos	10
Tipo de Rotor	Saliente
Rotação nominal (rpm)	720
Constante de Tempo de Inercia do gerador (s)	0,7557
Resistência do Estator R (pu)	0,0100
Reatância do Estator X' (pu)	0,1000
Reatância Síncrona de Eixo Direto Xd (pu)	0,9106
Reatância Síncrona de Eixo em Quadratura Xq (pu)	0,4659
Reatância Transitória de Eixo Direto Xd' (pu)	0,4365
Reatância Subtransitória de Eixo Direto Xd'' (pu)	0,2950
Reatância Subtransitória de Eixo em Quadratura Xq'' (pu)	0,3782
Reatância de Sequência Zero X0 (pu)	0,1346
Reatância de Sequência Negativa X2 (pu)	0,3366
Tempo transitório em circuito aberto no eixo direto T'd0 (s)	1,7582
Tempo subtransitório em circuito aberto no eixo direto T''d0 (s)	0,0127
Tempo subtransitório em circuito aberto no eixo em quadratura T''q0 (s)	0,0200

As curvas características em vazio e em curto-circuito do gerador, podem ser vistas na Figura 5.4 e Figura 5.5, respectivamente.

Figura 5.4 - Característica em vazio do Gerador Síncrono.

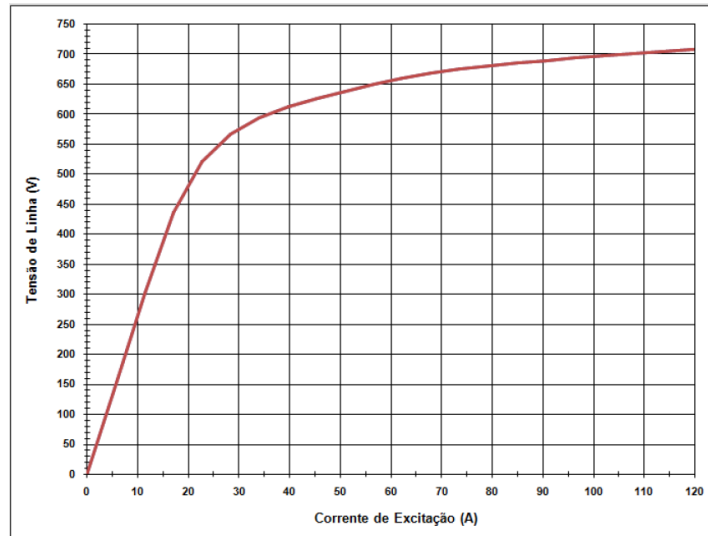
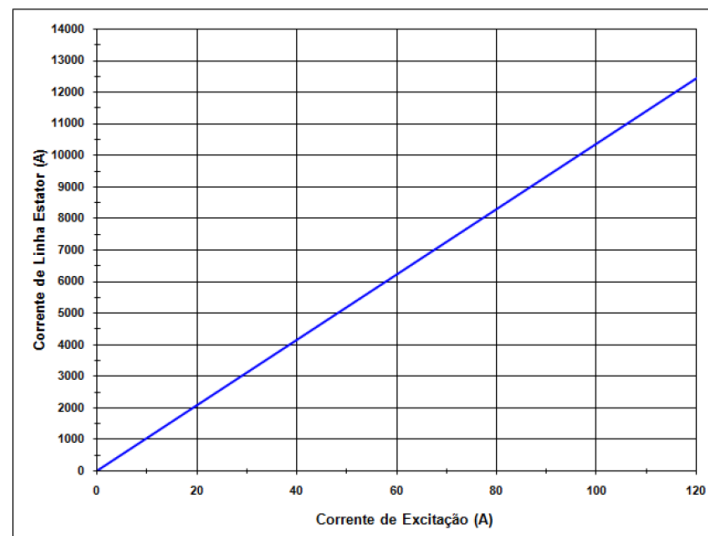
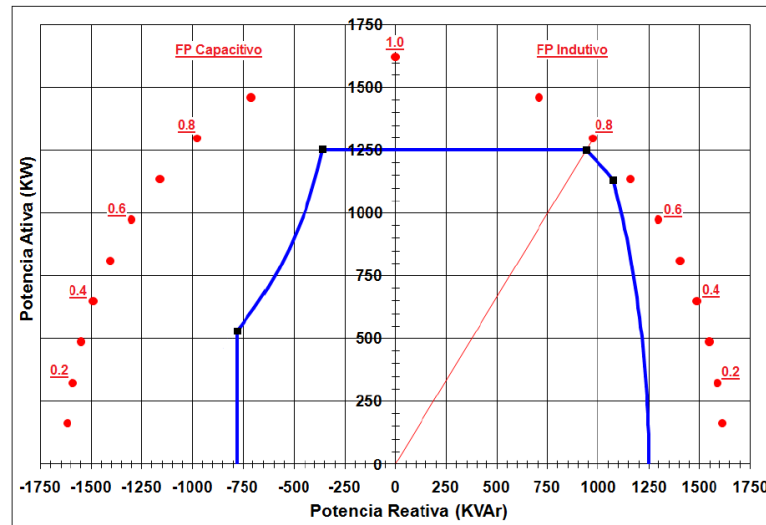


Figura 5.5 - Característica em curto-circuito do Gerador Síncrono.



A curva de Capacidade (Capability Curve) do gerador, pode ser observada na Figura 5.6.

Figura 5.6 - Curva de Capacidade do Gerador Síncrono.



As unidades geradoras estão conectadas ao sistema de 23,1 kV da distribuidora, através de um transformador elevador, 440/23100 V, com potência nominal de 3,125 MVA. A ligação é YNd1, sendo o lado YN voltado para a geração. A impedância do transformador é de 6%. Para assegurar critérios de proteção, foi instalado um transformador de aterramento com ligação Zig-Zag, na barra de saída da PCH, ou seja, no lado d1 do transformador de potência. Este transformador possui uma impedância X_0 de 150 Ω por fase.

A seguir serão detalhados os sistemas de controle aplicados à PCH.

5.1.2 Controlador de velocidade

O Controlador de Velocidade utilizado foi o tipo HYGOV (IEEE, 2006). Este regulador é uma representação típica para sistemas hidráulicos.

A Figura 5.7 mostra o Diagrama de Blocos do Controle e a Tabela 5.2 os parâmetros ajustados.

Figura 5.7 - Controlador de Velocidade – Tipo HYGVOV.

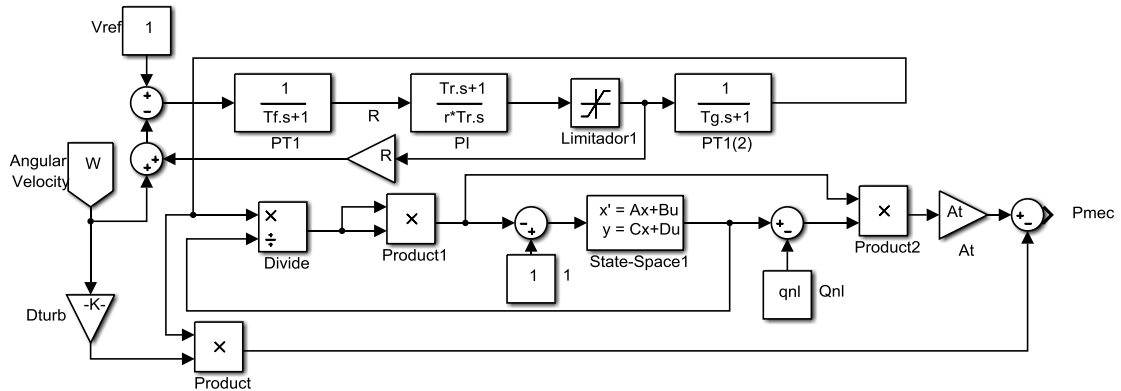


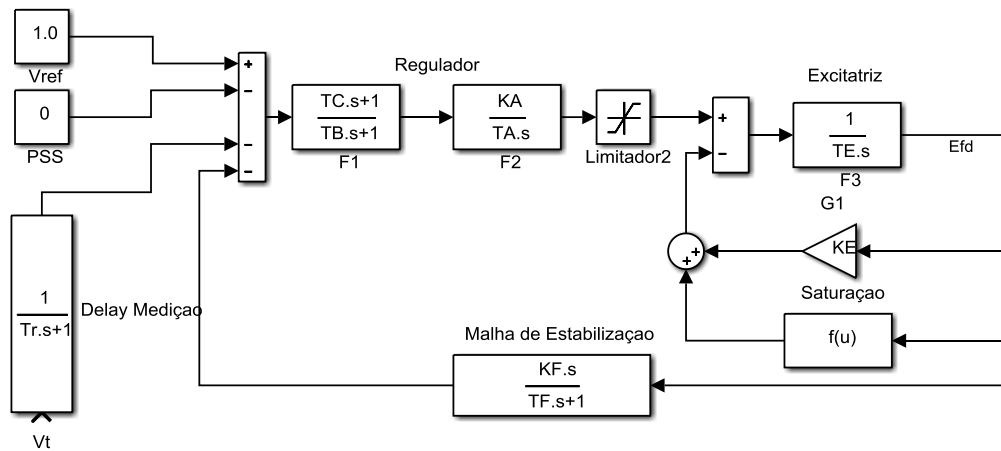
Tabela 5.2 - Parâmetros do Regulador de Velocidade.

<i>Variável</i>	<i>Descrição</i>	<i>Valor</i>
R	Estatismo Temporário (pu)	0,3
Tr	Constante de Tempo do Regulador (s)	5
Tf	Constante de Tempo do Filtro (s)	0,1
Tg	Constante de Tempo do Servo (s)	0,002
Tw	Constante de Tempo Hidráulica da água (s)	2,0
At	Ganho da Turbina (pu)	1,0
Dturbo	Amortecimento da Turbina (pu)	0,01
Qnl	Vazão de água s/carga que representa as perdas fixas da turbina (pu)	0,01
R	Estatismo Permanente (pu)	0,05
Gmin	Posição mínima do gate (pu)	0,0
Gmax	Posição máxima do gate (pu)	1,0
Velm	Velocidade limite do gate (pu/s)	0,15

5.1.3 Regulador de tensão

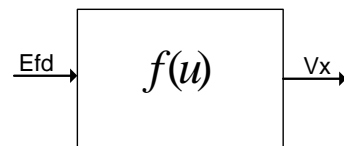
O modelo de Regulador de Tensão utilizado foi o DC2A-DC, que representa uma excitatriz rotativa DC, com campo controlado, possuindo ação de controle contínuo (IEEE, 2006). O diagrama de blocos da Figura 5.8 ilustra o controle utilizado.

Figura 5.8 - Regulador de Velocidade – Tipo DC2A-DC.



A Figura 5.9 e a Equação 5.1, mostram a modelagem da saturação.

Figura 5.9 - Bloco Saturação de DC2A-DC.



$$V_x = E_{fd} \cdot S_E(E_{fd}) \quad (5.1)$$

Onde: V_x : sinal proporcional à saturação.

Os parâmetros do Regulador de Tensão são definidos na Tabela 5.3.

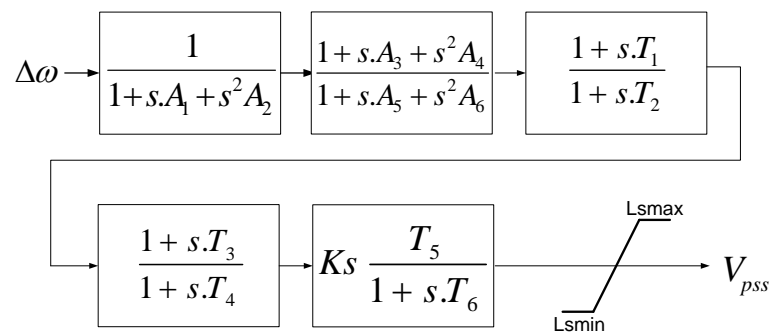
Tabela 5.3 - Parâmetros do Regulador de Tensão.

<i>Variável</i>	<i>Descrição</i>	<i>Valor</i>
Tr	Tempo de Medição (s)	0,020
TB	Constante de Tempo do Filtro Regulador (s)	0,020
TC	Constante de Tempo do Filtro – Derivativo (s)	0,100
KA	Ganho do Controle (pu)	150
TA	Constante de Tempo do Controle (s)	0,015
TE	Constante de Tempo da Excitatriz (s)	0,500
KE	Constante da Excitatriz (pu)	0,960
E1	Fator 1 de Saturação (pu)	3,130
SE1	Fator 2 de Saturação (pu)	0,100
E2	Fator 3 de Saturação (pu)	4,180
SE2	Fator 4 de Saturação (pu)	0,500
KF	Ganho da Malha de Estabilização (pu)	0,010
TF	Constante de Tempo da Malha de Estabilização (s)	1,000
Vrmin	Tensão Mínima do Controlador de Saída (pu)	-1,000
Vrmax	Tensão Máxima do Controlador de Saída (pu)	1,0

5.1.4 Power System Stabilizer (PSS)

Como Sinal Adicional Estabilizador foi utilizado o modelo IEEE Standard, ilustrado na Figura 5.10.

Figura 5.10 - PSS IEEE Standard.



Os parâmetros foram ajustados conforme Tabela 5.4, a seguir.

Tabela 5.4 - Parâmetros do PSS.

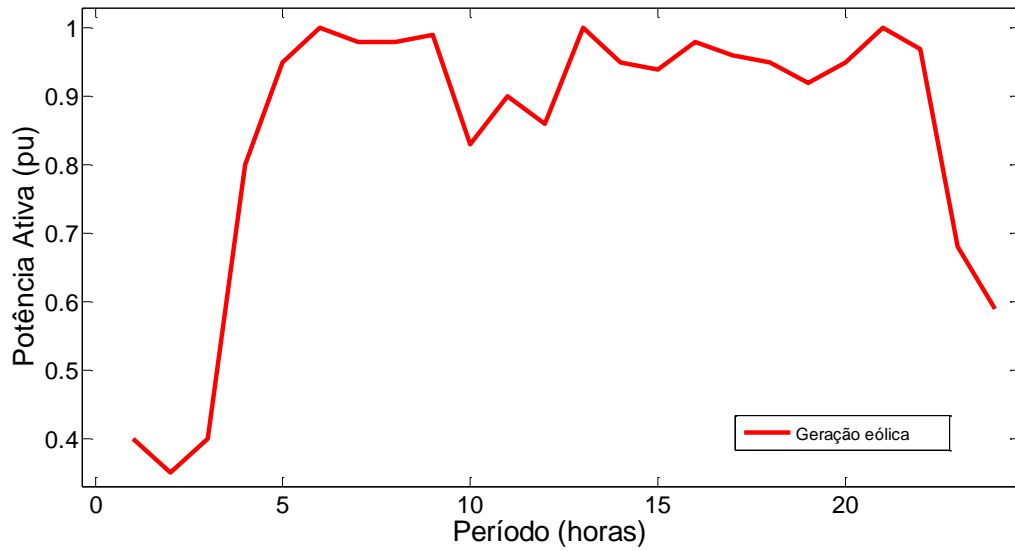
Variável	Descrição	Valor
T1	Avanço-atraso, constante de tempo Derivativa (s)	0,050
T2	Avanço-atraso, constante de tempo Derivativa (s)	0,300
T3	Avanço-atraso, constante de tempo Derivativa (s)	1,000
T4	Avanço-atraso, constante de tempo Derivativa (s)	1,200
Ks	Ganho do Estabilizador (pu)	-50,00
T5	Constante de Tempo Derivativa do Estabilizador (s)	1,000
T6	Constante de Tempo do Estabilizador (s)	1,000
A1	Constante de Tempo do Filtro (s)	0,000
A2	Constante de Tempo do Filtro (s)	0,000
A3	Constante de Tempo do Filtro (s)	0,500
A4	Constante de Tempo do Filtro (s)	1,000
A5	Constante de Tempo do Filtro (s)	2,000
A6	Constante de Tempo do Filtro (s)	1,000
Lsmin	Saída mínima do controle (pu)	-0,100
Lsmax	Saída máxima do controle (pu)	0,100

5.1.5 Gerador eólico

Nesta aplicação a geração eólica foi modelada como um gerador assíncrono com dupla alimentação (DFIG). Esta configuração, de velocidade variável, permite controlar a potência ativa e reativa injetada na rede, através de um conversor estático.

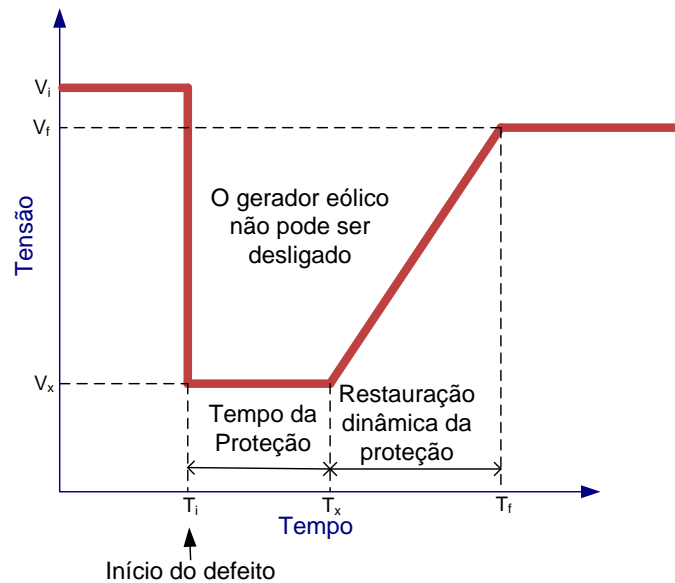
A potência nominal do gerador é 1 MVA, e a curva de potência ativa gerada pode ser vista na Figura 5.11.

Figura 5.11 - Curvas de Potência gerada pelo Gerador Eólico.



As unidades geradoras eólicas não devem ser desligadas para as variações de tensão provocadas por defeitos na rede, conforme Figura 5.12, onde no Brasil $V_f=95\%$, $V_x=25\%$, $T_i=0s$, $T_x=0,20s$ e $T_f=0,75s$ (MATA, 2005).

Figura 5.12 - Desempenho durante curtos-circuitos trifásicos - Tensão do gerador em %.



Fonte: (ONS, 2017).

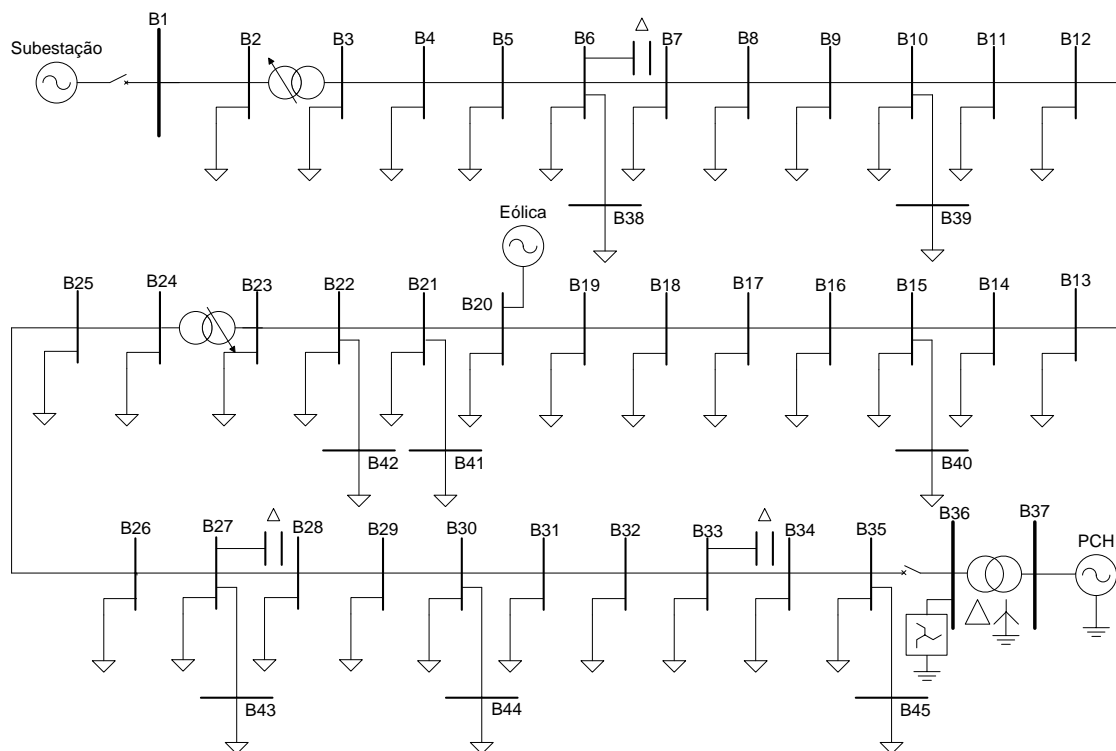
A seguir será mostrada a validação da rede simplificada.

5.2 VALIDAÇÃO DA REDE SIMPLIFICADA

A rede original, com grande extensão e cargas desequilibradas, foi reduzida a uma rede simplificada de igual resposta dinâmica, conforme destacado no método proposto.

A rede real utilizada para demonstração da metodologia, com 6.309 barras, foi reduzida a 45 barras, conforme mostra o diagrama unifilar da Figura 5.13.

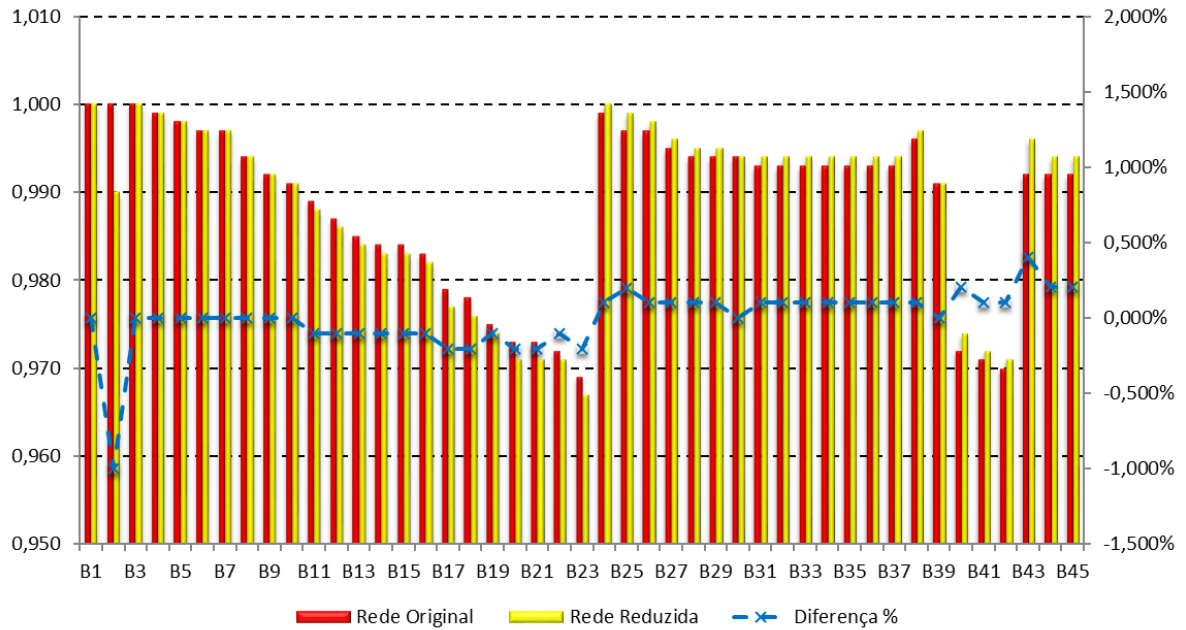
Figura 5.13 - Rede de distribuição utilizada no estudo experimental.



As barras preservadas foram as que continham equipamentos de proteção, ramais significativos e conexão de GD. As cargas dos ramais são concentradas, no entanto, a impedância total do ramal é preservada, de modo que se pode simular um curto-circuito no início ou no final do ramal, obtendo-se a atuação do elemento protetor e a rejeição de carga equivalente.

A validação da rede simplificada foi realizada por comparação com o fluxo de potência original, calculado no software Sinap Grid, da empresa Sinapsis Inovação e Energia. Foram comparadas algumas grandezas elétricas em regime permanente, entre as redes completa e simplificada. Observa-se primeiramente o comparativo de tensões nas barras, sem a conexão de quaisquer GD, conforme ilustra a Figura 5.14.

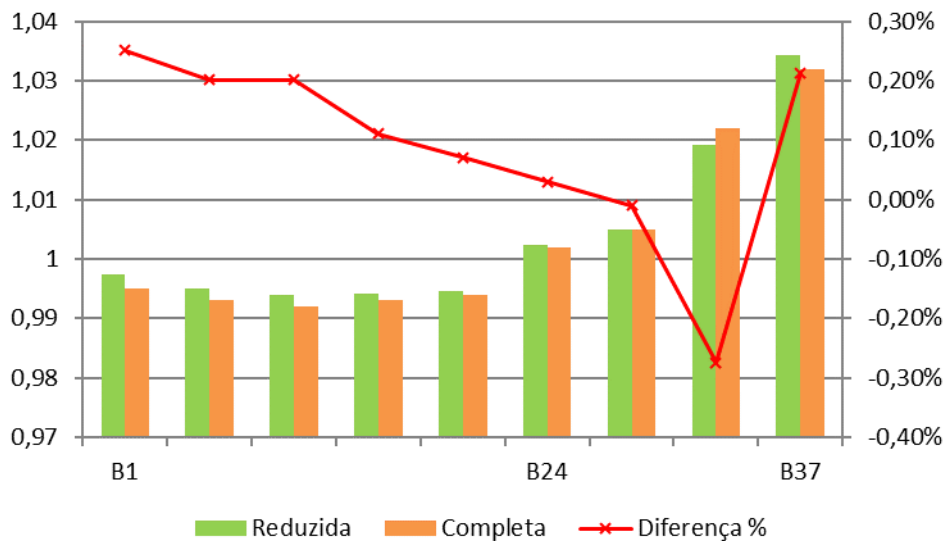
Figura 5. 14 - Comparativo de tensões nas Barras sem GD.



Vimos nesta condição que a diferença percentual entre as tensões da rede original e a rede reduzida fica entre -1,01% e 1,13%.

Analisando as redes original e reduzida com a conexão da PCH, vimos na Figura 5.15, o comparativo entre as tensões em algumas barras do tronco.

Figura 5.15 - Comparativo de tensões entre a rede original e reduzida com a PCH conectada.



Novamente a diferença entre as tensões fica entre valores aceitáveis, -0,27% e 0,25. O fluxo de potência para a rede simplificada apresenta uma diferença máxima de 3,43% se comparado à rede original, conforme mostra a Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Comparativo dos Fluxos de Potência.

	<i>Rede Original</i>	<i>Rede Simplificada</i>	<i>Variação %</i>
Fluxo na Subestação	0,11 + j0,50 MVA	0,10 + j0,52 MVA	3,43%
Fluxo na PCH	2,00 + j0,00 MVA	2,00 + j0,00 MVA	0,00%
Tensão na conexão PCH	1,032 p.u.	1,034 p.u.	0,19%

Como as diferenças ficaram inferiores a $\pm 5\%$, o modelo reduzido foi considerado satisfatório.

A seguir, são demonstrados os eventos a serem aplicados nos sistemas de distribuição para avaliação da estabilidade transitória, de acordo com a metodologia proposta.

5.3 DEFINIÇÃO DOS EVENTOS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Mesmo com a redução da rede a ser avaliada é necessário otimizar os pontos para a aplicação de eventos, bem como ter definido os eventos relevantes para a análise da estabilidade transitória.

Os eventos propostos para esta aplicação são mostrados na Tabela 5.6, e compreendem os pontos críticos para atuação da proteção e para recuperação transitória da estabilidade angular, definidos na metodologia.

Tabela 5.6 - Eventos e respectivas barras para aplicação na simulação.

<i>Segmento</i>	<i>Curto-circuito</i>	<i>Barras</i>
Tronco	Trifásico	1, 20 e 35
	Fase-terra	1, 20 e 35
Ramais	Rejeição de carga	41
	Trifásico	6, 10, 15, 20, 22, 27, 30, 35, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44 e 45
	Fase-terra	6, 10, 15, 20, 22, 27, 30, 35, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44 e 45

Os principais eventos a serem analisados são os curtos-circuitos e a perda de carga no ramal crítico, onde as respostas transitórias das máquinas a estes eventos é o principal interesse do estudo.

Destacam-se os eventos nos ramos, que podem causar instabilidade transitória na GD, e que normalmente não são analisados em redes de distribuição. Este trabalho demonstra algumas situações em que isso é verificado.

Após as simulações, havendo instabilidade transitória, um algoritmo de otimização ajustará os controles e seus respectivos tempos.

Outro aspecto importante nesta aplicação, é a utilização de religadores no modo de operação monopolar. Tradicionalmente em redes de distribuição, a operação tripolar é amplamente utilizada, no entanto, este trabalho também demonstrará que redes com GD, a utilização de o religamento monopolar demonstra um papel fundamental na estabilidade transitória.

Vale ressaltar que idealmente, após uma falha temporária no sistema de distribuição, espera-se que as GD síncronas mantenham seu sincronismo após o religamento dos equipamentos de proteção, mantendo os limites de operação dentro de valores pré-estabelecidos.

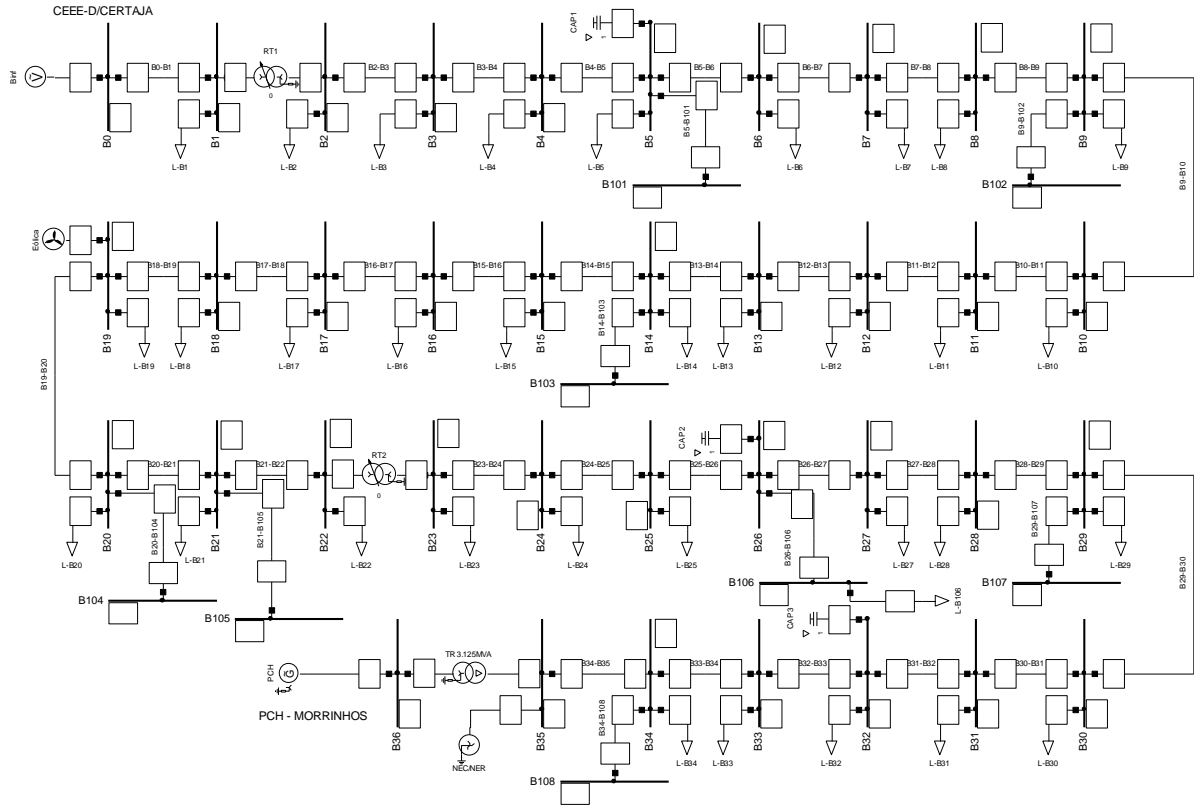
5.4 ANÁLISE DA ESTABILIDADE ANGULAR DOS EVENTOS

A metodologia foi aplicada em um sistema de distribuição real, reduzida a uma rede simplificada de 45 barras. Conforme seção 6.4, foram definidos 39 eventos a serem aplicados para avaliar a estabilidade transitória deste alimentador.

Todas as simulações foram implementadas utilizando-se o programa DigSilent-PowerFactory, por ser um software consagrado e que permite a modelagem e a simulação RMS trifásica desbalanceada (DigSILENT, 2011).

A Figura 5.16 mostra a rede simplificada modelada no PowerFactory, ilustrada anteriormente no diagrama unifilar.

Figura 5.16 - Rede simplificada modelada no Power Factory – DigSilent.



Como o objetivo desta tese é demonstrar a metodologia, serão detalhados três casos onde detectou-se instabilidade transitória e a metodologia utilizada resultou em adequação do sistema:

- Simulação 1: curto-circuito fase-terra no tronco – comparativo entre o religamento monopolar e tripolar;
- Simulação 2: falta trifásica em ramal;
- Simulação 3: falta trifásica em ramal após ajustes nos sistemas de controle.

Ao final deste capítulo um resumo de todas as simulações para este estudo de caso será demonstrado.

5.4.1 Estudo 1: curto-circuito fase-terra no tronco – comparativo entre o religamento monopolar e tripolar

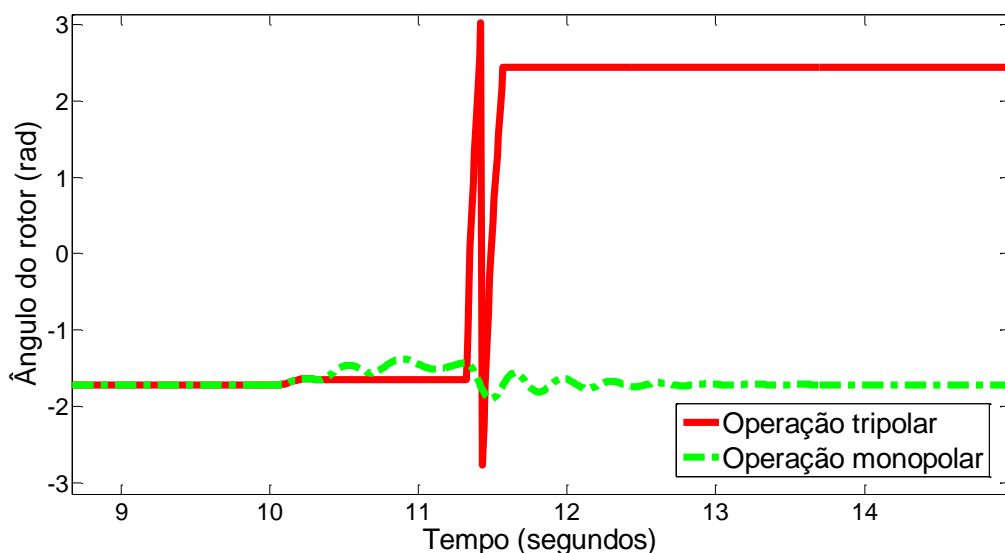
Neste cenário foi simulado um curto-circuito fase-terra no barramento 35, localizado no tronco do alimentador, perto de PCH. Para análises tradicionais, os equipamentos de proteção do alimentador possuem operação tripolar, ou seja, mesmo com uma falha

monofásica, a abertura e fechamento de seu elemento de interrupção da corrente elétrica dá-se de forma tripolar, ou seja, trifásica. Nesta condição de operação, há a máxima redução abrupta de potência ativa que as gerações estão submetidas, o que contribui significativamente para a instabilidade das máquinas.

O método proposto considera a abertura e fechamento monopolar, ou seja, apenas a fase sob defeito será interrompida, por isso, um comparativo entre estes dois critérios de proteção são avaliados. Embora ainda não seja usual em sistemas de distribuição esta estratégia de proteção, já existem equipamentos com estas características disponíveis no mercado.

A simulação realizada prevê o curto-circuito fase-terra em 10 s, sendo o disjuntor da PCH o primeiro equipamento de proteção a operar, isolando a usina em 10,328 s. Em 10,650 s, o disjuntor da subestação opera, limpando todas as fontes de corrente. A 11,250 s o disjuntor da subestação fecha seus contatos e em 11,328 s o disjuntor da PCH é fechado. A Figura 5.17 mostra o ângulo do rotor do gerador da PCH para a operação tripolar e monopolar das proteções.

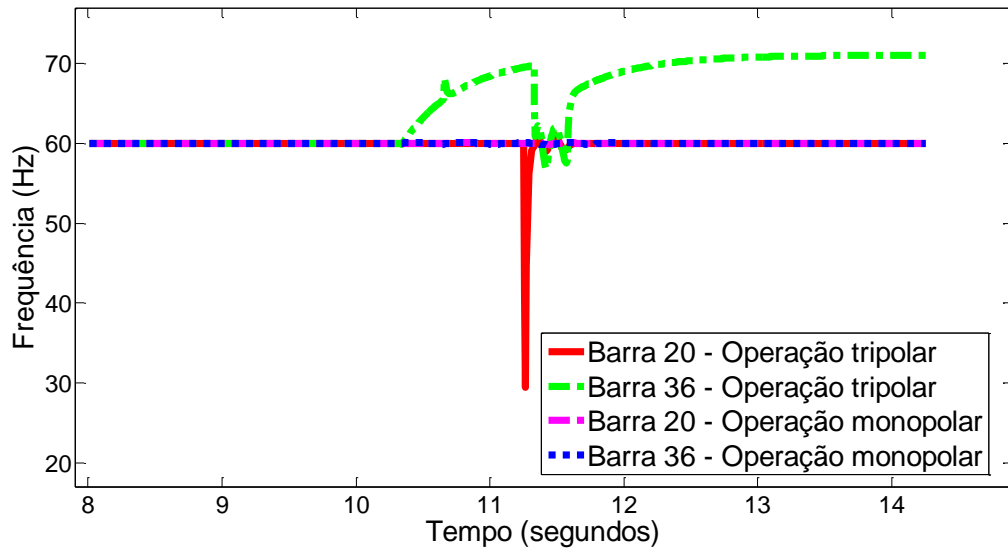
Figura 5.17 - Ângulo do rotor da PCH.



Na abertura tripolar o gerador da PCH perde sincronismo e é desconectado do sistema, enquanto que para a operação monopolar, a falta é eliminada e a PCH mantém o sincronismo satisfatoriamente.

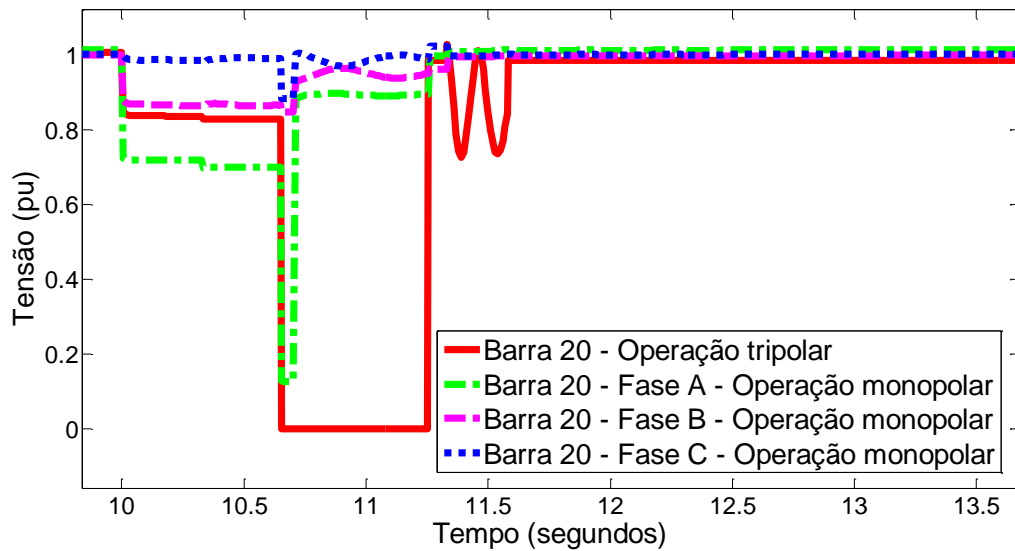
A Figura 5.18 mostra a frequência nas barras com geração, destacando-se a variação de frequência na operação tripolar da proteção.

Figura 5.18 - Frequência nas barras com geração.



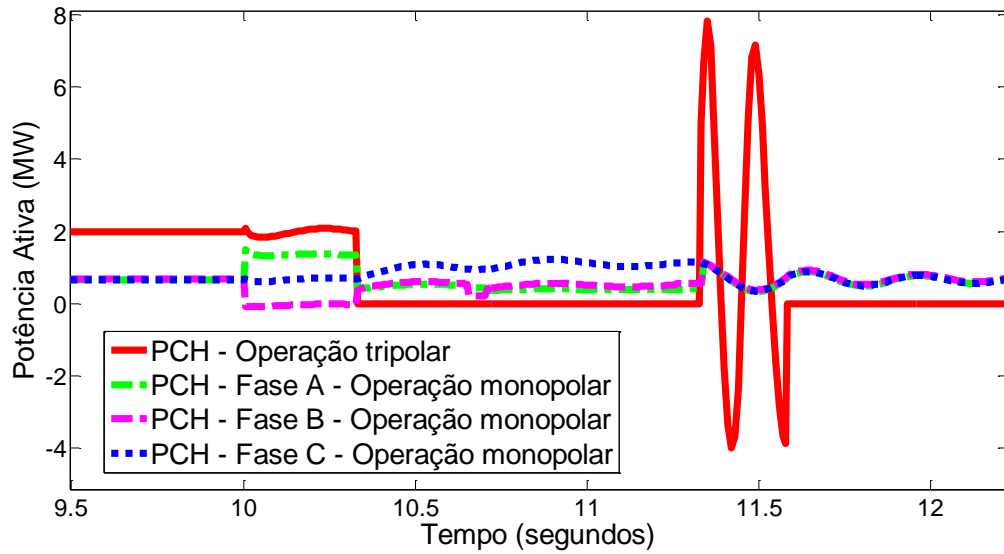
A Figura 5.19 ilustra a tensão na barra 20, onde observa-se a interrupção quando de uma operação tripolar e a tensão por fase quando de uma operação monopolar.

Figura 5.19 - Tensão em uma barra principal do sistema.



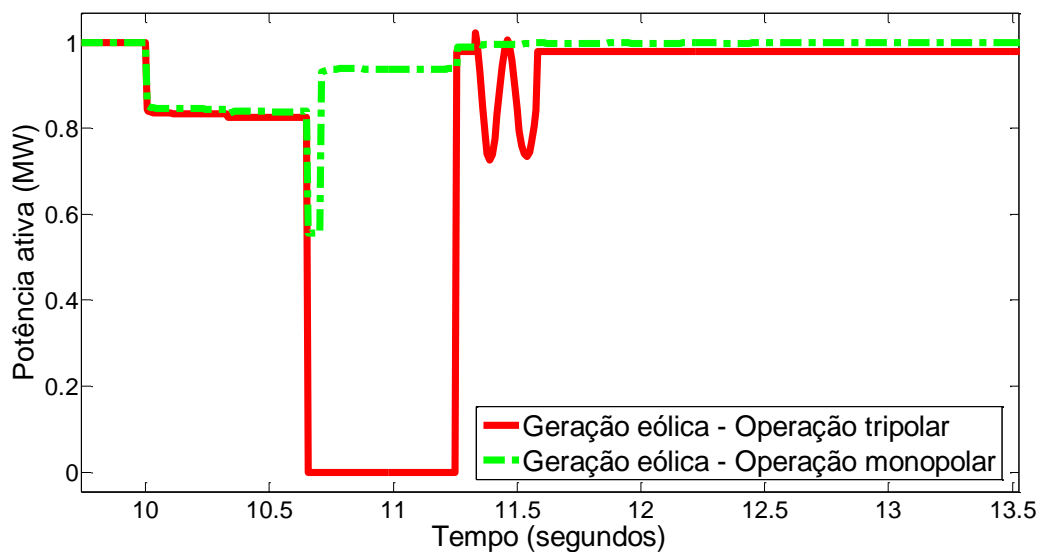
A Figura 5.20 mostra a potência ativa gerada pela PCH, onde vê-se a interrupção da potência gerada em uma operação tripolar.

Figura 5.20 - Potência ativa da PCH.



Para a operação tripolar da proteção, a energia ativa fornecida pelo gerador eólico também é interrompida durante a desconexão do sistema, porque a tensão é menor que o mínimo permitido pelo conversor. Este limite não é alcançado em uma operação monopolar. A Figura 5.21 mostra a potência ativa produzida pela geração eólica, onde o suporte de energia pode ser visto. Em métodos tradicionais o parque eólico é desconectado porque há uma redução na tensão no barramento de conexão.

Figura 5.21 - Potência ativa gerada pela geração eólica.

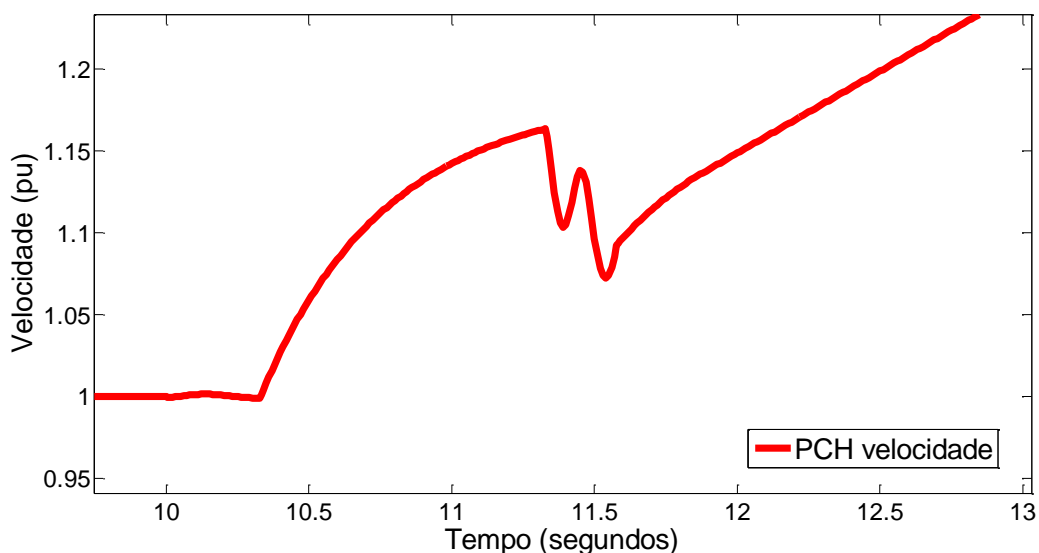


5.4.2 Estudo 2: falta trifásica em ramal

Este estudo avalia a estabilidade transitória para um evento ocorrido em ramal, o que não é feito em estudos tradicionais usando equivalência entre subestação e GD. A proteção primária para falhas em ramais são os fusíveis, em que os tempos de operação dependem do nível de curto-circuito do sistema.

Um curto-circuito trifásico foi aplicado ao barramento 43, derivado da barra 27 localizada no tronco. O curto-circuito é de 400 A e a resposta do fusível é da ordem de 680 ms. A Figura 5.22 mostra a velocidade do rotor da máquina síncrona, onde é observada uma oscilação que faz com que o gerador perca o sincronismo com a rede de distribuição.

Figura 5.22 - Velocidade do rotor do gerador síncrono.



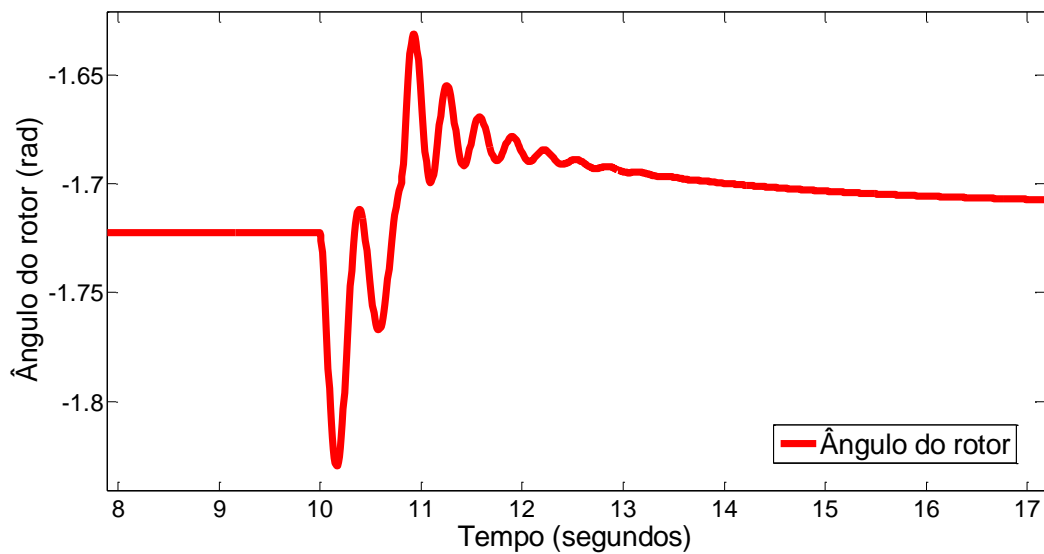
Em uma avaliação tradicional esta instabilidade não seria considerada, porque os eventos em ramais não são simulados. Neste trabalho, quando a perda de sincronismo é detectada, um algoritmo de ajuste do sistema de controle propõe novas configurações, buscando estabilidade para todos os eventos simulados. Na próxima seção, será mostrada a análise, já com um novo ajuste do sistema de controle.

5.4.3 Estudo 3: falta trifásica em ramal após ajustes nos sistemas de controle

Vê-se que um curto-circuito trifásico aplicado ao barramento 43 leva à perda do sincronismo da PCH devido ao tempo de operação do fusível. Em um sistema de distribuição, muitas vezes não é possível mudar o fusível para reduzir o tempo de operação, sem uma grande interferência na coordenação das proteções.

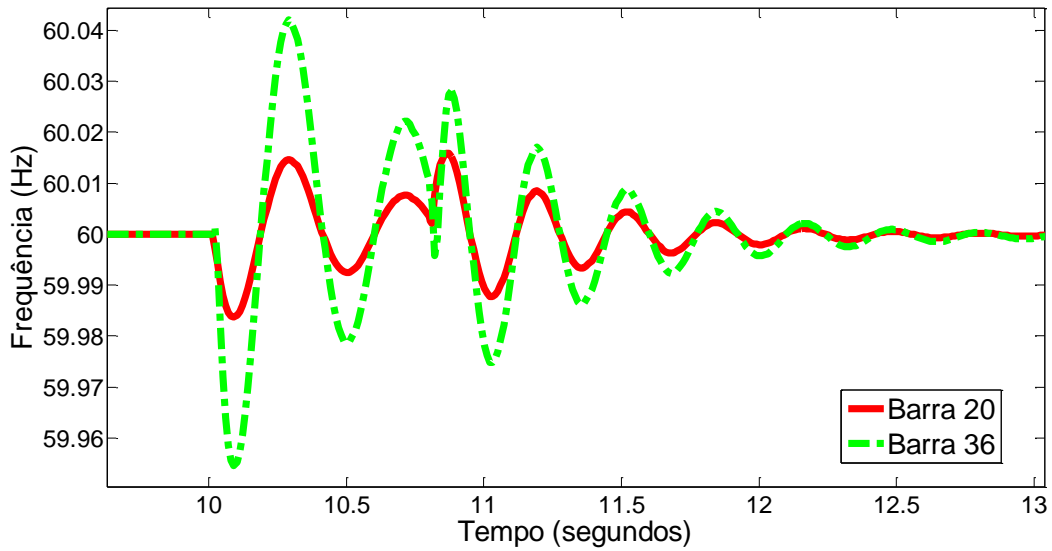
Este trabalho propõe uma metodologia onde, detectada uma instabilidade transitória, um ajuste do sistema de controle é definido de modo a deixar o sistema estável. Neste estudo de caso, uma heurística de ajuste foi aplicada ao sistema de controle, onde o PSS teve as constantes de tempo alteradas, trazendo a estabilidade do sistema. A Figura 5.23 mostra o ângulo do rotor do gerador síncrono da PCH após o novo ajuste do sistema de controle.

Figura 5.23 - Ângulo do rotor da PCH após novos ajustes dos controles.



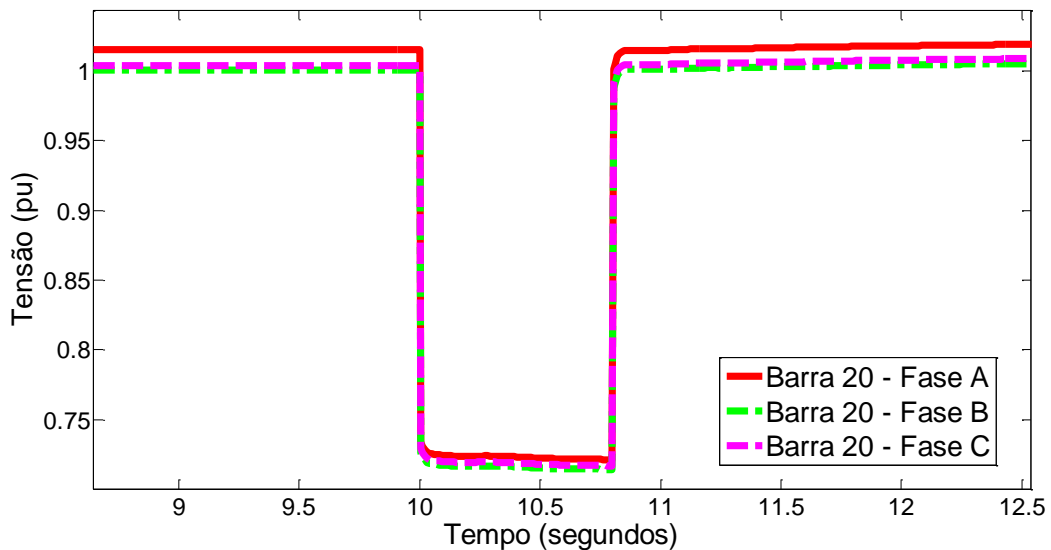
A Figura 5.24 mostra a frequência para os novos ajustes do sistema de controle, oscilando dentro dos limites operacionais impostos.

Figura 5.24 - Frequência nas barras com geração conectada.



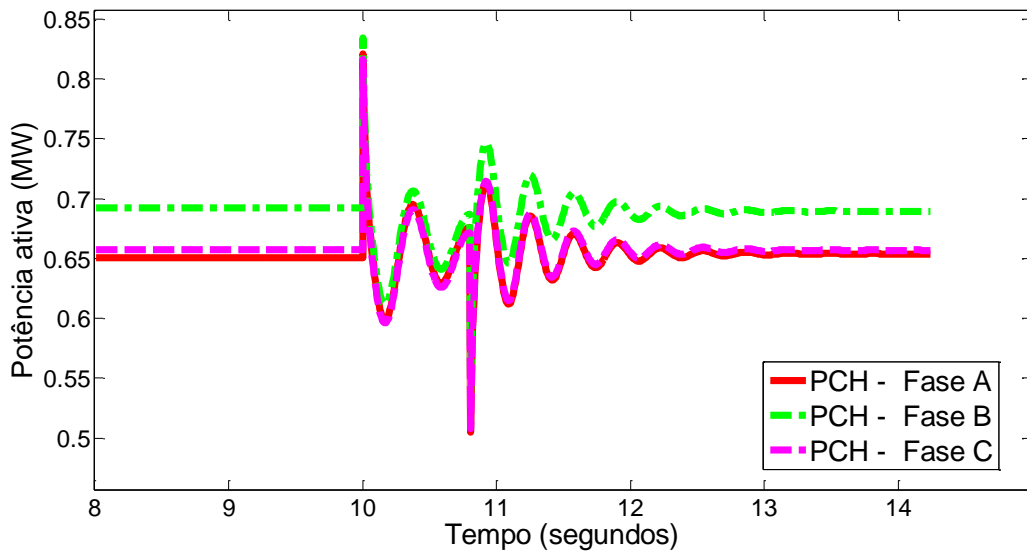
A Figura 5.25 mostra o afundamento momentâneo de tensão causada pelo curto-circuito. A duração desse afundamento de tensão está ligada ao tempo de operação do fusível, que irá isolar a área sob defeito.

Figura 5.25 - Tensão na barra com geração eólica.



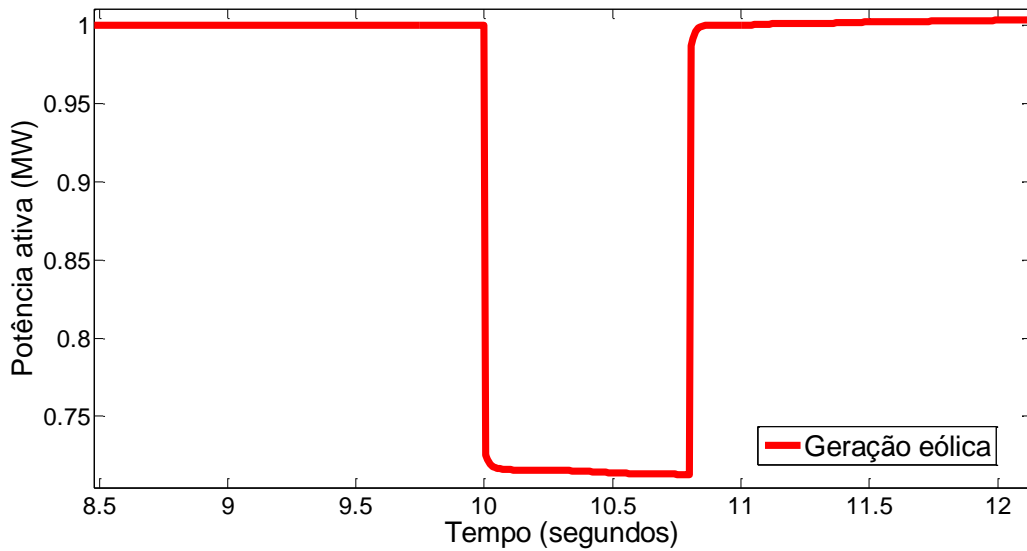
A Figura 5.26 mostra a variação de potência ativa gerada em cada fase da PCH. Em análises tradicionais, estes eventos em ramais não são avaliados, o que pode resultar em violações de qualidade e até mesmo perda de sincronismo das gerações.

Figura 5.26 - Potência ativa gerada pela PCH.



O gerador eólico fornece potência ativa conforme a Figura 5.27, sofrendo variação ocasionada pelo afundamento de tensão.

Figura 5.27 - Potência ativa gerada pela eólica.



5.4.4 Resumo das simulações realizadas

A Tabela 5.7 mostra o sumário dos resultados obtidos nas simulações deste estudo de caso.

Tabela 5.7 - Sumário dos resultados das simulações realizadas.

<i>Segmento</i>	<i>Curto-circuito</i>	<i>Operação tripolar</i>		<i>Operação monopolar</i>	
		Estável	Instável	Estável	Instável
Tronco	Trifásico		1, 20 e 35		1, 20 e 35
	Fase-terra		1, 20 e 35	1, 20 e 35	
Ramais	Rejeição de carga	41		41	
	Trifásico	6,10,15, 20,22,38,39, 40, 41 e 42	27,30,35, 43,44 e 45	6,10,15, 20,22,38,39, 40, 41 e 42	27,30,35, 43,44 e 45
	Fase-terra	6,10,15,20, 22,27,30,38, 39,40,41, 42 e 44	35 e 45	6,10,15,20,22,27, 30,35,38,39,40,41, 42, 43,44 e 45	

Observa-se que curtos-circuitos trifásicos no tronco levam o sistema a instabilidade, principalmente devido à interrupção trifásica da potência e aos tempos de atuação dos equipamentos de proteção deste segmento de rede, que são em geral, maiores que o da transmissão.

Para as falhas em ramais, observa-se que em alguns pontos, há a perda de sincronismo da usina, principalmente devido aos tempos de atuação dos elementos fusíveis que protegem os ramais. Para estas falhas, após ser aplicado o reajuste dos sistemas de controle, o sistema teve sua estabilidade garantida. Esta avaliação não seria possível em uma análise tradicional, onde eventos em ramais não são considerados.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho abordou a estabilidade transitória em sistemas de distribuição. A crescente penetração de geração distribuída nas redes de distribuição, reflexo do investimento em sistemas de geração menores, mais próximas às cargas e com um retorno de investimento mais rápido para os investidores, alerta para a necessidade de uma avaliação mais criteriosa nas condições dinâmicas das redes, agora com gerações multimáquinas, estocástica e com operação descentralizada.

As redes de distribuição com suas características peculiares, principalmente a de carga desequilibrada e grandes extensões de ramais, diferem das linhas de transmissão, portanto, não é possível aplicar-se diretamente os estudos de avaliação e os critérios da transmissão na distribuição.

Este trabalho preenche esta lacuna, definindo a metodologia a ser adotada em uma avaliação de estabilidade transitória em sistemas de distribuição. Começando pela rede a ser avaliada, que para otimizar as simulações e permitir uma avaliação profícua, necessita de uma representação reduzida. Este trabalho definiu este processo com resultados excelentes de resposta em regime transitório para rede simplificada.

As simulações relevantes ao estudo de estabilidade transitória, tais como tipo de evento, pontos para aplicação do defeito e os resultados admissíveis (limites), são definidos nesta tese. Destaca-se nos eventos propostos, a constatação que para sistemas de distribuição a representação e simulação de falhas nos ramais é imprescindível para tais redes, uma vez que podem ocorrer perda de estabilidade transitória com faltas em tais segmentos de rede.

O critério de reajuste dos sistemas de controle, buscando uma sintonização adequada e garantindo uma reanálise após alterações, também é um item em destaque na metodologia.

Por fim, a avaliação da operação monopolar da proteção em sistemas de distribuição com geração distribuída, mostra que esta é uma estratégia viável de trabalho, onde há evidentes vantagens para a estabilidade transitória, principalmente a medida que aumenta-se a penetração das gerações. A operação tripolar tradicional, contribui para a perda e sincronismo das máquinas, principalmente em eventos temporários monofásicos, cuja operação monopolar poderia preservar as gerações, garantir a estabilidade do sistema e evitar transgressões de tensão e frequência às cargas.

Acredita-se na aplicação prática desta metodologia, pois este trabalho criou uma metodologia aderente as características das redes de distribuição, bem como garante uma

avaliação global e abrangente dos sistemas de distribuição com um modelo simplificado e de resposta dinâmica satisfatória.

6.1 CONTRIBUIÇÕES DA TESE

Pode-se destacar como contribuições inovadoras desta tese os seguintes tópicos:

- Técnica de simplificação de rede para estudos de estabilidade transitória;
- Seleção de ramos principais com potencial impacto na estabilidade angular;
- Representação de modelos dinâmicos com parâmetros específicos para GD;
- Avaliação de faltas com atuação monopolar dos equipamentos de proteção em sistemas de distribuição; e
- Ajuste do sistema de controle em condições de instabilidade.

6.2 PUBLICAÇÕES DE TRABALHOS RELACIONADOS À TESE

1. MADRUGA, E. P., BERNARDON, D. P. **Avaliação da Estabilidade Angular de Sistemas de Geração Distribuída Conectados em Redes de Distribuição**. XIII SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Foz do Iguaçu, Mai, 2014.
2. MADRUGA, E. P., BERNARDON, D. P., SPERANDIO, M., PRADO, C. C. **Análise da Estabilidade Angular de Sistemas de Geração Distribuída Conectados em Redes de Distribuição**. VIII SEPOC - II SESP - Seminário de Eletrônica de Potência e Controle e Seminário de Energia e Sistemas de Potência, Santa Maria, Ago, 2014.
3. MADRUGA, E. P., BERNARDON, D. P., SPERANDIO, M., PRADO, C. C., DEIFELT, S. V., **Análise da Estabilidade Angular de Sistemas de Geração Distribuída Conectados em Redes de Distribuição**. CIDEL 2014 - Congreso Internacional de Distribución Eléctrica, Buenos Aires, Set, 2014.
4. MADRUGA, E. P., BERNARDON, D. P., CANHA, L. N., ABAIDE, A. R., SPERANDIO, M., PRADO, C. C. **Metodologia de Análise da Estabilidade Angular de Sistemas de Geração Distribuída Conectados em Redes de Distribuição**. XXI SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Santos, Nov, 2014.

5. MADRUGA, E. P., BERNARDON, D. P., VIEIRA, R.P., KARNIKOWSKI, D.C.. **Metodologia para análise da estabilidade angular em sistemas de distribuição com geração distribuída.** XI Conferência Brasileira sobre a Qualidade da Energia Elétrica - CBQEE, Campina Grande, Jul, 2015.
6. MADRUGA, E. P., BERNARDON, D. P., VIEIRA, R.P., PFITSCHER, L.L.. **Metodologia para análise da estabilidade angular em sistemas de distribuição com geração distribuída.** Revista O Setor Elétrico, ano 11, edição 130, nov. 2016.
7. MADRUGA, E. P., BERNARDON, D. P., VIEIRA, R.P., PFITSCHER, L.L.. **A new methodology for transient stability in distribution systems with distributed generation.** International Transactions on Electrical Energy Systems. Submetido em junho de 2017.

REFERÊNCIAS

- ABREU, L. V. L.; **Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2005.
- ACKERMANN. T.; ANDERSSON. G.; SÖDER. L. - **Distributed generation: a definition**. Electric Power Systems Research. vol. 57. no. 3. pp. 195 – 204. 2001.
- AKHMATOV, V. **Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power**, Tese de doutorado - Technical University of Denmark, Dinamarca, 2003.
- AKHMATOV, V. **Variable-speed wind turbines with doubly-fed induction generators - part III: Model with the back-to-back converters**. Wind Engineering, vol. 27, no. 2, pp. 79–91, 2003.
- ALBUQUERQUE, R. O. **Análise de Circuitos em Corrente Alternada**. Editora Érica, 2010.
- ANDERSON. P.M.; FOUAD. A.A. **Power System Control and Stability**. 2nd Edition. IEEE Press. Wiley Interscience. 2003;
- ARAÚJO, B.C.; **Uma Ferramenta de Avaliação de Estabilidade Dinâmica para Sistemas Elétricos de Potência**, Dissertação de Mestrado, UFCG, 2010.
- AYRES, H. M.; **Desenvolvimento de metodologia de análise de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica**, Tese de Doutorado, UNICAMP, 2010.
- AZIZ, TAREQ; DAHAL, S.; MITHULANANTHAN, N.; SAHA, T.K.; **Impact of Widespread Penetrations of Renewable Generation on Distribution System Stability**, 6th International Conference on Electrical and Computer Engineering, 2010.
- AZMY, A.M.; ERLICH I.; **Impact of Distributed Generation on the Stability of Electrical Power Systems**, IEEE, 2005.
- BENIDRIS, M.; ELSAIAH, S.; SULAEMAN, S.; MITRA, J.; **Transient stability of distributed generators in the presence of energy storage devices**, North American Power Symposium (NAPS), 2012.
- BOEMER. J. C.; GIBESCU. M.; KLING. W. L.; **Dynamic models for transient stability analysis of transmission and distribution systems with distributed generation: an overview**. IEEE Bucharest Power Tech Conference. Romania. 2009.
- BOLAÑOS, J. R. M.; **Análise da Estabilidade Dinâmica em Minirredes com Controle Autônomo de Frequência e Tensão**, Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2012.
- CALSAN, M.; **Análise de Desempenho Dinâmico de Sistemas de Excitação para Geradores Síncronos em Plantas de Geração Distribuída**, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2011.

CAMINHA, A. C.; **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**, Edgar Blücher, 1977.

CIGRÉ TASK FORCE 38.01.10. **Modeling new forms of generation and storage**. Cigré, (Relatório Técnico, 2001), 2001.

CORRÊA, D. S.; **Metodologias para Análise do Risco de Ocorrência de Ilhamentos não Intencionais de Geradores Síncronos Distribuídos**, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2008.

DELVECCHI, E.D.C.; **Análise de Novos Sinais para a Detecção Detecção de Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2011.

DIAS, I.C.; RESENER. M.; CANHA, L. N.; PEREIRA, P.R.; **Transient stability study of an unbalanced distribution system with distributed generation**. Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA), 2014.

DigSILENT POWERFACTORY – Technical References, Version 14.1, Germany, 2011.

EKANAYABE, J. B., ET AL. **Dynamic modelling of doubly fed induction generator wind turbines**. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, pp. 803-809, 2003.

FADIGAS, E. A. F. A.; **Energia Eólica**, Editora Manole, 2011.

FERNANDES, T.C.C.; **Aplicação de técnicas de Estimacão Modal para Análise da Estabilidade a Pequenas Perturbações de Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída**, Dissertação de Mestrado, USP, 2012.

FILHO, X. V. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração**. Editora Campus – Eletrobrás, 1984.

GALLARDO, J. A. M.; **Impacto de Geradores Síncronos no Desempenho de Regime Permanente de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2005.

HOLSBACH, I. L.; RUARO, R.D.; LIMA, D.O.; CABRAL, N.A.; FALLEIROS, J. A. B.; MELO, M. A. A.; SILVA, M. A.; SHINZATO, P.; MAURÍCIO, W.; OLIVEIRA, Y. M. B. M.; MAURÍCIO, S. T.; KESTEL, K.; VASCONCELOS, R. F. N.; **Impacto da Geração Distribuída no Sistema Elétrico de Distribuição da RGE**. Universidade Presbiteriana Mackenzie, CITENEL, 2007.

IEEE PAS-92; **Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies**.; no.6, pp 1904-1915, 1973.

IEEE Std 421.5™-2005; **Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies**; pp 8, 64, 2006.

IEEE Working Group Report, “**IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators**,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, No. 4, pp. 1519-1521, 1980.

KIAEI, I.; LOTFIFARD, S.; **Tube-based model predictive control of energy storage systems for enhancing transient stability of power systems**, IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: PP, Issue: 99, 2017.

KUIAVA, R.; **Projeto de Controladores para amortecimento de Oscilações em Sistemas Elétricos com Geração Distribuída**, Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, 2010.

KUNDUR, P.; **Power System Stability and Control**, McGraw-Hill, Inc., USA, 1994.

KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; CUTSEM, T.V.; VITTAL, V.; **Definition and classification of power system stability**. Transactions on Power Systems, VOL. 19, NO. 2, 2004.

LIU, T.; LIU, Y.; LIU, J.; YANG, Y.; TAYLOR, G.A.; HUANG, Z.; **Multi-indicator inference scheme for fuzzy assessment of power system transient stability**, CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2016.

LOPES, C.E.V.M.; **Desempenho Transitório de Sistemas de Potência com Informação de Margem de Estabilidade**, Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2006.

MARIOTTO, L.; **Avaliação da Segurança da Operação de Sistemas Elétricos de Potência Considerando os Limites de Estabilidade Angular e de Tensão**, Tese de Doutorado, UFSM, 2008.

MATA, C. G.; **Uma contribuição na Análise da Estabilidade Transitória dos Sistemas Elétricos de Distribuição na presença de Geração Distribuída**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2005.

MIAH, A.M.; **A new methodology for the purpose of real-time local control of transient stability**, IEEE PES T&D Conference and Exposition, 2014.

MONTEZANO, B.E.M.; **Modelo Dinâmico de Visualização de um Aerogerador com Velocidade de Rotação Variável e Controle de Passo em VRML**. Projeto de Graduação, Departamento de Engenharia Elétrica, UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.

MOTTA, D. S.; **Técnicas de ajuste de Estabilizadores do Sistema de Potência**, Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2010.

MOTTA, W. S.; **Simulação de Transitórios eletromecânicos em Sistemas de Potência**. EPGRAF, 2006.

MOURA, F. A. M.; **Geração Distribuída – Impactos e contribuições para a Qualidade da Energia Elétrica e Dinâmica dos Sistemas Elétricos – uma análise através do ATP-EMTP**, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia, 2011.

MÜLLER, S.; DEICKE, M.; DONCKER, R. W. **Doubly fed induction generator systems for wind turbines**. IEEE Industry Applications Magazine, vol. 8, no. 3, pp. 26–33, 2002.

NASR-AZADANI, E.; CAÑIZARES, C. A.; OLIVARES, D. E.; BHATTACHARYA, K.; **Stability analysis of unbalanced distribution systems with synchronous machine and DFIG based distributed generators**, IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 5, Issue: 5, 2014.

NAZARI, M.H., ILIC, M.; **Dynamic modelling and control of distribution energy systems: comparison with transmission power systems**, IET Generation, Transmission & Distribution, 2013.

NETO, M.R.B.; CARVALHO, P.; **Geração de Energia Elétrica - Fundamentos**. Editora Érica, 2014.

NOGUEIRA, V. F. G.; **Geração Distribuída usando geradores síncronos trifásicos**, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2011.

NUNES, M. V. A.; **Avaliação do Comportamento de Aero geradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas**, Tese de Doutorado, UFSC, 2003.

OLUIC, M.; GHANDHARI, M.; BERGGREN, B.; **Methodology for Rotor Angle Transient Stability Assessment in Parameter Space**, IEEE Transactions on Power Systems, 2017.

ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 3.6. Disponível em: <http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx> Acesso em: 29 jul. 2017.

PADILHA, L. N.; **Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos**, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, 2010.

PAVANI, A.P.G.; **Métodos Analíticos para Análise de Geradores de Indução Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**, Tese de Doutorado, UNICAMP, 2008.

PEQUENA, S. J. C.; **Sobre a determinação de parâmetros de geradores síncronos para estudos de comportamento dinâmico de sistemas elétricos**, Dissertação de mestrado, UNICAMP, Campinas-SP, 2009.

PEREIRA, H. A.; CUPERTINO, A. F.; DE RESENDE, J.T., DE SOUZA, T.M.; DE OLIVEIRA, R.R.S.; SILVA, S.R.; **Análise das Tecnologias de Aero geradores Síncronos com Conversores Plenos**. Universidade Federal de Viçosa e Universidade Federal de Minas Gerais, CBQEE, 2013.

PERES, L. M.; **Estudos do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos de Produtores Independentes em Sistemas de Geração Distribuída via ATPDraw**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, 2013.

PORTAL PCH. Disponível em: <<http://www.portalpch.com.br/noticias-e-opniao/5212-01-06-2015-novos-projetos-de-pchs-tem-potencial-de-10-5-gw.html>>. Acesso em: 27 jun. 2015.

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 29 jul. 2017.

REGINATTO, R., RAMOS, R.A.; **On electrical power evaluation in dq coordinates under sinusoidal unbalanced conditions**. IET Generation, Transmission & Distribution, 2013.

RESENER, M.; **Avaliação do Impacto dos Controladores de Excitação na Estabilidade Transitória de Geradores Síncronos Conectados em Sistemas de Distribuição**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2011.

RESENER. M.; SALIM. R. H.; BRETAS. A. S.; **Impacts of excitation control modes of distributed generators on distribution systems transient stability: A case study**. Power and Energy Society General Meeting, 2012.

ROCHA, L.F.; BORGES, C.L.T.; TARANTO, G.N.; **Reliability Evaluation of Active Distribution Networks Including Islanding Dynamics**, IEEE Transactions on Power Systems. Volume: 32, Issue: 2, 2017.

SALIM. R. H.; RAMOS. R. A.; BRETAS. N. G.; **Analysis of the Small Signal Dynamic Performance of Synchronous Generators under Unbalanced Operating Conditions**. Power and Energy Society General Meeting, 2010.

SALIM, R.H.; **Uma nova abordagem para análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos**, Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2011.

SALLES, M. B.C.; **Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Eólicos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2004.

SARIC, M.; PENAVA, I.; **Transient Stability of Induction Generators in Wind Farm Applications**, Elektroprivreda B&H, 2014.

SIMULIGHT, Manual do Usuário. Versão do programa 3.3. Disponível em: <<http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight>>. Acesso em: 19 jul. 2015.

SLOOTWEG, J.G.; HAAN, S.W.H.; POLINDER, H.; KLING, E.W.L.; **General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, 2003.

STANKOVIC A. M.; AYDIN, T.; **Analysis of unbalanced power system faults using dynamic phasors**. IEEE Trans. Power Systems, vol. 15, pp. 1062–1068, July 2000.

STREETER, V. L., WYLIE, E. B. **Mecânica dos Fluidos**. São Paulo, McGraw-Hill do Brasil, 7ª ed., 1982.

TANG X.; DENG W.; QI, Z.; **Investigation of the Dynamic Stability of Microgrid**, IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 29, Issue: 2, 2014.

TAVUKCU, E.; TÜRKAY, B. E.; **Transient stability analysis of the transmission system considering the initial steady state results**, 10th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), 2017.

TRAN-QUOC, T.; THANH, L.L; ANDRIEU, C.; HADJSAID, N.; KIENY, C.; SABONNADIÈRE, J.C.; LE, K.; DEVAUX, O.; CHILARD, O.; **Stability analysis for the distribution networks with distributed generation**, IEEE, 2006.

WANG, C.; YUAN, K.; LI, P.; JIAO, B; SONG, G.; **A Projective Integration Method for Transient Stability Assessment of Power Systems with High Penetration Of Distributed Generation**, IEEE Transactions on Smart Grid, 2017.

WANG, R. RUIQI WANG, R; SUN, S.; ZHANG, Y.; ZHAO, P.; YU, P.; WANG, X.; MAO, Q.; **Modeling and control of distributed generation under distorted and unbalanced conditions**. International Conference on Control, Automation and Information Sciences (ICCAIS), 2015.

WU, L.; POTA, H.;R.; ZHAO, Z.; **Transient stability analysis of power system based on complex network theory**, IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), 2016.

YU, C., XUE, Y., XUE, F.; **Impacts of Large Scale Wind Power on Power System Transient Stability**, 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011.

ZHANG, J.; XU, H.; **Online Identification of Power System Equivalent Inertia Constant**, IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017.

ZHOU, N.; WANG, P.; WANG, Q.; LOH, P. C.; **Transient stability study of distributed induction generators using an improved steady-state equivalent circuit method**. IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 29, Issue: 2, 2014.